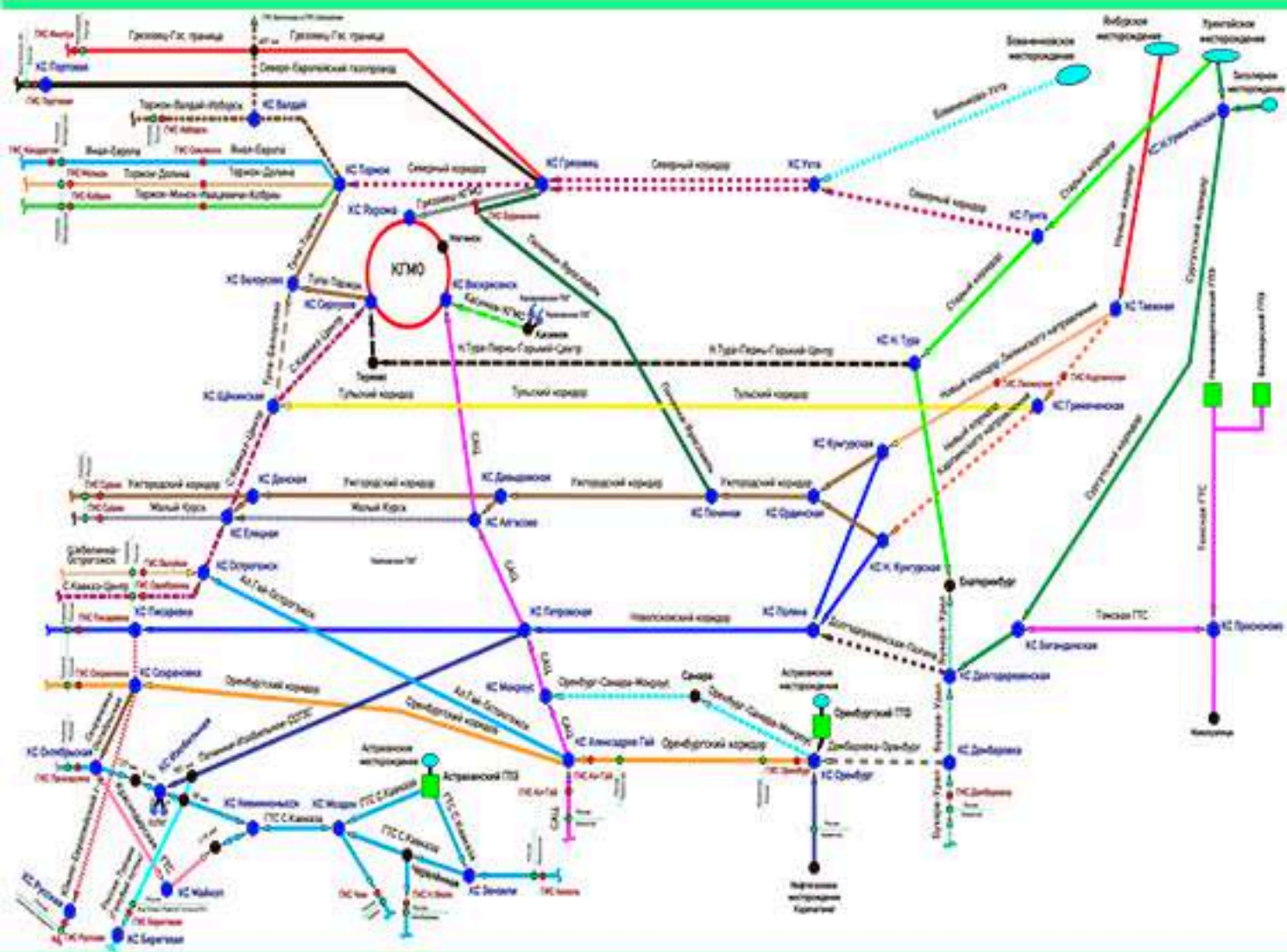
В.Г. Герке

Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем

Вторая редакция



Москва 2022

В.Г. Герке

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ РАБОТНИКОВ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

ВТОРАЯ РЕДАКЦИЯ

МОСКВА 2022 г.

Герке В.Г. Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем (вторая редакция), 2022 – 1173 с.

Вторая редакция справочного пособия предназначена для работников диспетчерских служб любых уровней управления, осуществляющих диспетчерское управление газотранспортными системами различных систем газоснабжения (ЕСГ России, региональные системы и др.).

Пособие может использовано для организации курсов повышения квалификации специалистов диспетчерских служб, а также студентов по специальности «Магистральный транспорт газа».

Вторая редакция пособия является новой версией Справочного пособия для работников диспетчерских служб газотранспортных систем (2015 год, Посягин Б.С., Герке В.Г.) обновленной данными 2020 года и дополненной новыми разделами, в том числе разделами Справочного пособия по системам газоснабжения стран западной Европы (2018 год, Герке В.Г.) и Справочного пособия по системам газоснабжения стран Азии (2019 год, Герке В.Г.).

Подготовка материалов В.Г. Герке, 2020–2022
Оформление В.Г. Герке, 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ 13
ПРЕДИСЛОВИЕ 15
ВВЕДЕНИЕ 17

Глава 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Федеральная система газоснабжения России 20
1.1.1. Состав Федеральной системы газоснабжения 21
1.1.1.1. Единая система газоснабжения Российской Федерации 21
1.1.1.2. Региональные системы газоснабжения 31
1.1.1.3. Газораспределительная система 32
1.1.2. Реализация газа 35
1.2. История развития процесса диспетчерского управления 37
1.3. Классификация бизнес-процессов группы Газпром 47
1.3.1. Введение 48
1.3.2. Описание групп бизнес-процессов 48
1.3.3. Производственные бизнес-процессы 48
1.3.3.1. Производственные бизнес-процессы газового бизнеса 48
1.3.3.2. Производственные бизнес-процессы нефтяного бизнеса 51
1.3.3.3. Производственные бизнес-процессы электроэнергетического бизнеса 53
1.3.4. Прочие виды бизнеса 53
1.3.5. Функциональные бизнес-процессы 54
1.3.6. Бизнес-процесс диспетчерского управления процессами добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа 56
1.3.6.1. Модель управления 57
1.3.6.2. Процессы планирования 57
1.3.6.3. Управление запасам, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС 59
1.3.6.4. Процессы контроля 59
1.3.6.5. Процессы формирования отчетности 60
1.3.6.6. Ведения НСИ 60
1.3.6.7. Сопровождение схем и карт различного назначения 60
1.3.6.8. Описание модели бизнес-процессов различного назначения 60
1.4. Роль и значение диспетчерского управления в функционировании систем газоснабжения и управление предприятием 68
1.4.1. Введение 69
1.4.2. Составляющие процесса управления 70
1.4.2.1. Технологическое управление 70
1.4.2.2. Оперативное управление производством 71
1.4.2.3. Ресурсное управление 72
1.4.2.4. Взаимодействие систем управления 72
1.4.2.5. Особенности диспетчерского управления 73
1.5. Структура и уровни диспетчерского управления 74
1.5.1. Общие положения 75
1.5.2. Уровни диспетчерского управления системами газоснабжения 76

1.5.2.1. Уровни диспетчерского управления ЕСГ 76
1.5.2.2. Уровни диспетчерского управления газораспределительной системой 77
1.5.2.3. Уровни диспетчерского управления региональными системами газоснабжения 77
1.5.2.4. Уровни диспетчерского управления независимых производителей и поставщиков газа 77
1.5.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления 77
1.5.3.1. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления в ЕСГ 78
1.5.3.2. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления поставками (реализацией) газа 80
1.5.3.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления газораспределительными системами 80
1.6. Виды диспетчерского управления газотранспортными системами 82
1.6.1. Общие положения 83
1.6.2. Технологическое управление 83
1.6.2.1. Классическое режимно-технологическое управление 84
1.6.2.2. Низконапорный транспорт газа 84
1.6.3. Коммерческое управление 90
1.6.4. Комбинированное управление 90
1.6.4.1. Западноевропейская модель управления 90
1.6.4.2. Управление на основе зон коммерческой балансировки 91
1.6.4.3. Управление запасами газа 93

Глава 2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 107
2.1. Иерархия систем газоснабжения 110
2.2. Магистральный транспорт газа 111
2.2.1. Принцип магистрального транспорта газа 111
2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ 111
2.2.3. Газотранспортные системы ЕСГ и принадлежащие им магистральные газопроводы 117
2.2.3.1. Старый коридор 117
2.2.3.2. Новый коридор 120
2.2.3.3. Новый коридор Лялинского направления 123
2.2.3.4. Новый коридор Карпинского направления 125
2.2.3.5. Северный коридор 127
2.2.3.6. Сургутский коридор 130
2.2.3.7. Долгодеревенская – Поляна 133
2.2.3.8. Газотранспортная система Северного Кавказа 134
2.2.3.9. Томская газотранспортная система 139
2.2.3.10. Ужгородский коридор 142
2.2.3.11. Тульский коридор 145
2.2.3.12. Новопсковский коридор 147
2.2.3.13. Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр 150
2.2.3.14. Средняя Азия – Центр 152
2.2.3.15. Северный Кавказ – Центр 154

2.2.3.16. Оренбургский коридор ... 157
2.2.3.17. Александров Гай – Острогожск ... 159
2.2.3.18. Газотранспортная система Малый Курск ... 161
2.2.3.19. Грязовец – Ленинград – Гос. Граница ... 163
2.2.3.20. Бухара – Урал ... 165
2.2.3.21. Тула – Белоусово ... 168
2.2.3.22. Тула – Торжок ... 169
2.2.3.23. Тула – Валдай – Изборск ... 170
2.2.3.24. Кольцевой газопровод Московской области (КГМО) ... 173
2.2.3.25. Грязовец – КГМО ... 175
2.2.3.26. Касимов – КГМО ... 177
2.2.3.27. Починки – Ярославль ... 179
2.2.3.28. Починки–Фролово – Изобильное – Северо-Ставропольское ПХГ ... 181
2.2.3.29. Россия–Турция (Голубой поток) ... 183
2.2.3.30. Острогожск – Шебелинка ... 183
2.2.3.31. Домбаровка – Оренбург ... 186
2.2.3.32. Оренбург – Самара – Мокроус ... 187
2.2.3.33. Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ ... 189
2.2.3.34. Башкирская газотранспортная система ... 191
2.2.3.35. Краснодарская газотранспортная система ... 192
2.2.3.36. Сохрановка – Октябрьская ... 195
2.2.3.37. Ямал – Европа ... 196
2.2.3.38. Торжок – Долина ... 196
2.2.3.39. Торжок – Минск – Ивацевичи – Кобрин ... 200
2.2.3.40. Бованенково – Ухта ... 202
2.2.3.41. Северо-Европейский газопровод (СЕГ) ... 204
2.2.3.42. Южно-Европейский газопровод (ЮЕГ) ... 206
2.2.4. Межсистемные технологические перемычки ГТС ЕСГ ... 208
2.2.5. Распределительные газопроводы высокого давления ГТО ... 213
2.2.5.1. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Казань» ... 214
2.2.5.2. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Саратов» ... 215
2.2.5.3. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Уфа» ... 216
2.2.5.4. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» ... 217
2.2.5.5. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Самара» ... 220
2.2.5.6. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Н. Новгород» ... 221
2.2.5.7. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Волгоград» ... 223
2.2.5.8. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Краснодар» ... 224
2.2.5.9. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Томск» ... 228
2.2.5.10. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» ... 229
2.2.5.11. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ... 231

2.2.5.12. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Беларусь» 232
2.2.6. Узлы редуцирования газа ГТС ЕСГ 235
2.2.7. Региональные системы газоснабжения России 245
2.2.7.1. Региональная система газоснабжения Калининградской области 245
2.2.7.2. Региональная система газоснабжения Иркутской области 246
2.2.7.3. Региональная система газоснабжения Камчатской области 246
2.2.7.4. Региональная система газоснабжения Хабаровского края 247
2.2.7.5. Региональная система газоснабжения Республики Саха 249
2.2.7.6. Региональная система газоснабжения республики Крым 250
2.2.7.7. Региональная газотранспортная система Сила Сибири……...252
2.2.8. Газотранспортные системы стран Европы.....253
2.2.8.1. Газотранспортная система Австрии……..253
2.2.8.2. Газотранспортная система Албании……..260
2.2.8.3. Газотранспортная система Бельгии……..262
2.2.8.4. Газотранспортная система Болгарии……..266
2.2.8.5. Газотранспортная система Боснии и Герцеговины……..270
2.2.8.6. Газотранспортная система Великобритании……..271
2.2.8.7. Газотранспортная система Венгрии……..283
2.2.8.8. Газотранспортная система Германии……..290
2.2.8.9. Газотранспортная система Греции……..308
2.2.8.10. Газотранспортная система Дании……..310
2.2.8.11. Газотранспортная система Ирландии……..315
2.2.8.12. Газотранспортная система Испании……..319
2.2.8.13. Газотранспортная система Италии……..324
2.2.8.14. Газотранспортная система Латвии……..330
2.2.8.15. Газотранспортная система Литвы……..334
2.2.8.16. Газотранспортная система С. Македонии……..338
2.2.8.17. Газотранспортная система Нидерландов……..339
2.2.8.18. Газотранспортная система Норвегии……..349
2.2.8.19. Газотранспортная система Польши……..351
2.2.8.20. Газотранспортная система Португалии……..358
2.2.8.21. Газотранспортная система Румынии……..362
2.2.8.22. Газотранспортная система Сербии……..372
2.2.8.23. Газотранспортная система Словакии……..375
2.2.8.24. Газотранспортная система Словении……..385
2.2.8.25. Газотранспортная система Турции……..388
2.2.8.26. Газотранспортная система Финляндии……..394
2.2.8.27. Газотранспортная система Франции……..397
2.2.8.28. Газотранспортная система Хорватии……..406
2.2.8.29. Газотранспортная система Чехии……..411
2.2.8.30. Газотранспортная система Швейцарии……..418
2.2.8.31. Газотранспортная система Швеции……..423
2.2.8.32. Газотранспортная система Эстонии……..425
2.2.8.33. Газотранспортная система Украины……..427
2.2.8.34. Газотранспортная система Армении……..437
2.2.8.35. Газотранспортная система Грузии, Южной Осетии и Абхазии……..442
2.2.8.36. Газотранспортная система Азербайджана……..446
2.2.9. Газотранспортные системы стран Азии……...449
2.2.9.1. Газотранспортная система Афганистана……..449

2.2.9.2. Газотранспортная система Бангладеш.....450
2.2.9.3. Газотранспортная система Вьетнама.....457
2.2.9.4. Газотранспортная система Индии.....459
2.2.9.5. Газотранспортная система Индонезии.....463
2.2.9.6. Газотранспортная система Ирака.....467
2.2.9.7. Газотранспортная система Ирана.....469
2.2.9.8. Газотранспортная система Казахстана.....476
2.2.9.9. Газотранспортная система Киргизии.....480
2.2.9.10. Газотранспортная система Китая.....482
2.2.9.11. Газотранспортная система Южной Кореи.....492
2.2.9.12. Газотранспортная система Малайзии.....496
2.2.9.13. Газотранспортная система Мьянмы.....500
2.2.9.14. Газотранспортная система Пакистана.....503
2.2.9.15. Газотранспортная система Таджикистана.....510
2.2.9.16. Газотранспортная система Таиланда.....511
2.2.9.17. Газотранспортная система Туркменистана.....515
2.2.9.18. Газотранспортная система Узбекистана.....520
2.2.9.19. Газотранспортная система Филиппин.....525
2.2.9.20. Газотранспортная система Японии.....527

Глава 3. ОБЪЕКТЫ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Добыча газа 531
3.1.1. Принципы геологии газа..... 532
3.1.2. Принципы технологии добычи газа 535
3.1.3. Газовая скважина 536
3.1.3.1. Конструкция газовой скважины.....536
3.1.3.2. Оборудование устья скважины.....538
3.1.3.3. Способы бурения скважин.....539
3.1.3.4. Типы буровых скважин.....540
3.1.3.5. Виды буровых скважин.....541
3.1.4. Принципиальная схема газового промысла.....542
3.1.4.1. Конфигурация газосборных сетей 544
3.1.4.2. Газосборный коллектор 545
3.1.4.3. Подготовки газа к дальнему транспорту..... 546
3.1.4.4. Межпромысловые газопроводы 557
3.1.5. Этапы и периоды эксплуатации месторождения..... 558
3.1.5.1. Дожимные компрессорные станции 559
3.1.6. Эксплуатация месторождения 559
3.1.6.1. Ресурсы и запасы газа в месторождении 559
3.1.6.2. Режим работы месторождения, пласта, скважины 561
3.1.6.3. Управление режимом работы месторождения, пласта, скважины.....562
3.2. Магистральные газопроводы.....565
3.2.1. Классификация участков магистральных газопроводов.....566
3.2.2. Минимальные расстояния от магистрального газопровода.....569
3.2.3. Расстояния между параллельными магистральными газопроводами.....573
3.2.4. Охранные зоны магистральных газопроводов.....575
3.2.5. Испытание газопроводов внутренним давлением.....576
3.2.6. Трубы и соединительные детали трубопроводов.....580

3.2.7. Запорная арматура……585
3.2.7.1. Виды запорной арматуры……585
3.2.7.2. Условные обозначения трубопроводной арматуры……592
3.3. Подземное хранение газа……597
3.3.1. Определения……598
3.3.2. Функции подземного хранилища газа……598
3.3.3. Типы подземных хранилищ газа……598
3.3.3.1. ПХГ в истощённых месторождениях……598
3.3.3.2. ПХГ в водоносных пластах……599
3.3.3.3. ПХГ в твёрдых горных породах……601
3.3.4. Виды подземных хранилищ газа……602
3.3.4.1. Базовые……602
3.3.4.2. Региональные……602
3.3.4.3. Локальные……602
3.3.4.4. Сезонные……603
3.3.4.5. Пиковые……603
3.3.5. Принципы технологии поземного хранения газа……603
3.3.6. Структура запасов поземного хранилища газа……604
3.3.7. Потери газа в подземном хранилище……605
3.3.8. Технологическая структура ПХГ……606
3.3.9. Технологическая обвязка объектов и оборудования ПХГ……606
3.3.10. Основные проектные характеристики некоторых ПХГ……608
3.3.11. Диспетчерско-технологические задачи по управлению ПХГ……610
3.4. Компрессорные станции……615
3.4.1. Введение……616
3.4.2. Виды компрессорных станций……616
3.4.3. Технологическая структура КС……616
3.4.3.1. Технологические трубопроводы КС……618
3.4.3.2. Схемы технологической обвязки КС……619
3.4.3.3. Узел подключения КС к магистральному газопроводу……621
3.4.3.4. Установка очистки технологического газа……623
3.4.3.5. Установка охлаждения технологического газа……625
3.4.3.6. Газоперекачивающие агрегаты (ГПА)……626
3.4.3.7. Компоновка ГПА на КС……638
3.4.3.8. Диспетчерское управление на КС……640
3.4.3.9. Принцип работы газотурбинной установки……641
3.4.3.10. Энергетическое оборудование КС……645
3.4.3.11. Склад горюче-смазочных материалов и маслохозяйство КС……647
3.4.3.12. Теплоснабжение, водоснабжение и канализация КС……648
3.5. Газоизмерительные стации……649
3.5.1. Устройства замера расхода газа……650
3.5.2. Виды газоизмерительных станций……650
3.5.3. Компоновка газоизмерительной станции……651
3.5.4. Виды и принцип действия устройств замера расхода газа……651
3.5.4.1. Диафрагменные замерные устройства……651
3.5.4.2. Турбинные замерные устройства……652
3.5.4.3. Ультразвуковые замерные устройства……653
3.5.4.4. Лазерные замерные устройства……654
3.5.4.5. Вихревые замерные устройства……654

3.5.5. Диспетчерское управление газоизмерительными станциями.....655
3.6. Газораспределительные стации 656
3.6.1. Назначение..... 657
3.6.2. Виды газораспределительных станций..... 657
3.6.3. Типы газораспределительных станций 659
3.6.4. Структура и состав оборудования газораспределительной станции 659
3.6.4.1. Узел очистки газа.....660
3.6.4.2. Узел подогрева газа.....660
3.6.4.3. Узел регулирования давления газа.....661
3.6.4.4. Узел замера расхода газа.....665
3.6.4.5. Узел одоризации.....667
3.6.5. Нетрадиционные технологии, используемые на ГРС.....673
3.6.5.1. Многоступенчатое дросселирование 673
3.6.5.2. Дросселирование в замкнутое пространство 674
3.6.5.3. Дросселирование через слой шаровой засыпки 675
3.6.5.4. Турбодетандерные установки 675
3.6.5.5. Применение вихревой трубки Ранка – Хилша.....677
3.6.5.6. Жидкостные трансформаторы потенциальной энергии 678
3.6.5.7. Сжижение природного газа 680
3.6.6. Диспетчерское управление газораспределительными станциями.....680
3.6.6.1. Особенности газоснабжения в Российской Федерации.....682
3.6.7. Принципы управления ГРС на основе их технико-экономических показателей.....689
3.6.7.1. Основные положения..... 689
3.6.7.2. Показатели технико-экономической оценки состояния ГРС..... 692
3.7. Сжиженный природный газ.....698
3.7.1. Введение..... 699
3.7.2. Основные теплофизические свойства СПГ.....699
3.7.3. Принципы сжижения природного газа.....700
3.7.4. Принципиальные схемы производства СПГ.....702
3.7.4.1. Установки для промышленного производства СПГ.....703
3.7.4.2. Установки для производства СПГ средней и небольшой производительности.....709
3.7.5. Принципиальные схемы использования СПГ.....710
3.7.5.1. Хранение СПГ.....710
3.7.5.2. Транспортировка СПГ.....712
3.7.5.3. Регазификация СПГ.....716
3.7.5.4. Использование СПГ как моторного топлива.....719

Глава 4. ТЕХНОЛОГИСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Диспетчерское управление технологическим обслуживанием и ремонтом на объектах газотранспортных систем ЕСГ 722
4.1.1. Общие положения.....722
4.1.1.1. Классификация ремонтных работ 722
4.1.1.2. Вывод в ремонт и ввод в эксплуатацию объектов и участков магистральных газопроводов ГТС 729

4.1.1.3. Расчёт оптимального режима работы ГТС при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту 730
4.1.1.4. Контроль за проведением ремонтных работ 730
4.2. Диагностика магистральных газопроводов 732
4.2.1. Способы диагностики трубопроводов 733
4.2.2. Методы контроля состояния трубопроводов 733
4.2.3. Очистка внутренней полости газопровода 735
4.2.3.1. Цель очистки полости трубопровода 735
4.2.3.2. Способы очистки полости трубопровода 735
4.2.3.3. Критерии очистки полости трубопровода 736
4.2.3.4. Виды внутритрубных очистных снарядов 736
4.2.4. Контроль проходного сечения трубопровода 737
4.2.5. Магнитная подготовка трубопровода 738
4.2.6. Внутритрубная диагностика трубопроводов 738
4.2.6.1. Методы внутритрубной диагностики 738
4.2.6.2. Метод магнитного контроля трубопроводов 739
4.2.6.3. Магнитные снаряды-дефектоскопы 739
4.2.6.4. Условия проведения внутритрубной дефектоскопии 740
4.2.6.5. Процессы внутритрубной диагностики 741
4.2.7. Внутритрубные снаряды различного назначения 742
4.2.8. Основные технические характеристики некоторых внутритрубных снарядов 749
4.2.9. Диспетчерско-технологические задачи при контроле и управлении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов 750

Глава 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ
5.1. Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия 752
5.1.1. Определения 753
5.1.2. Уравнения состояния газа 754
5.1.3. Критические и псевдокритические параметры газа 755
5.1.4. Универсальная газовая постоянная 757
5.1.5. Теплота сгорания газа 758
5.1.6. Молярная масса 761
5.1.7. Плотность 761
5.1.8. Удельный объем 763
5.1.9. Теплоёмкость 763
5.1.10. Сжимаемость 767
5.1.11. Вязкость 773
5.1.12. Влажность 776
5.1.13. Гидравлическое сопротивление 778
5.1.14. Показатель адиабаты 780
5.1.15. Значение некоторых постоянных 781
5.2. Расчеты при диспетчерском управлении газотранспортными системами ЕСГ 782
5.2.1. Введение 783

5.2.2. Виды диспетчерских расчётов 783
5.2.2.1. Инженерно-технические гидравлические и тепловые расчёты трубопроводов 784
5.2.2.2. Инженерные расчёты 810
5.2.2.3. Управленческие расчёты 830
5.2.2.4. Балансовые и учётные расчёты 833
5.3. Основы гидравлического расчёта газотранспортных систем 840
5.3.1. Общие положения 841
5.3.2. Гидравлический расчёт простого магистрального газопровода 841
5.3.2.1. Определение коэффициента гидравлического сопротивления газопровода 842
5.3.2.2. Определение средней температуры газа в газопроводе 844
5.3.2.3. Определение среднего коэффициента сжимаемости газа по длине газопровода 847
5.3.2.4. Определение относительной плотности газа по воздуху 848
5.3.3. Способы гидравлического расчёта магистрального газопровода 848
5.3.3.1. Ориентировочный расчёт 848
5.3.3.2. Упрощённый гидравлический расчёт 852
5.3.3.3. Упрощённый сравнительный расчёт 853
5.3.3.4. Точный гидравлический расчёт 854
5.3.4. Гидравлический расчёт сложных магистральных газопроводов и газотранспортных систем 864
5.4. Расчет потоков газа по газотранспортным системам ЕСГ 872
5.4.1. Общие положения 874
5.4.2. Построение потоковой схемы 874
5.4.2.1. Построение детализированной потоковой схемы 874
5.4.2.2. Преобразование детализированной потоковой схемы 877
5.4.2.3. Параметры элементов потоковой схемы 880
5.4.3. Расчёт протяженности транспортировки газа от зон входа в ЕСГ до субъектов и границ Российской Федерации 881
5.4.3.1. Определение точек и зон входа 881
5.4.3.2. Определение точек, секторов и зон выхода 883
5.4.3.3. Определение маршрутов поставок газа 884
5.4.4. Определение фактических потоков газа по ГТС ЕСГ 887
5.4.4.1. Основные принципы идентификации потоков газа 888
5.4.4.2. Исходные данные для идентификации потоков газа 888
5.4.4.3. Подготовка данных для формирования расчетного баланса газа 889
5.4.4.4. Подготовка данных для расчета фактических потоков газа 891
5.4.4.5. Последовательность проведения идентификации фактических потоков газа 895
5.4.5. Моделирование потоков газа по ГТС ГТО и ЕСГ 898
5.4.5.1. Условия моделирования потоков газа 898
5.4.5.2. Перечень ограничений по элементам ГТС, используемых при моделировании и оптимизации потоков газа 899
5.4.6. Планирование потоков газа 901
5.4.7. Оптимизация потоков газа 901
5.4.8. Алгоритм управления потоками газа по ГТС ЕСГ 902
5.4.9. Расчет товаротранспортной работы 903

5.4.9.1. Точки входа и выхода определяемые на расчетной потоковой схеме ГТС ЕСГ при расчете товаротранспортной работы……903
5.4.9.2. Расчет фактических маршрутов транспортировки газа при расчете товаротранспортной работы…… 904
5.4.9.3. Алгоритм определения фактических маршрутов транспортировки газа по ГТС ЕСГ при расчете товаротранспортной работы……904
5.4.9.4. Последовательность действий при итерации расчета…… .905
5.4.9.5. Процесс замещения газа……...907
5.4.9.6. Алгоритм определения фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы транспортировки газа по газотранспортным обществам…….907
5.4.9.7. Последовательность проведения расчетов фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы…… 908
5.5. Программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации потоков газа и режимов работы газотранспортных и газораспределительных систем 910
5.5.1. Общие положения..... 911
5.5.2. Основные блоки (модули) ПВК 911
5.5.3. Виды программно-вычислительных комплексов 911
5.5.4. Режимы эксплуатации ПВК 912
5.5.5. Логика работы ПВК..... 913
5.5.6. Типовой состав расчётных задач, выполняемых ПВК..... 914
5.5.6.1. Расчет свойств газа и газового потока по полному или частичному компонентному составу……914
5.5.6.2. Режимно-технологические задачи технологических объектов газотранспортной системы……..915
5.5.6.3. Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчетный режим off-line)……...916
5.5.6.4. Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчетный режим on-line)……...917
5.5.6.5. Расчетные задачи в области добычи, газового конденсата, сбора и подготовки его к транспорту……918
5.5.7. Некоторые характеристики программно-вычислительных комплексов известных в России..... 918
5.5.7.1. ПВК, разработанные российскими специалистами 918
5.5.7.2. ПВК, разработанные зарубежными специалистами и используемые или известные в России 921

Глава 6. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ
6.1. Введение……..926
6.2. Вопросы и варианты ответов……926
6.3. Таблица правильных ответов на вопросы……1048

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЛИТЕРАТУРЫ……1051
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ…….. 1057
ПРИЛОЖЕНИЯ……..1059

СОКРАЩЕНИЯ

В справочном пособии применяются следующие сокращения:

АВО – аппарат воздушного охлаждения
АГНКС – автоматизированная газонаполнительная компрессорная станция
АДС – аварийно-диспетчерская служба
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления
АССПООТИ – автоматизированная система сбора, передачи, отображения оперативной технологической информации
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
БД – база банных
ВЗК – воздухозаборная камера
ВТД – внутритрубная диагностика
ДКС – дожимная компрессорная станция
ДС – диспетчерская служба
ГВК – газоводяной контакт
ГДО – газодобывающая организация/общество
ГИС – газоизмерительная станция
ГКС – газовая компрессорная станция
ГМК – газомоторный компрессор
ГО – газопровод-отвод
ГП – газопровод подключения (газовый промысел)
ГПА – газоперекачивающий агрегат
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ГПК – газоперерабатывающий комплекс
ГРО – газораспределительная организация
ГРП – газораспределительный пункт
ГРС – газораспределительная станция
ГПУ – газопромысловое управление
ГТО – газотранспортная организация/общество
ГТС – газотранспортная система
ГТУ – газотурбинная установка
ЕСГ – Единая система газоснабжения;
ЗУ – замерный узел
ИУС – информационно-управляющая система
КРП – комплексный распределительный пункт
КС – компрессорная станция
КЦ – компрессорный цех
ЛПУ МГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов
НСИ – нормативно-справочная информация
МГ – магистральный газопровод
МСБ – материально-сырьевая база
МТР – материально-технические ресурсы
ОДС – оперативно-диспетчерская служба
ОДУ – Объединенное диспетчерское управление
ОК – осевой компрессор
ОКДУ – Оперативно-контрольное диспетчерское управление
ОСОДУ – отраслевая система оперативного диспетчерского управления

ПВК – программно-вычислительный комплекс
ПДС – производственно-диспетчерская служба
ПЗРГ – пункт замера расхода газа
ПРГ – пункт редуцирования газа
ПХГ – подземное хранилище газа
ППР – планово-профилактические работы
РД – регулятор давления
РГ – распределительный газопровод
РГК – региональная газовая компания
САУ – система автоматического управления
СДТ – соединительная деталь трубопровода
СОГ – станция охлаждения газа
СПГ – сжиженный природный газ
СПЧ – сменная проточная часть
СТН – собственные технологические нужды
СУГ – сжиженный углеводородный газ
ТВД – турбина высокого давления
ТНД – турбина низкого давления
ТВП – технически возможная производительность
ТВПС – технически возможная пропускная способность
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт
ТП – технологическая перемычка
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы
УВС – углеводородное сырье
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УОГ – узел очистки газа
УРГ – узел редуцирования газа
УППГ – установка предварительной подготовки газа
УПХГ – управление подземного хранения газа
УРГ – узел редуцирования газа
ЦБН – центробежный нагнетатель
ЦДС – Центральная диспетчерская служба
ЦДУ – Центральное диспетчерское управление
ЦПДД – Центральный производственно-диспетчерский департамент
ЦПДС – Центральная производственно-диспетчерская служба
ЦПДУ – Центральное производственно-диспетчерское управление
ШРП – шкафной редуцирующий пункт
ШРУ – шкафная редуцирующая установка
ЭТП – электронная торговая площадка
ERP – Enterprise Resources Planning (планирование ресурсов предприятия) – система управления корпоративными ресурсами;
MES – Manufacturing Execution System (система выполнения производства) – система управления производством
SCADA – Supervisory Control and Data Acguisition – диспетчерское управление и сбор данных

ПРЕДИСЛОВИЕ

Во время интенсивного развития газотранспортных и газораспределительных систем (70–80 годы прошлого столетия), когда на объекты Министерства газовой промышленности требовалось большое количество специалистов, в стране был налажен выпуск необходимых справочников, пособий, учебников. В книжном шкафу специалистов диспетчерских служб газотранспортных обществ до сих пор хранятся книги:

- Новосёлов В.Ф., Гульянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации газопроводов. М.: Недра, 1982 г.
- Васильев П.Д., Котляр И.Я., Нечаев М.А., Тихомиров Е.Н. Справочник работника магистрального газопровода. Л.: Недра, 1974 г.
- Борисов С.Н., Даточный В.В. Гидравлические расчёты газопроводов. М.: Недра, 1972 г.
- Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: Недра, 1989 г.
- Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Оптимизация систем транспорта газа. М.: Недра, 1975.
- Панкратов В.С., Дубинский А.В., Сиперштейн Б.И. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами. - Л.: Недра, 1988, – и многих других авторов.

В последующие годы выпуск учебных пособий резко сократился. Развитие интернета, с одной стороны, позволило получать информацию быстро и в любой точке страны, с другой – не каждый способен правильно сориентироваться в огромном объёме информации, зачастую некачественной, а порой и просто неправильной.

Конечно, и сегодня можно найти хорошие книги, в которых каким-то образом затронуты вопросы диспетчерского управления газотранспортными системами. Но они, написанные учёными, либо слишком специфичны и узконаправленны, либо в них вопросы диспетчерского управления не акцентированы. К наиболее полезным для диспетчерского персонала можно отнести:

- Козаченко А.Н. «Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов». Нефть и газ, 1999 г.
- Сарданашвили С.А. «Расчётные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа)», Нефть и газ, 2005 г.
- Ермилов О.М., Ремизов В.В., Шировский А.И., Чугунов Л.С. «Физика пласта, добыча и подземное хранение газа», Наука, 1996 г.
- Сухарев М.Г., Карасевич А.М. «Технологический расчёт и обеспечение надёжности газо- и нефтепроводов», М.: Нефть и газ, 2000 г.
- Панкратов В.С., Ажикин В.А., Степанян А.А. «АСДУ транспортом газа», М: ЗАО «Экоминформ», 2014 г.

Данное справочное пособие в большей своей части составлено на основе материалов, содержащихся в научно-технической литературе, представленной в библиографии, частично переработанных и дополненных в соответствии с современными требованиями. Автор постарался наиболее полно учесть свой многолетний опыт и практический опыт диспетчерского персонала газотранспортных компаний в вопросах, которым посвящено данное справочное пособие.

Автор считает своим долгом отметить, что основополагающие принципы диспетчерского управления газотранспортными системами, изложенные в использованной литературе, остаются актуальными и в настоящее время.

Данное справочное пособие является второй редакцией Справочного пособия для работников диспетчерских служб газотранспортных систем (2015 год, Посягин Б.С., Герке В.Г.) обновленной данными 2020 года и дополненной новыми разделами, в том числе разделами Справочного пособия по системам газоснабжения стран западной Европы (2018 год, Герке В.Г.) и Справочного пособия по системам газоснабжения стран Азии (2019 год, Герке В.Г.).

Пособие предназначено для специалистов диспетчерских служб газотранспортных систем и систем газоснабжения.

Автор выражает признательность в оказании помощи в подготовке справочного пособия Гусеву А.В., Рущенко И.Л., Рубелю В.В., Коновалову Р.В., Герке Г.В., Герке Е.В., Рюмину В.В. и многим другим.

Справочное пособие состоит из шести глав, каждая из которых включает в себя несколько разделов. Разделы делятся на подразделы, содержащие подробную информацию по теме.

Текст справочного пособия снабжен таблицами, рисунками, схемами, графиками, номограммами, позволяющими представить содержащуюся информацию более наглядной. Необходимо отметить, что в тексте все номограммы имеют вид иллюстраций. Для проведения практических расчетов номограммы продублированы в приложениях в соответствующем масштабе.

В перечне приложений дан список материалов, находящихся на информационных ресурсах ПАО «Газпром», ссылки на которые содержатся в пособии.

ВВЕДЕНИЕ

Диспетчерские подразделения ОАО «Газпром» осуществляют круглосуточный контроль над сложным производственно-технологическим комплексом, включающим объекты добычи, переработки, транспортировки, подземного хранения газа и распределения газа.

Существует множество определений диспетчерского управления. Вот только некоторые из них:

- диспетчерское управление – это организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов газотранспортных систем, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующей диспетчерской службы;
- диспетчерское управление транспортом газа – это процесс управления газотранспортной системой путём создания необходимых оптимальных режимов работы оборудования для обеспечения установленного баланса между поступлением и распределением газа в системе;
- диспетчерское управление – это функциональный бизнес-процесс управления (регулирования) запасами и потоками природного газа в системах газоснабжения, а также поставками газа потребителям с целью выполнения договорных (контрактных) обязательств с максимально возможной надежностью и эффективностью.

Задачами диспетчерского управления системами газоснабжения являются:

- обеспечение бесперебойного снабжения потребителей газом в объёмах, предусмотренных договорами, контрактами, соглашениями при условии выполнения потребителями договорных, контрактных и других обязательств в установленные этими документами сроки;
- разработка оптимальных схем транспортировки газа и режимов работы оборудования с применением программно-вычислительных комплексов моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем;
- обеспечение запланированных объёмов закачки и отбора газа в/из подземных хранилищ газа;
- обеспечение максимально эффективного и экономичного режима работы оборудования компрессорных станций (КС), газораспределительных станций (ГРС), газопроводов и других объектов для выполнения установленных объёмов транспорта газа при минимальных затратах топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

Диспетчерское управление в сфере снабжения природным газом существует в том или ином виде столько же лет, сколько и само газоснабжение. Но, если на первых порах существования газоснабжения управление системой технически не представляло особой сложности, то на современном этапе, ввиду многократного

увеличения протяженности газопроводов и объёмов потребляемого газа, а самое главное, глобальной разветвленности системы, её усложнения в техническом и технологическом плане, появления перетоков газа из одной системы газопроводов в другую, диспетчерское управление газоснабжением превратилось в сложнейший процесс, ставший неотъемлемым компонентом деятельности системы в целом.

В современной системе управления качественно изменилась роль диспетчера. Сегодня диспетчер в многоуровневой автоматизированной системе управления добычей, транспортировкой, переработкой, распределением и реализацией газа получает информацию о технологических процессах от электронных систем отображения, принимает решения и воздействует на объекты, находящиеся от него на значительном расстоянии. Круг задач, требующих оперативного решения на уровне управления, пополнился качественно новыми, ранее имевшими вспомогательный характер или относящимися к другому уровню управления.

Теперь от диспетчера требуется не только профессиональное знание технологических процессов, основ управления, но и опыт работы в информационных системах, умение быстро принимать решение в диалоге с компьютером. Безусловно, от квалификации диспетчерского персонала в значительной степени зависит эффективность управления таким масштабным комплексом, как ЕСГ.

Произошли качественные изменения в характере деятельности диспетчера, осуществился переход от решения задач контроля к решению проблемных задач, требующих генерирования вариантов решения, их проверки, сравнения и выбора. Такому переходу способствует появление новых возможностей, которые предоставляет диспетчеру современное информационно-программное окружение (SCADA-системы и др.). Это потребовало чёткого разделения понятий диспетчера и оператора, что ранее не имело столь существенного значения.

Диспетчерское управление отражает основную тенденцию развития систем управления технологическим процессом

Современный диспетчер для управления ГТС должен обладать знаниями в трех областях:

- технологии транспорта газа (предметная область);
- автоматизированное управление (теория человеко-машинных систем управления);
- информационные технологии (для непосредственной работы в информационно-программной среде).

Диспетчерское управление синтезирует знания из многих предметных областей, таких как: теория управления, информатика, теория искусственного интеллекта, системный анализ, синергетика, психология и компьютерное образование и др.

В диспетчерском управлении существуют свои направления и специализации:

- оперативно-диспетчерское управление;
- контроль и учёт балансов газа;
- контроль, учёт, анализ и планирование поставок газа;
- диспетчерское управление техническим обслуживанием и ремонтами газотранспортного оборудования;
- расчёт потоков и режимов работы ГТС;
- технологические схемы и инженерная графика;
- автоматизированные системы диспетчерского управления.

Каждая диспетчерская специализация требует целенаправленной подготовки и обучения. Нельзя предъявлять одинаковые требования к диспетчеру, осуществляющему оперативное управление и расчётчику, диспетчеру, проводящему контроль и учёт балансов газа, и диспетчеру, обеспечивающему управление техническим обслуживанием и ремонтами газотранспортного оборудования.

До настоящего времени ни одно высшее учебное заведение не готовит инженеров-диспетчеров газотранспортных систем. Это определяется сложностью подготовки такого рода специалистов, отсутствием теоретических основ диспетчерского управления.

Диспетчерский персонал накапливает знания посредством обучения на курсах повышения квалификации, самостоятельного обучения, общения с опытными наставниками.

Научная и учебная литература, справочники и пособия по диспетчерскому управлению газотранспортными системами и системами газоснабжения являются важной составляющей в подготовке квалифицированного диспетчерского персонала газовых компаний, газотранспортных обществ и организаций, осуществляющих управление системами газоснабжения.

Глава 1
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Федеральная система газоснабжения России……...20
1.1.1. Состав Федеральной системы газоснабжения……21
1.1.1.1. Единая система газоснабжения Российской Федерации……...21
Технологическая структура ЕСГ……22
Объекты добычи ЕСГ……...23
Газотранспортная система ЕСГ……....25
Перечень газотранспортных систем ЕСГ……25
Состав газотранспортных систем……26
Магистральный газопровод……26
Магистральный распределительный газопровод……27
Газопровод отвод…… 27
Газораспределительная станция……27
Газопровод подключения……...27
Перемычка технологическая……..27
Перемычка межсистемная……..28
Газоизмерительная станция……...28
Узел редуцирования газа……29
Газотранспортные организации ЕСГ……29
Подземные хранилища газа……..29
Состав ПХГ……..29
Перечень ПХГ……29
Газоперерабатывающие заводы……..30
1.1.1.2. Региональные системы газоснабжения……...31
1.1.1.3. Газораспределительная система……32
Состав газораспределительной сети……35
Эксплуатирующие организации газораспределительной системы……35
1.1.2. Реализация газа……..35

1.1.1. Состав Федеральной системы газоснабжения

В соответствии с Федеральным законом «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.99 № 69-ФЗ снабжение потребителей природным газом в масштабах страны призвана осуществлять Федеральная система газоснабжения.

Федеральная система газоснабжения является одной из федеральных энергетических систем Российской Федерации.

Федеральная система газоснабжения включает:

- Единую систему газоснабжения России;
- Региональные системы газоснабжения;
- Газораспределительную систему;
- Системы газоснабжения независимых производителей газа.

Для входящих в Федеральную систему газоснабжения организаций – собственников единой системы газоснабжения, организаций – собственников региональных систем газоснабжения, организаций – собственников газораспределительных систем и независимых организаций независимо от форм их собственности и организационно-правовых форм действуют единые правовые основы формирования рынка и ценовой политики, единые требования энергетической, промышленной и экологической безопасности, установленные Федеральным законом «О газоснабжении в Российской Федерации», другими федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами Российской Федерации.

1.1.1.1. ***Единая система газоснабжения Российской Федерации***

Единая система газоснабжения (ЕСГ) представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей объекты указанного комплекса в собственность в процессе приватизации либо создавшей или приобретшей их на других основаниях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

Единая система газоснабжения является основной системой газоснабжения в Российской Федерации, и её деятельность регулируется государством в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Для обеспечения надежного газоснабжения, безопасного и устойчивого функционирования объектов ЕСГ, связанных общим технологическим режимом добычи, транспортировки и поставок газа, разделение Единой системы газоснабжения не допускается. Ликвидация организации-собственника ЕСГ может быть осуществлена только на основании федерального закона.

Диспетчерское управление технологическими параметрами объектов, подсоединенных к ЕСГ, независимо от того, в чьей собственности они находятся, осуществляется централизованно организацией-собственником ЕСГ ПАО «Газпром».

ЕСГ обеспечивает добычу, хранение и транспортировку газа по магистральным газопроводам. Конечные потребители получают газ из газопроводов низкого давления, образующих газораспределительные системы.

Единая система газоснабжения Российской Федерации включает в себя:

- объекты добычи;
- газотранспортную систему;
- объекты ПХГ;

Примечание: в соответствии с законом о газоснабжении газоперерабатывающие заводы не входят в состав ЕСГ, но так как они управляются централизованно одной организацией, в данном справочном пособии они рассматриваются.

Технологическая структура единой системы газоснабжения

Принципиально технологическую структуру ЕСГ можно представить в виде взаимосвязанной системы основных технологических объектов ЕСГ, составляющих её суть.

ЕСГ:

- Месторождения:
  - Кусты скважин;
  - Газосборные коллекторы;
  - Установки предварительной (УППГ) и комплексной подготовки газа (УКПГ);
  - Дожимные компрессорные станции (ДКС).
- Газотранспортные системы (ГТС):
  - Магистральные газопроводы (МГ):
    - Станции охлаждения газа (СОГ);
    - Компрессорные станции (КС);
    - Линейная часть МГ:
      - ✓ Трубопровод;
      - ✓ Запорная арматура.
    - Газопровод-отвод:
      - ✓ Трубопровод;
      - ✓ Запорная арматура;
      - ✓ Газораспределительные станции.
    - Газопровод подключения:
      - ✓ Трубопровод;
      - ✓ Запорная арматура.
  - Распределительные газопроводы (РГ) высокого давления:
    - Линейная часть РГ:
      - ✓ Трубопровод;
      - ✓ Запорная арматура;
      - ✓ Газопровод-отвод
        - – Трубопровод;
        - – Запорная арматура;
        - – ГРС.
  - Межсистемные технологические перемычки:
    - Линейная часть перемычки:
      - ✓ Трубопровод;
      - ✓ Запорная арматура.
  - Узлы редуцирования газа
    - Краны регуляторы (автоматические);
    - Регулирующие краны (ручные);
    - Пункты редуцирования газа.

    - Узлы замера газа:
        - Газоизмерительные станции;
        - Технологические пункты замера газа.
- Подземные хранилища газа (ПХГ):
    - Кусты скважин;
    - Газосборные коллекторы;
    - УКПГ;
    - ДКС;
- ГПЗ.

Объекты добычи ЕСГ

К объектам добычи ЕСГ относятся газовые, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные промыслы.

Основными месторождениями ПАО «Газпром», подающими газ в ЕСГ, являются:

- Уренгойское;
    - Песцовая площадь;
    - Ен-Яхинская площадь;
- Северно-Уренгойское;
- Самбургское;
- Ямбургское;
    - Харвутинская площадь;
- Бованенковское;
- Медвежье;
- Юбилейное;
- Ямсовейское;
- Заполярное;
- Южно-Русское;
- Западно-Таркосалинское;
- Губкинское;
- Комсомольское;
- Муравленковское;
- Вынгаяхинское;
- Еты-Пуровское;
- Вынгапуровское;
- Новогоднее (сеноман);
- Новогоднее (валанжин);
- Мыльджинское;
- Северо-Васюганское;
- Лугенецкое;
- Мирное;
- Останинское;
- Пинджинское;
- Рыбальное;
- Казанское;
- Вуктыльское;
- Западно-Соплесское;
- Печорокожеинское;

- Оренбургское;
- Астраханское;
- Разумовское,

а также некоторые месторождения, подающие газ в региональные ГТС:

- месторождения Восточной Сибири и Камчатки;
- малые месторождения Кубани;
- и другие.

Эксплуатацию объектов добычи ЕСГ производят дочерние газодобывающие общества ОАО «Газпром»:

- ООО «Газпром добыча Астрахань»;
- ООО «Газпром добыча Краснодар»;
- ООО «Газпром добыча Надым»;
- ООО «Газпром добыча Ноябрьск»;
- ООО «Газпром добыча Оренбург»;
- ООО «Газпром добыча Уренгой»;
- ООО «Газпром добыча Ямбург»;

а также общества, входящие в группу компаний ОАО «Газпром»:

- ОАО «Востокгазпром»;
- ОАО «Красноярскгазпром»;
- ОАО «Севернефтегазпром»;

и другие.

К ЕСГ также подключены месторождения компаний, независимых от ПАО «Газпром»:

- Находкинское;
- Юрхаровское;
- Ванкорское;
- Лодочное;
- Северно-Уренгойское;
- Восточно-Уренгойское;
- Нижне-Уренгойское;
- Самбургское;
- Береговое;
- Северо-Есетинское;
- Стерховое;
- Пырейное;
- Юмантыльское;
- Ханчейское;
- Северо-Ханчейское;
- Хадырьяхинское;
- Термокарстовое;
- Восточно-Таркосолинское;
- Тарасовское;
- Северо-Тарасовское;
- Южно-Тарасовское;
- Вьюжное;
- Северо-Комсомольское;

- Губкинское (валанжин);
- Метельное;
- Вьюжное;
- Добровольское;
- Уренгойское олимпийский участок;
- Новогоднее;
- Лугенецкое;
- Снежное;
- Усть-Сильгинское;
- Ярудейское;
- и другие.

Трубопроводные системы промыслов отличаются друг от друга в зависимости от размеров, используемого оборудования, расположения и т. д.

Основными объектами трубопроводной системы месторождений являются:

- кусты скважин;
- газопроводы подключений (шлейфы);
- газосборные пункты (коллекторы);
- установки подготовки газа (УППГ и УКПГ);
- межпромысловые технологические трубопроводы;
- дожимные компрессорные станции;
- газопроводы подключения;

Газотранспортная система ЕСГ

Перечень ГТС ЕСГ

В состав Газотранспортной системы (ГТС) ЕСГ входят отдельные газотранспортные системы (технологические коридоры):

- Старый коридор;
- Новый коридор;
- Новый коридор Лялинского направления;
- Новый коридор Карпинского направления;
- Северный коридор;
- Сургутский коридор;
- Тульский коридор;
- Ужгородский коридор;
- Система Долгодеревенская - Поляна;
- Новопсковский коридор;
- Система Северный Кавказ – Центр;
- Система Северного Кавказа;
- Оренбургский коридор;
- Система Александров Гай – Острогожск;
- Система «Малый Курск»;
- Томская система;
- Система Нижняя Тура – Пермь – Горький;
- Система Бухара – Урал;
- Система Средняя Азия - Центр;

- Система Тула – Белоусово;
- Система Тула – Торжок;
- Система Торжок – Валдай -– Изборск;
- Система Грязовец – Ленинград – Гос. Граница;
- Система Кольцевой газопровод Московской области (КГМО);
- Система Грязовец – КГМО;
- Система Касимов – КГМО;
- Система Починки – Ярославль;
- Система Починки–Фролово–Изобильное–Северо-Ставропольские ПХГ;
- Система Россия – Турция (Голубой поток);
- Система Острогожск – Шебелинка;
- Система Домбаровка – Оренбург;
- Система Оренбург – Самара – Мокроус;
- Система Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ;
- Башкирская система;
- Краснодарская система;
- Система Сохрановка – Октябрьская;
- Система Ямал – Европа;
- Система Торжок – Долина;
- Система Торжок – Минск – Ивацевичи – Кобрин;
- Система Бованенково – Ухта;
- Система Северо – Европейский газопровод (СЕГ);
- Система Южно – Европейский газопровод (ЮЕГ).

Состав газотранспортных систем ЕСГ

Основными составляющими газотранспортной системы являются:

- магистральные газопроводы:
- распределительные газопроводы высокого давления;
- газопроводы-отводы;
- газопроводы подключения;
- технологические перемычки;
- межсистемные перемычки;

Магистральный газопровод **–** комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят однониточный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

Магистральные газопроводы ЕСГ, как правило, эксплуатируются при проектных давлениях *5,5* и *7,5 МПа*. Возможна эксплуатация при рабочих давлениях ниже *5,5 МПа* и ниже *7,5 МПа*. Некоторые газопроводы эксплуатируются при проектных давлениях *9,8 МПа*. Для магистрального транспорта газа используются трубы условным диаметром до *1400 мм*.

ГТС включают в себя от 1 до 12 параллельно работающих МГ. Некоторые ГТС состоят из двух и более систем магистральных газопроводов (например, *5,5* и *7,5*

МПа или *7,5* и *9,8 МПа*), работающих в одном или разных гидравлических режимах (например, ГТС «Северный коридор»).

Магистральный распределительный газопровод (распределительный газопровод высокого давления) – газопровод для подачи газа из магистральных газопроводов в газопроводы отводы.

Технологически разница между магистральным газопроводом и магистральным распределительным газопроводом состоит в том, что в последнем, как правило, не происходит компримирования газа, а функции у них аналогичные – транспортировка газа.

Распределительные газопроводы (РГ) высокого давления эксплуатируются, как правило, при давлениях от *1,0* до *5,5 МПа*. В основном, это бывшие (старые) МГ, переведённые в разряд РГ. На РГ, как правило, отсутствуют КС. Диаметр труб РГ от *300* до *1000 мм*. (Например: Саратов – Москва, Саратов – Горький и др.). В последние годы в РГ переводят и газопроводы диаметром *1200 мм* (Например: участок Тула-Торжок). Наиболее разветвленная сеть РГ высокого давления в Татарстане (Газпром трансгаз Казань), Башкирии (Газпром трансгаз Уфа) и др.

Газопровод-отвод – газопровод, предназначенный для подачи газа от магистрального газопровода или магистрального распределительного газопровода высокого давления к газораспределительным станциям (ГРС) или конечным потребителям.

Газопроводы-отводы подключаются либо к МГ, либо к РГ высокого давления. В основном это трубопроводы диаметром от *100* до *500 мм*, протяженность которых может достигать до *100 км*. Система ГО бывает достаточно разветвленной. К основному ГО могут быть подключены десятки вспомогательных ГО. Разделение между РГ высокого давления и ГО достаточно условно и отнесение к той или иной группе, как правило, просто сложилось исторически.

Газораспределительная станция – обеспечивает понижение давления газа с высокого до среднего (*1,2–0,3 МПа*.) для последующей его транспортировки до потребителей по сетям газораспределения. ГРС может иметь от одного до нескольких выходов на разное давление газа. Диаметр выходных газопроводов в основном от *80* до *300 мм*. К ЕСГ подключено 4045 ГРС (по данным 2020 года).

Газопровод подключения – газопровод, обеспечивающий подачу подготовленного к дальнему транспорту природного газа от производителя (поставщика) до магистрального газопровода (системы магистральных газопроводов) в соответствии с действующими отраслевыми стандартами или ТУ. В основном газопроводы подключения (ГП) находятся между ПХГ, ГПЗ, ГПК и магистральным газопроводом. Длина и диаметр ГП зависит от производительности и места расположения объекта производителя газа.

Перемычка технологическая - газопровод, соединяющий два газопровода внутри одной ГТС и обеспечивающий переток газа между ними.

Технологические перемычки устанавливаются между двумя параллельно работающими МГ в одной ГТС. Устанавливаются ТП, как правило, на крановых узлах МГ, включающих в себя запорную арматуру перекрытия МГ и свечную обвязку. Каждая ТП снабжена запорной арматурой. Режим работы МГ может быть как с открытыми, так и с закрытыми ТП.

Перемычка межсистемная - магистральный газопровод, соединяющий две ГТС и обеспечивающий переток газа между ними.

Межсистемные перемычки обладают техническими характеристиками по диаметру и давлениям МГ. Существуют межсистемные перемычки до 100 км длиной. Как правило, это однониточные трубопроводы. В ЕСГ существуют межсистемные перемычки между ГТС:

- Сургутской и Старый коридор (2 перемычки);
- Уренгойским межпромысловым коллектором и Новый коридор (2 перемычки);
- Старый коридор и Новый коридор (5 перемычек);
- Старый коридор и Карпинское направление Нового коридора (1 перемычка);
- Старый коридор и Лялинское направление Нового коридора (2 перемычки);
- Лялинское и Карпинское направления Нового коридора (2 перемычки);
- Лялинское направление Нового коридора и Н. Тура–Пермь–Горький–Центр (2 перемычки);
- Ужгородский коридор и Н. Тура–Пермь–Горький–Центр (1 перемычка);
- Ужгородский и Тульский коридор (2 перемычки);
- Ужгородский и Починки–Ярославль (1 перемычка);
- Ужгородский и Северный Кавказ–Центр (1 перемычка из 9 МГ на УР);
- Тульский коридор и Н. Тура–Пермь–Горький–Центр (1 перемычка);
- Починки–Ярославль и Н. Тура–Пермь–Горький–Центр (2 перемычки);
- Ужгородский коридор и Средняя Азия–Центр (1 перемычка из 10 МГ на УР);
- Н. Тура–Пермь–Горьки–Центр и Северный Кавказ–Центр (1 перемычка из 2 МГ на УР);
- Тульский коридор и Средняя Азия–Центр (1 перемычка из 4 МГ на УР);
- Средняя Азия–Центр и Н. Тура–Пермь–Горький–Центр (2 перемычки);
- Починки–Ярославль и Грязовец–КГМО (2 перемычки);
- Малый Курск и Северный Кавказ–Центр (2 перемычки);
- Малый Курск и Шебелинка–Белгород–Курск–Брянск (1 перемычка);
- Новопсковский коридор и Александров Гай–Острогожск (3 перемычки);
- Ужгородский коридор и Малый Курск (2 перемычки).
- Оренбургский и Александров Гай–Острогожск (3 перемычки);
- Ужгородский и Шебелинка–Белгород–Курск–Брянск (1 перемычка);
- СЕГ и Грязовец–Гос. граница (6 перемычек);
- СЕГ и Торжок–Валдай–Изборск (1 перемычка);
- Касимов КГМО и Н. Тура–Пермь–Горьки–Центр (6 перемычек);
- Сохрановка–Октябрьска и Оренбургский и ЮЕГ (1 перемычка);
- Сохрановка–Октябрьска и Краснодарской (1 перемычка);
- ЮЕГ и Краснодарской (1 перемычка);
- Починки-Изобильное-ССПХГ и Оренбургский (1 перемычка);
- Бованенково-Ухта-Грязовец и Северный коридор (8 перемычек).

Газоизмерительная станция – комплекс оборудования, который обеспечивает коммерческое измерение расхода и качества газа (состав, калорийность, температуру точки россы по воде и углеводородам). Газоизмерительные станции устанавливаются, как правило, на границах Российской Федерации, газотранспортных и газодобывающих обществ. На газопроводах ГТС установлены и другие замерные узлы, пункты замера расхода газа, обеспечивающие технологические замеры расхода газа.

Узел редуцирования газа или пункт редуцирования газа – предназначен для понижения давления газа при его передаче из ГТС с более высоким давлением в ГТС с меньшим давлением, из МГ в РГ. УРГ могут состоять из нескольких трубопроводов («струн») с установленными на них регуляторами давления газа, либо из крана-регулятора, установленного непосредственно на трубопроводе - перемычке между газопроводами.

Эксплуатацию объектов транспорта газа ЕСГ осуществляют дочерние общества ПАО «Газпром»:

- ООО «Газпром трансгаз Волгоград»;
- ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»;
- ООО «Газпром трансгаз Казань»;
- ООО «Газпром трансгаз Краснодар»;
- ООО «Газпром трансгаз Махачкала»;
- ООО «Газпром трансгаз Москва»;
- ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»;
- ООО «Газпром трансгаз Самара»;
- ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»;
- ООО «Газпром трансгаз Саратов»;
- ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»;
- ООО «Газпром трансгаз Сургут;
- ООО «Газпром трансгаз Томск;
- ООО «Газпром трансгаз Уфа»;
- ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
- ООО «Газпром трансгаз Чайковский»;
- ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
- ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»;
- ОАО «Чеченгазпром».

Подземные хранилища газа

Состав подземных хранилищ газа

Объекты подземного хранилища газа эксплуатирует дочерняя компания ПАО «Газпром», специализированная организация ООО «Газпром ПХГ».

Основными объектами технологической системы ПХГ являются:

- кусты скважин;
- газопроводы подключений;
- газосборные пункты (коллекторы);
- установки подготовки газа (УКПГ);
- технологические трубопроводы;
- дожимные компрессорные станции;
- газопроводы подключения;

Перечень действующих подземных хранилищ газа

К ЕСГ подключены следующие действующие ПХГ (по данным 2020 года):

- Касимовское ПХГ;
- Увязовское ПХГ;

- Калужское ПХГ;
- Щёлковское ПХГ;
- Песчано-Уметское ПХГ;
- Елшано-Курдюмовскоое ПХГ;
- Степновское ПХГ;
- Невское ПХГ;
- Гатчинское ПХГ;
- Хадум ПХГ;
- Зелёная Свита ПХГ;
- Канчуринское ПХГ;
- Мусинское ПХГ;
- Карашурское ПХГ;
- Дмитровское ПХГ;
- Михайловское ПХГ;
- Кирюшкинское ПХГ;
- Аманакское ПХГ;
- Краснодарское ПХГ;
- Кущевское ПХГ;
- Совхозное ПХГ;
- Пунгинское ПХГ;
- Калининградское ПХГ;
- Волгоградское ПХГ;
- Глебовское ПХГ.

Перечень строящихся подземных хранилищ газа

- Шатровское ПХГ;
- Карашурское ПХГ (вторая очередь);
- Удмуртский резервирующий комплекс ПХГ;
- Арбузоаское ПХГ;
- Беднодемьяновское ПХГ;
- Новомосковское ПХГ;

Белорусская ГТС технологически является продолжением и полноценной составляющей частью ЕСГ. В соответствии с Федеральным законом «О газоснабжении в Российской Федерации» Белорусскую ГТС следует относить к региональной ГТС. К этой системе подключены следующие действующие ПХГ:

- Осиповическое ПХГ;
- Мозырьское ПХГ;
- Прибугское ПХГ.

Газоперерабатывающие заводы

К ЕСГ подключены газоперерабатывающие заводы, которые эксплуатируются ООО «Газпром переработка», дочерней компанией ПАО «Газпром»:

- Завод по подготовке конденсата к транспорту (г. Новый Уренгой);
- Сургутский завод по стабилизации конденсата (г. Сургут);
- Вуктыльский газопромысловый комплекс (п. Вуктыл);
- Сосногорский ГПЗ (г. Сосногорск);

- Оренбургский гелиевый завод;
- Оренбургский ГПЗ;
- Астраханский ГПЗ.

и газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) и газоперерабатывающие комплексы (ГПК), принадлежащие другим собственникам:

- Губкинский ГПК;
- Комсомольский ГПЗ;
- Муравленковский ГПК;
- Вынгапуровский ГПЗ;
- Локосовский ГПК;
- Нижневартовский ГПК;
- Белозерный ГПК;
- Сургутский ГПЗ;
- Южно-Балыкский ГПЗ;
- Красноленинский ГПК;
- Миннибаевский ГПЗ;
- Нефтегорский ГПЗ
- Зайкинский ГПК;
- Отрадненский ГПЗ;
- Коробковский ГПЗ;
- Нефтекумский ГПЗ;
- Буденовский ГПЗ;

*1.1.1.2. **Региональные системы газоснабжения***

Региональная система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, независим от ЕСГ и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность либо создавшей или приобретшей их на других, предусмотренных законодательством Российской Федерации основаниях.

Региональная система газоснабжения является основной системой газоснабжения территорий соответствующих субъектов Российской Федерации. Её деятельность контролируется уполномоченными органами государственной власти в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Региональные системы газоснабжения – это локальные системы, не соединённые технологически с ЕСГ России и обеспечивающие газом отдельный регион Российской Федерации. Объекты региональных систем газоснабжения принадлежат как ПАО «Газпром», так и другим собственникам.

В региональных системах газоснабжения осуществляют свою деятельность следующие организации:

- АО «Норильскгазпром»;
- АО «Якутгазпром»;
- АО «Печоранефтегазпром»;
- ООО «Сибнефть-Чукотка»;
- АО «Дальтрансгаз»;

- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»;
- А.О. «Сахалинская нефтяная компания»;
- АО «Сахатранснефтегаз»;
- АО «АлросаГаз»;
- ОАО «Камчатгазпром»;
- ГУП РК «Черноморнефтегаз» и др.

1.1.1.3. ***Газораспределительная система***

Газораспределительная система представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям на соответствующей территории Российской Федерации, независим от ЕСГ и региональных систем газоснабжения и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность, либо создавшей или приобретшей их на других предусмотренных законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации основаниях.

Организация-собственник газораспределительной системы представляет собой специализированную организацию, осуществляющую эксплуатацию и развитие на соответствующих территориях сетей газоснабжения и их объектов, а также оказывающую услуги, связанные с подачей газа потребителям и их обслуживанием. Газораспределительные системы контролируются в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Эксплуатацию газораспределительных сетей осуществляют специализированные газораспределительные организации (ГРО). ГРО оказывают услуги по газораспределению, техническому обслуживанию и ремонту промышленного и внутридомового газового оборудования, подготовке проектно-сметной документации, необходимой для газификации населённого пункта и/или подключения газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям, сооружению газораспределительных сетей и др.

С целью консолидации активов группы ПАО «Газпром» в газораспределительной сфере в 2004 году было создано ОАО «Газпромрегионгаз» (до 18 апреля 2016 г. ОАО «Газпром газораспределение», в настоящее время АО «Газпром газораспределение»), консолидирующее акции крупнейших газораспределительных организаций Российской Федерации. АО «Газпром газораспределение» является вертикально интегрированной компанией, осуществляющей управление деятельностью газораспределительных организаций России.

Газораспределительные организации Группы «Газпром газораспределение»

- ООО «Газпром газораспределение Архангельск»;
- АО «Газпром газораспределение Астрахань»;
- ООО «Газпром газораспределение Барнаул»;
- АО «Газпром газораспределение Белгород»;
- АО «Газпром газораспределение Брянск»;
- АО «Газпром газораспределение Великий Новгород»;
- ООО «Газпром газораспределение Владикавказ»;
- АО «Газпром газораспределение Владимир»;
- ООО «Газпром газораспределение Волгоград»;

- АО «Газпром газораспределение Вологда»;
- ОАО «Газпром газораспределение Воронеж»;
- АО «Газпром газораспределение Грозный»;
- ООО «Газпром газораспределение Дагестан»;
- АО «Газпром газораспределение Дальний Восток»;
- ОАО «Газпром газораспределение Екатеринбург»;
- ОАО «Газпром газораспределение Иваново»;
- АО «Газпром газораспределение Ижевск»;
- ООО «Газпром газораспределение Йошкар-Ола»;
- АО «Газпром газораспределение Калуга»;
- АО «Газпром газораспределение Киров»;
- АО «Газпром газораспределение Кострома»;
- АО «Газпром газораспределение Краснодар»;
- АО «Газпром газораспределение Курган»;
- АО «Курганоблгаз»;
- АО «Газпром газораспределение Курск»;
- АО «Газпром газораспределение Ленинградская область»;
- АО «Газпром газораспределение Липецк»;
- АО «Газпром газораспределение Майкоп»;
- АО «Газпром газораспределение Махачкала»;
- ООО «Газпром газораспределение Москва»;
- АО «Газпром газораспределение Назрань»;
- АО «Газпром газораспределение Нальчик»;
- ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород»;
- АО «Газпром газораспределение Обнинск»;
- АО «Омскоблгаз»;
- АО «Газпром газораспределение Орел»;
- АО «Газпром газораспределение Оренбург»;
- АО «Газпром газораспределение Пенза»;
- АО «Газпром газораспределение Пермь»;
- ООО «ПетербургГаз»;
- АО «Газпром газораспределение Петрозаводск»;
- АО «Газпром газораспределение Псков»;
- ПАО «Газпром газораспределение Ростов-на-Дону»;
- ОАО «Рыбинскгазсервис»;
- АО «Газпром газораспределение Рязанская область»;
- АО «Рязаньгоргаз»;
- ООО «Газпром газораспределение Самара»;
- АО «Газпром газораспределение Саранск»;
- АО «Саратовгаз»;
- АО «Газпром газораспределение Саратовская область»;
- АО «Газпром газораспределение Север»;
- АО «Газпром газораспределение Смоленск»;
- АО «Газпром газораспределение Ставрополь»;
- АО «Газпром газораспределение Сыктывкар»;
- АО «Газпром газораспределение Тамбов»;
- АО «Газпром газораспределение Тверь»;

- АО «Газпром газораспределение Томск»;
- АО «Газпром газораспределение Тула»;
- АО «Тулагоргаз»;
- ООО «Газпром газораспределение Ульяновск»;
- ПАО «Газпром газораспределение Уфа»;
- АО «Газпром газораспределение Чебоксары»;
- АО «Газпром газораспределение Челябинск»;
- АО «Челябинскгоргаз»;
- АО «Газпром газораспределение Элиста»;
- АО «Газпром газораспределение Ярославль».

Организация газоснабжения населения является полномочием органов местного самоуправления поселений и осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и муниципальными нормативными правовыми актами.

Организация газоснабжения поселений в границах муниципального района является полномочием органов местного самоуправления муниципального района и осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и муниципальными нормативными правовыми актами.

Газораспределительные системы, как правило, представляют собой трубопроводные системы среднего и низкого давления от 1,2 *МПа* до давления 0,005 *МПа*, начинающиеся от выхода с ГРС и заканчивающиеся газовым оборудованием промышленных и коммунальных потребителей.

Диаметры трубопроводов газораспределительных систем находятся в диапазоне, как правило, от 500 *мм* до 50 *мм*.

Граница ответственности между ЕСГ и газораспределительными системами проходит по выходу из газораспределительных станций, которые относятся к объектам магистральных газопроводов.

В соответствии с Правилами поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан поставщиком газа должно выполняться обязательство по поставке газа потребителю до границы раздела собственности на газораспределительные сети, которая определяется в установленном порядке и оформляется актом об определении границ раздела собственности. Граница раздела собственности – своего рода линия раздела элементов систем газоснабжения между их владельцами по признаку собственности, хозяйственного ведения, оперативного управления или аренды.

Таким образом, газораспределительная система ГРО заканчивается перед прибором учёта газа, установленным на границе раздела собственности.

Прибор учета газа и газопроводы многоквартирного или индивидуального жилого дома, обеспечивающие подачу газа до места подключения газоиспользующего оборудования, а также само газоиспользующее оборудование относятся к внутридомовому газовому оборудованию.

Техническое обслуживание внутридомового газового оборудования осуществляется специализированной организацией, допущенной в установленном законодательством Российской Федерации порядке к осуществлению деятельности по техническому обслуживанию внутридомового газового оборудования и имеющей аварийно-диспетчерскую службу, либо заключившей договор об оказании услуг аварийно-диспетчерской службы. Чаще всего такой специализированной организацией является местная газораспределительная организация.

Состав газораспределительной системы

В состав газораспределительной системы входят:

- трубопроводная система;
- газораспределительные пункты;
- шкафные редуцирующие пункты и установки.

Газораспределительные пункты предназначены для понижения давления газа со среднего до низкого и распределения его по различным направлениям (потребителям). Шкафные редуцирующие пункты и установки (ШРУ) предназначены для понижения давления до низкого и устанавливаются, как правило, перед объектами потребителей.

Эксплуатирующие организации газораспределительных сетей

Эксплуатирующие организации газораспределительных сетей распределяются по территориальному признаку регионального деления Российской Федерации. Эксплуатацию газораспределительных сетей помимо организаций в ходящих в Группу «Газпром газораспределение» в субъектах Российской Федерации обеспечивают и другие организации. Перечень таких организаций представлен в государственном реестре газораспределительных организаций Российской Федерации.

1.1.2. Реализация газа

В ПАО «Газпром» бизнес-процессы добычи, транспортировки, хранения, переработки и реализации газа разделены. Реализацию природного газа, добытого ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, осуществляет специализированное дочернее общество – ООО «Газпром межрегионгаз», которое через свои дочерние общества – региональные газовые компании (РГК), оказывает снабженческо-сбытовые услуги по поставке газа промышленным, коммунально-бытовым потребителям и населению. Межрегиональная компания по реализации газа – ООО «Газпром межрегионгаз», 100% дочернее общество ОАО «Газпром», была создана в ходе первого этапа реформирования ПАО «Газпром», которым предусмотрено разделение финансовых потоков по видам деятельности.

ООО «Газпром межрегионгаз» (старое название ООО «Межрегионгаз) образовано по решению ОАО «Газпром» в декабре 1996 года.

С 1 апреля 1997 года ООО «Газпром межрегионгаз» стало поставщиком газа для потребителей в 60 регионах Российской Федерации. Реализация газа осуществлялась через сеть филиалов, образованных по региональному принципу.

В 1999–2001 годах филиалы ООО «Газпром межрегионгаз» были преобразованы в самостоятельные хозяйствующие субъекты – региональные компании по реализации газа (РГК) в форме обществ с ограниченной ответственностью или акционерных обществ. В большинстве своем РГК являются дочерними обществами ООО «Газпром межрегионгаз».

В 2002 году в целях развития свободного сектора ООО «Газпром межрегионгаз» была создана Электронная торговая площадка (ЭТП) для продажи газа по свободным ценам добываемого независимыми организациями газа, потребителям России.

В ООО «Газпром межрегионгаз» были созданы дочерние общества для осуществления юридического разделения основных видов деятельности:

- АО «Газпром газораспределение» - управление деятельностью газораспределительных организаций России;

- ОАО «Регионгазхолдинг» - участие в программах ПАО «Газпром» и ООО «Газпром межрегионгаз» газификации регионов Российской Федерации;
- ООО «Газпром газэнергосеть» - реализация сжиженных углеводородных газов на территории Российской Федерации;
- АО «Газпром теплоэнерго» - обеспечение теплоэнергоснабжения потребителей в регионах Российской Федерации;
- ОАО «Межэнергосбыт» - поставки электрической энергии предприятиям Группы ПАО «Газпром».

По состоянию на 2020 год реализацию газа в Российской Федерации осуществляют 53 региональных компаний в 69 регионах Российской Федерации. В регионах с небольшими объёмами потребления газа, в которых создание РГК экономически нецелесообразно, образованы филиалы ближайших РГК.

Практически в каждом субъекте Российской Федерации, охваченном ЕСГ и региональными системами газоснабжения, РГК оказывают снабженческо-сбытовые услуги по поставке газа не только Газпрому, но и независимым производителям, а также по поручению потребителей газа приобретают газ на Электронной торговой площадке ООО «Газпром межрегионгаз» (ЭТП).

1.2. История развития процесса диспетчерского управления

В данном разделе прослежено развитие диспетчерского управления как процесса, неотрывно следовавшего за развитием систем газоснабжения. Все этапы исторического развития газовой отрасли неуклонно сопровождались качественными изменениями в совершенствовании диспетчерского управления.

11 июля 1946 года. Факел, зажженный в подмосковном поселке Развилка, стал свидетельством ввода в эксплуатацию первого магистрального газопровода Саратов – Москва. Для его управления была создана диспетчерская служба управления магистральным транспортом газа, которая осуществляла контроль за технологическим режимом работы оборудования и учет объемов транспортируемого газа.

Однако неправильно считать, что диспетчерское управление строилось на пустом месте. Ещё в 30-х годах в Москве и нескольких других городах СССР была сформирована городская газораспределительная система. В Москве в то время существовало 6 заводов (установок), вырабатывающих искусственный сланцевый газ. Решением руководства страны намечалось расширение газоснабжения городов за счет производства искусственного газа. Городские газораспределительные сети находились под управлением диспетчерских служб, обеспечивающих координацию поставок, учёт, баланс газа, технологический контроль. Диспетчерская служба управления магистрального газопровода Саратов-Москва, осуществляя взаимодействие с городскими диспетчерскими службами, перенимала опыт работы с газовыми сетями.

По современным понятиям газопровод «Саратов – Москва» – это довольно простое трубопроводное сооружение протяженностью чуть более семисот километров с шестью компрессорными станциями. Производительность этого газопровода 350–400 *млн м*^{3} в год, и транспортируемый по нему газ предназначался исключительно для нужд Москвы.

На шести компрессорных станциях газопровода в качестве газоперекачивающего оборудования были установлены газомотокомпрессоры (ГМК) американской фирмы Cooper Bessemer. Поскольку саратовский газ, транспортируемый по газопроводу Саратов – Москва, предназначался только для Москвы, функции диспетчерского управления этим газопроводом сводились, по сути, к управлению технологическим режимом его работы. Параметры сжатия газа в силовых цилиндрах ГМК (давление и объем) регулировались специальными устройствами. Причем использование ГМК позволяло эксплуатировать оборудование с практически любым давлением газа на входе. Главной задачей персонала было не допустить увеличение давление газа на выходе компрессорной станции выше рабочего.

Количество потребителей природного газа в Москве увеличивалось большими темпами, и вопрос о регулировании объема поставляемого газа практически не стоял. Газопровод работал на максимальной загрузке практически все время.

Саратовский газ содержал гелий, который должен был извлекаться перед подачей потребителям на заводе сжижения, расположенном в подмосковном поселке Развилка. Оборудование на завод должно было поставляться из Англии. Но из-за охлаждения политических отношений было поставлено только оборудование по извлечению гелия из газа. Очищенный газ поступал на газораспределительную станцию (ГРС), на которой происходило снижение давления, и далее он по двум направлениям через Выхино и Головино поступал в городские сети. Место установки этой ГРС стали называть Развилка. Впоследствии на этом месте вырос поселок, который так и стал называться. Для регулирования

суточной неравномерности потребления газа после ГРС было построено шесть газгольдерных установок общим объёмом 1,2 *млн м*^{3} газа. По сути, главной задачей магистрального транспорта газа было поддерживать максимальный запас газа в этих установках. Уже тогда диспетчерское управление можно было рассматривать как управление запасом товарной продукции, которой являлся природный газ.

Надо отметить, что работа диспетчерской службы на газопроводе Саратов — Москва начиналась не с триумфальных побед. Факел, зажженный в Развилке летом 1946 года, не принес Москве надежной подачи саратовского газа. Зимой этого же года на трассе газопровода образовались гидратные пробки, ликвидация которых была связана с довольно трудоемкими работами, в частности, с работами по вводу во внутреннюю полость газопровода метилового спирта. Мало кто владел этой технологией, приходилось учиться на месте, и первые шаги диспетчерской службы связаны именно с этими работами.

Образование гидратов в первый год эксплуатации газопровода Саратов — Москва было связано с тем, что трубопровод не был полностью освобожден от воды после проведения на нем гидравлических испытаний. После этих событий гидравлическое испытание строящихся газопроводов не проводилось целых сорок лет, до середины восьмидесятых годов прошлого века.

Даже в редких случаях необходимости регулирования (можно считать, уменьшения) объемов поставки газа по газопроводу это производилось за счет регулировки параметров КС Гавриловская, последней перед Москвой компрессорной станции. Остальные КС, по цепочке, просто поддерживали заданные параметры работы на выходе.

Вместе с технической документацией на газоперекачивающие агрегаты фирмы Cooper Bessemer были поставлены номограммы режимов работы ГМК, которые вместе с формулой Веймаута (США), применяемой для расчета производительности газопровода, стали первыми инструментами диспетчерского персонала газопровода. Используя эти монограммы и формулу, можно было рассчитывать возможные режимы работы, прогнозировать производительность и объемы поставок при тех или иных ситуациях, разрабатывать планы транспорта и балансы газа.

Одновременно с развитием поставок природного газа шла газификация городов за счет искусственных газов. К 1950 году искусственный (сланцевый) газ пришёл в Таллинн, Ленинград и другие города. В 1948 году начал эксплуатироваться газопровод Кохтла Ярве – Ленинград. На всех газопроводах имелись диспетчерские службы, управлявшие газопроводом и газораспределительными сетями.

В пятидесятые годы в Москву поступил природный газ с месторождений Западной Украины по газопроводу Дашава – Киев – Брянск – Москва. Начало эксплуатации этого газопровода стало новым этапом в развитии диспетчерского управления. Впервые на магистральном газопроводе были предусмотрены отборы газа потребителям других городов: Киев, Брянск. Диспетчерский персонал должен был составлять балансы газа по газопроводу. Функции диспетчерской службы расширились, но все равно на этом этапе они в основном сводились к контролю технологического режима и учету объемов поставляемого в Москву газа. Управление газопроводом Дашава – Киев – Брянск – Москва осуществлялось из Киева.

На этом этапе существовала двухуровневая структура диспетчерского управления:

- I уровень – диспетчер магистрального газопровода

- II уровень – сменный инженер, оператор, машинист.

Специалисты, управлявшие машинами и механизмами, получали распоряжения непосредственно от главного диспетчера и ему же передавали режимную информацию.

В Главгазе один из работников просто обзванивал управления магистральных газопроводов и записывал давления газа в отдельных точках.

Ситуация стала меняться с вводом в эксплуатацию двухниточного газопровода Ставрополь – Москва в 1956 году. Но еще до этой даты некоторые города, например Ростов-на-Дону, расположенные вдоль газопровода, уже потребляли ставропольский газ. В последующем к газопроводу подключились потребители Луганска, Воронежа, Тулы, Липецка. Причем, наращивание потребления газа этими городами шло очень быстро и обгоняло развитие пропускной способности газопровода Ставрополь–Москва.

Перед диспетчерской службой встали новые задачи, включая регулирование распределения газа по потребителям и управление технологическим режимом протяженной газовой магистрали Ставрополь–Москва.

Эксплуатация газопровода была поручена дирекциям строящихся газопроводов и осуществлялась участками с центрами в Ростове, Новопскове, Семилуках, Щёкине. Такая разрозненность в управлении газопроводом создавала много проблем, и осенью 1957 года на базе Управления газопровода Саратов–Москва было создано Московское управление магистральных газопроводов (МУМГ) (сейчас - ООО «Газпром трансгаз Москва»), которому в управление был передан газопровод Ставрополь–Москва. МУМГ организует диспетчерское управление не одним, а несколькими газопроводами.

Организация правильного технологического режима на двухниточном газопроводе, оснащенном разнотипными ГПА, оказалось делом непростым. Отсутствовали необходимый опыт, навыки, техническая и научная подготовка.

Газопроводы диаметром 720 и 820 *мм* имели большую протяженность, их гидравлический режим не был изучен, запорные краны были неравнопроходимыми. Вдоль магистрали селекторной связи не было, сведения о фактическом давлении на магистральных кранах линейными обходчиками передавались нерегулярно: эксплуатационный персонал не имел достаточного опыта.

Гидравлические расчеты газопроводов основывались на применении различных эмпирических формул, в том числе формулы Веймаута. На газопроводе диаметром более 300 *мм* эта формула давала большие погрешности. Всесоюзному научному исследовательскому институту газовой промышленности СССР (ВНИИГАЗ) была поставлена задача в кратчайшие сроки провести необходимые исследования для получения формулы расчета газопроводов большего диаметра. Работу выполняли И.Е. Ходанович, С.Н. Синицын, Н.В. Нефёдова. Полученная формула расчёта производительности магистрального газопровода используется до сих пор.

Для контроля за работой газопровода диспетчерские службы применяли закон квадрата давления. Этот способ помогал быстро определять места возможного неправильного замера давления газа или начала образования гидратных пробок.

Именно в Московском управлении магистральных газопроводов зарождалось диспетчерское управление в его современном виде, возникло первое понимание необходимости организации централизованного управления транспортными системами. Была создана диспетчерская служба, включавшая оперативное

диспетчерское управление, группу балансов газа и группу учета поставок газа потребителям.

Впервые на газопроводе Ставрополь–Москва в качестве привода центробежного газового нагнетателя (ЦБН) были применены электропривод (двигатель АЗ-4000) и газовая турбина (ГТ-700-4). Совмещением характеристик линейной части газопровода и ЦБН занимался киевский институт «Укргазпроект». Использование характеристик ЦБН, поставляемых Невским заводом им. Ленина (НЗЛ), при эксплуатации газопровода было не совсем удобно. В 1962 году ВНИИГААЗ были разработаны приведенные характеристики ЦБН, которые успешно использовались не одним поколением диспетчерского персонала. Применение газотурбинного привода позволяло производить регулировку параметров работы газопровода путем изменения числа оборотов силовой (свободной) турбины.

С одной стороны это позволило расширить возможности диспетчерского управления, с другой возникала опасность помпажных явлений, что требовало более внимательного контроля параметров работы оборудования. Так же на этом газопроводе отрабатывались принципы управления системой магистральных газопроводов, пока состоящей только из двух магистральных газопроводов.

Примерно в этот же период появляется целый ряд фундаментальных научных работ, связанных с исследованиями газовой динамики, гидравлики при трубопроводном транспорте газа, заложивших теоретические основы управления газотранспортными системами, в том числе и диспетчерские.

Исследование процессов, происходящих в центробежных нагнетателях, особенно при помпажных явлениях, определение зависимостей и алгоритмов, позволяющих моделировать режимы работы газотранспортных систем – являются теоретической основой диспетчерского управления. О появлении первых приведённых характеристиках центробежных нагнетателей, которыми успешно пользовалось не одно поколение диспетчерского персонала, уже упоминалось. Особое значение имели теоретические и прикладные работы таких ученых, как А.Ф. Притула, М.Г. Сухарев, которые одними из первых разработали и наиболее успешно применили многие базовые методы и алгоритмы для решения практических задач при диспетчерском управлении трубопроводным транспортом газа.

Организация диспетчерского управления осложнялась тем, что с вводом в эксплуатацию многочисленных путевых отводов от газопровода Ставрополь–Москва столица оказалась конечным потребителем, которому газ подавался по остаточному принципу из-за различных нарушений потребления газа в Ростове, Луганске, Воронеже, Туле и других городах.

В этих условиях решение такой триединой задачи, как оперативное управление режимом магистрального газопровода, распределение газа по потребителям и регулирование его подачи, было очень сложным делом, справиться с которым одному диспетчерскому персоналу оказалось не под силу. Техническая задача приобретала социально-политическую окраску. Так появился принцип первого лица – начальники районных управлений магистральных газопроводов, начальник Московского управления магистральных газопроводов (А.В. Александров) и первый заместитель начальника Главгаза СССР (М.В. Сидоренко) лично были ответственны за режим работы компрессорных станций, за подачу и распределение газа потребителям Москвы. Начальник МУМГа ежедневно заслушивал доклады всех десяти начальников районных управлений о неполадках и отказах в работе

оборудования компрессорных цехов, о режимах работы линейной части газопроводов, о подаче его потребителям.

Дальнейшее развитие газовой промышленности характеризовалось интенсивным строительством газопроводов Серпухов–Ленинград, Ставрополь–Грозный, Краснодарский Край–Серпухов, Саратов– Горький–Череповец.

Росла протяженность газопроводов, достигшая в начале шестидесятых годов 21 *тыс. км*. Обслуживались они несколькими Управлениями магистральных газопроводов по принципу – от начальной до конечной точки газопровода (Московское, Ленинградское, Киевское, Горьковское, Харьковское и др.). Маневра потоков газа между отдельными системами газопроводов не было.

Интенсивное строительство магистральных газопроводов и подключение большого количества крупных потребителей газа привело к тому, что уже зимой 1959 года появился дефицит газа. Многие предприятия были ограничены в его потреблении, что вызывало со стороны их руководителей недовольство позицией Главгаза СССР. Первые подземные хранилища – Щелковское и Калужское, которые должны были сгладить зимние пики газопотребления, находились тогда в стадии освоения – шел процесс накопления в них буферного газа. В наибольшей степени дефицит газа стали ощущать конечные потребители действующих газопроводов – Москва, Ленинград, Череповец, Ереван, Тбилиси. Появилась технологическая необходимость объединения существующих газопроводов в единую систему. Этот процесс начался в конце 50-х – начале 60-х годов. Строительство газопроводов – перемычек, позволило маневрировать потоками газа, направлять их из одной системы в другую. Так начала формироваться ЕСГ СССР. В тот период существовала трехуровневая структура диспетчерского управления:

- I уровень – диспетчерская служба управления магистральных газопроводов;
- II уровень – диспетчерская служба районного управления компрессорных станций;
- III уровень – сменный инженер, оператор установок.

В сложившихся условиях возникла необходимость централизованного управления регулированием подачи газа потребителям различных регионов страны, что выходило за рамки деятельности отдельных управлений магистральных газопроводов.

Такое регулирование могло стать эффективным только при условии, если новые газопроводы будут связаны с существующими в единую систему. Впоследствии такая система была названа единая система газоснабжения (ЕСГ).

Диспетчерское управление режимами газопроводов развивалось и усложнялось вместе с развитием отрасли. С пуском почти каждого газопровода создавались центральные диспетчерские службы, на компрессорных станциях круглосуточно дежурили сменные диспетчеры (сменные инженеры). Они держали в поле зрения режим отдельных газопроводов. С формированием ЕСГ назрела необходимость в едином диспетчерском центре для всей отрасли. Таким центром стало Объединённое диспетчерское управление Главгаза СССР, созданное в 1960 году.

Объединённое диспетчерское управление (ОДУ) было подчинено Управлению эксплуатации магистральных газопроводов Главгаза СССР. На него возложили ответственность за координацию работы системы магистральных газопроводов и бесперебойное газоснабжение потребителей, а также технологическую связь на объектах газовой отрасли.

12 апреля 1961 года заступила на вахту первая смена диспетчеров ОДУ. С этого времени ОДУ ведёт круглосуточный контроль за работой газодобывающих и газотранспортных предприятий.

Таким образом, была организована четырехуровневая структура диспетчерского управления, которая существует и поныне:

- I уровень – ОДУ;
- II уровень – диспетчерская служба управления магистральных газопроводов;
- III уровень – диспетчерская служба районного управления компрессорных станций;
- IV уровень – сменный инженер, оператор установок.

Формирование процесса диспетчерского управления происходило именно в ОДУ. Дальнейшее развитие диспетчерского управления шло параллельно развитию магистрального транспорта газа в стране. Появлялась новая техника, расширялись газотранспортные и газораспределительные трубопроводы, увеличивалось количество потребителей газа. Возникали новые задачи, которые требовали своего решения.

В конце пятидесятых годов каждое производственное управление составляло на год график планово-профилактических работ на газопроводах – замена крана, подключение лупинга для увеличения пропускной способности, ремонт турбины на компрессорной станции, устранение утечки газа и т.д. Естественно, при выполнении таких работ подача газа потребителям снижалась. Каждое управление занималось этим по своему графику, и можно представить, насколько существенно уменьшался объем поставленного газа в совокупности, когда поочередно останавливались звенья системы.

В ОДУ пришли к выводу, что эти работы надо проводить комплексно, на плановой основе, с учетом функционирования всей ЕСГ. В итоге появился комплексный график планово-профилактических работ, в котором учитывались все предстоящие ремонтные работы. Впоследствии он стал называться «Планом комплексов ППР». С тех пор без санкции ДУ плановые и профилактические работы на газопроводах не проводились. В результате надежность газоснабжения потребителей значительно повысилась.

В 1964 году добыча газа возлагается на Государственный производственный комитет по газовой промышленности при Совете Министров СССР. Функции ОДУ за эти годы заметно расширяются. Теперь в ведении диспетчерского управления, кроме магистрального транспорта газа, ещё и его добыча, и переработка. Значительно возрос и объём информации, которую необходимо собрать и обработать. В итоге, ОДУ обеспечивает управление всей технологической цепочкой «добыча – транспорт – распределение».

Помимо оперативного управления режимами работы газотранспортных магистралей к концу шестидесятых годов на ОДУ возлагаются и такие производственные функции как обеспечение оптимального развития Единой системы газоснабжения. Оперативно-диспетчерское управление, исходя из опыта своей работы, определяет слабые звенья в ЕСГ и вносит предложения по строительству недостающих участков газопроводов, определяет строительство первоочередных газопроводов для обеспечения стабильной работы общей газопроводной сети.

В октябре 1972 года на базе Министерства газовой промышленности образуются два министерства – газовой промышленности и строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности. Руководство Министерством

газовой промышленности поручается С.А. Оруджеву. В декабре 1972 года в Москве и Ленинграде возникла угроза отключения потребителей ввиду предельно низкого давления в трубах, которого удалось избежать благодаря ПХГ, расположенным в Щелково и Калуге. В этой экстремальной ситуации важнейшую роль сыграли чёткость и слаженность работы ОДУ.

18 декабря 1972 года С.А. Оруджев подписывает приказ о переименовании ОДУ в оперативно-контрольное диспетчерское управление (ОКДУ), тем самым, поручая ОДУ функции не только оперативного ДУ, но и контроля.

В шестидесятые и в начале семидесятых годов продолжалось бурное развитие газовой отрасли – осваивались новые месторождения, строились магистральные газопроводы, сооружались подземные хранилища газа. В 1973 году добыча газа возросла до 185,9 *млрд м*^{3}. К тому времени система газоснабжения включала 83,9 *тыс. км* магистральных газопроводов с общей установленной мощностью газоперекачивающих агрегатов 5,9 *млн кВт*.

С вводом новых газопроводов и организацией перетоков газа между ними расширялась ЕСГ страны, что позволило не только повысить надежность транспорта газа, но и дало возможность оперативно перераспределять его ресурсы между регионами. Появилось понятие *система* магистральных газопроводов, потребовалось производить расчёт режимов работы не одного газопровода, а нескольких, объединённых перемычками, параллельно работающих в одном гидравлическом режиме. Требовалась подготовка математического аппарата, расчётных формул, алгоритмов. Такие расчёты производились вручную. Создавались шаблоны расчёта режимов по каждой газотранспортной системе.

Возникла необходимость в создании структуры, координирующей работу систем газопроводов, отвечающей за режимы работы промыслов, компрессорных станций газопроводов, станций ПХГ, обеспечивающей строгое выполнение заданий по поставке газа отраслям народного хозяйства.

1 июня 1973 года в соответствии с распоряжением Совета Министров СССР и приказом Министерства газовой промышленности было создано Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕСГ СССР.

В эти годы начинается экспорт природного газа в западноевропейские страны, строится газопровод «Союз» для подачи газа в страны Восточной Европы. Вводятся в разработку Оренбургское месторождение и месторождения севера Тюменской области. При этом управление потоками информации со всей системы газопроводов, общая протяженность которых приближалась к ста тысячам километров, по-прежнему оставалось голосовым, основанным на телефонных переговорах с диспетчерскими службами подразделений министерства.

В этой ситуации НПО «Союзгазавтоматика» было поручено разработать первую в истории отрасли автоматизированную систему диспетчерского управления (АСДУ) ЕСГ. Пилотный проект разрабатывался на газотранспортной системе Средняя Азия–Центр. Система управления представляла собой, по сути, специальный телеграф. В качестве аппаратуры для передачи данных использовалась техника венгерской компании Videoton. Данные о параметрах работы компрессорных станций передавались в производственные управления и объединения по телефону. Там эта информация при помощи специальной аппаратуры заносилась на перфоленту и отправлялась в главный вычислительный центр (ГВЦ) Министерства газовой промышленности СССР. Из ГВЦ информация передавалась в Министерство, и распечатывалась на специальных машинах в виде сводок. Эти сводки и направлялись в ЦДУ. Эта система с различными изменениями и модернизациями просуществовала с 1976 до 1988 год.

С 1985 по 1988 год разрабатывали и внедряли автоматизированную систему сбора, передачи, отображения оперативной технологической информации (АССПООТИ). Эта система принципиально отличалась от предыдущей. И хотя информация по-прежнему формировалась в газодобывающих и газотранспортных предприятиях, способы её передачи стали другими. АССПООТИ стала фундаментом для формирования режимно-технологических и планово-учётных расчётов и сводок, а также унифицированного комплекса расчёта и оптимизации режимов газотранспортных систем «ОПТИМУМ».

АССПООТИ как информационная система диспетчерского управления эксплуатируется и в настоящее время.

Количество планово-профилактических и внеплановых ремонтных работ на магистральных газопроводах постоянно росло. Необходимо было обеспечить их синхронное выполнение таким образом, чтобы не нарушать объемы запланированного транспорта газа. Так весной 1981 года впервые было принято решение об организации и проведении комплексов планово-профилактических ремонтных работ (комплексы ППР). Специалисты ЦДУ собирали заявки на ремонтные работы, анализировали их, объединяли работы по газотранспортным системам, синхронизировали по времени проведения. В назначенное время объёмы газа, транспортировавшиеся по одной из ГТС, перераспределялись по другим ГТС, и синхронно на всём протяжении системы начинались ППР.

Таким образом, удалось существенно снизить неминуемо возникающие потери при проведении ремонтных работ с отключением участков магистральных газопроводов и остановкой компрессорных станций. Такой подход не только сохранился до настоящего времени, но и был распространен на транзитные газотранспортные системы других государств.

В 1989 году Министерство газовой промышленности СССР было преобразовано в Государственный газовый концерн «Газпром», позднее в 1993 году в РАО «Газпром».

22 января 1990 года ЦДУ ЕСГ СССР было преобразовано в Центральное производственно-диспетчерское управление (ЦПДУ) Государственного газового концерна «Газпром» с филиалом в городе Тюмени.

При реорганизации в 1991 году Госплана и Госснаба СССР Государственному газовому концерну «Газпром» было передано планирование и распределение газа на территории страны. По решению руководства заниматься этим важнейшим вопросом поручили ЦПДУ. В короткий срок были подготовлены специальные нормативные акты, разработаны рекомендации, которые позволили успешно решить эти проблемы.

В 1995 году началось создание новой автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕСГ. Первым в 1997 году появился электронный диспетчерский журнал. Количество параметров (информации) о работе объектов ЕСГ, поступавшей в ЦПДУ, стало настолько большим, что вести бумажный диспетчерский журнал и анализировать информацию стало затруднительно. Создание электронных диспетчерских журналов происходило и в дочерних обществах ОАО «Газпром».

Девяностые годы стали одним из сложнейших периодов в работе ЦПДУ, вызвавших ломку всех установившихся на протяжении 30 лет стандартов в работе диспетчерских служб и раздробления некогда Единой системы газоснабжения Советского Союза.

Выход состоял только в согласованной работе, в строгом соблюдении контрактных обязательств по добыче, транспортировке и распределению газа в

рамках всех вновь образованных государств, газоснабжение которых обеспечивается от бывшей ЕСГ СССР. Для реализации таких контрактов потребовались новые формы сотрудничества диспетчерских служб теперь уже не республик Советского Союза, а независимых стран, вошедших и не вошедших в СНГ.

В ЦПДУ закладываются основы организации международного диспетчерского взаимодействия. В 1995-2000 годах были заключены соглашения о диспетчерском взаимодействии с газовыми компаниями Европы: Rurhgas AG и Verbundnetz Gas Sa (Германия), Gaz de Frans (Франция), Gasum Oy (Финляндия), SNAM (Италия), Slovtransgaz (Словакия), EuRoPol GAZ (Польша), MOL (Венгрия), а так же многосторонние диспетчерские соглашения с газовыми компаниями, участвующими в поставках и транспортировке газа в Балканском направлении и Турцию: Bulgartransgaz (Болгария), BOTAS (Турция), Ukrtransgaz AC of NJSC Naftogaz of Ukraina (Украина), Moldovagaz (Молдова), Transgaz SA (Румыния), Makpetrol AD (Македония), DEPA SA (Греция).

Ускоренное развитие в девяностые годы информационных технологий и компьютерной техники непосредственно отразилось и на диспетчерском управлении. АСДУ ЕСГ постоянно развивалось. В 1994 году начались работы по созданию SCADA-систем и систем телемеханики в газодобывающих и газотранспортных обществах, что позволило в 1996 году начать получать данные в реальном времени.

Начались разработки и внедрение систем поддержки принятия диспетчерских решений. Всё это предъявляло новые требования к специалистам – диспетчерам. Они должны были не только понимать технологический процесс добычи, транспортировки, реализации газа, уметь рассчитать возможные режимы работы объектов ЕСГ, но и быть хорошими пользователями компьютерной техники.

С появлением компьютеров нового поколения начинается разработка программно-вычислительных комплексов (ПВК), позволяющих автоматизировать процесс гидравлического и теплового расчёта режимов работы магистральных газопроводов. В последующем такие комплексы получили название ПВК моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем. Первым в 1980 году появился ПВК «Оптимум» разработки харьковской «Спецгазавтоматики». Хорошо известны разработки алгоритмов и программ по моделированию и оптимизации режимов работы газотранспортных систем Российского государственного университета нефти и газа, начатые еще в 1976 году. Основанный на этих разработках ПВК до настоящего времени эксплуатируется в ООО «Газпром трансгаз Москва».

В 1982 году в ООО «Тюменьтрансгаз» (ныне ООО Газпром трансгаз Югорск) был внедрен ПВК «Север», разработки Тюменского филиала «Информгаз», предназначенный для использования на ЭВМ серии ЕС. Дальнейшее совершенствование алгоритмов и программ привело к созданию в 1994 году ПВК «Астра». Начиная с 2006 года, этот ПВК был распространен на все газотранспортные общества ПАО «Газпром». Его широкое применение, в том числе в ЦПДД, позволило создать вертикально-интегрированную информационно-управляющую систему диспетчерского управления газотранспортными системами, основанную на математическом моделировании процессов транспорта газа.

С увеличением мощности, протяженности и разветвленности ЕСГ функции и задачи ЦПДУ постоянно усложнялись и расширялись.

В 1998 году РАО «Газпром» было переименовано в ОАО «Газпром».

В 2003 году ЦПДУ было преобразовано в Центральный производственно-

диспетчерский департамент (ЦПДД) ОАО «Газпром».

Сегодня ЦПДД является высшим органом оперативно-диспетчерского управления объектами систем газоснабжения. Совместно с диспетчерскими службами дочерних предприятий ОАО «Газпром» и других газовых компаний департамент отвечает за поставки «голубого топлива» не только в России, но и в десятки государств Евроазиатского континента. ЦПДД управляет громадными энергетическими ресурсами, воплощенными в потоках газа от газовых месторождений России, Казахстана, Туркмении и Узбекистана. Более полумиллиарда человек в странах СНГ и в Европе невидимо связаны с работой диспетчеров ЦПДД.

Для работы с зарубежными потребителями российского газа организованы диспетчерские центры в Болгарии (г. София) и Германии (г. Берлин).

Анализируя развитие диспетчерского управления в этот период времени можно сделать следующие выводы:

1. Развитие диспетчерского управления происходило параллельно развитию Единой системы газоснабжения (ЕСГ).

2. Диспетчерское управление всегда базировалось на управлении технологическими процессами газовой отрасли и строилось от управления газоперекачивающего оборудования магистральных газопроводов, оборудования промыслов и подземных хранилищ газа.

3. Руководителями на различных уровнях диспетчерского управления, как правило, были специалисты–технологи, прошедшие школу строительства и эксплуатации объектов газовой отрасли.

4. Плановые и контрольные функции, в основном, сводились к построению балансов газа, распределению газа по регионам и учёту фактических показателей работы объектов ЕСГ.

5. Главными показателями работы диспетчерских служб были: режимы работы объектов, параметры работы оборудования (давление, температура, расход).

Создание рыночных отношений в стране и изменения, связанные с этим повлияли и на диспетчерское управление. Необходимо было организовывать взаимодействие с организациями различной административной и юридической принадлежности, занимающихся газовым бизнесом.

В 2008 году в ОАО «Газпром» была разработана и принята Стратегия информатизации. Целью этой стратегии явилось, в том числе, создание единого информационного пространства, создание единой НСИ и единой БД, интеграция различных бизнес-процессов Газпром, внедрение современных средств передачи, хранения и обработки данных.

Для выполнения поставленных целей началось проектирование и разработка информационно-управляющих систем (ИУС) технологических процессов, в том числе и модернизация АСДУ. С 2017 года разработанная новая АСДУ принята в эксплуатацию, что позволило вывести диспетчерское управление ЕСГ России на новый уровень.

1.3. Классификация бизнес-процессов Группы Газпром……..47
1.3.1. Введение……..48
1.3.2. Описание групп бизнес-процессов…….48
1.3.3. Производственные бизнес-процессы…….48
1.3.3.1. Производственные бизнес-процессы газового бизнеса……48
1.3.3.2. Производственные бизнес-процессы нефтяного бизнеса……51
1.3.3.3. Производственные бизнес-процессы электроэнергетического Бизнеса……...53
1.3.4. Прочие виды бизнеса…… 53
1.3.5. Функциональные бизнес-процессы……... 54
1.3.6. Бизнес-процесс диспетчерского управления процессами добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа……...56
1.3.6.1. Модель управления……57
1.3.6.2. Процессы планирования……...57
1.3.6.3. Управление запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС……..59
1.3.6.4. Процессы контроля……..59
1.3.6.5. Процессы формирования отчетности…….. 60
1.3.6.6. Ведение НСИ…….60
1.3.6.7. Сопровождение схем и карт различного назначения……60
1.3.6.8. Описание модели бизнес-процессов диспетчерского управления……60

1.3.1. Введение

Современные требования развития крупных корпораций диктуют необходимость охарактеризовать их деятельность в терминах ключевых бизнес-процессов. Такая характеристика включает в себя описание групп бизнес-процессов, иерархическую классификацию бизнес-процессов по этим группам и определение бизнес-процессов.

1.3.2. Описание групп бизнес-процессов

Характеристика деятельности Общества в терминах ключевых бизнес-процессов включает в себя описание групп бизнес-процессов, иерархическую классификацию бизнес-процессов по этим группам и определение бизнес-процессов.

Выделяются две группы бизнес-процессов Группы Газпром: *производственные бизнес-процесс*ы и *функциональные бизнес-процессы*.

Производственные бизнес-процессы направлены на получение конечной продукции или на создание и поддержание необходимой для этого инфраструктуры.

Функциональные бизнес-процессы направлены на управление производственными бизнес-процессами, обеспечение их ресурсами или на взаимодействие с внешней средой. При осуществлении функциональных бизнес-процессов используются соответствующие *инструменты управления*. На разных *этапах цикла управления* могут использоваться разные инструменты.

1.3.3. Производственные бизнес-процессы

Производственные бизнес-процессы Группы Газпром направлены на получение конечной продукции или на создание и поддержание необходимой для этого инфраструктуры. Их можно сгруппировать по *видам деятельности*, для каждого из которых затраты, выручка и налоги могут быть обособлены.

1.3.3.1. ***Производственные бизнес-процессы газового бизнеса***

Газовый бизнес Группы Газпром подразделяется на следующие виды деятельности и соответствующие им производственные бизнес-процессы:

Восполнение материально-сырьевой базы – вид деятельности, имеющий целью формирование и уточнение ресурсов и запасов углеводородного сырья (УВС), включает:

- ведение лицензионной деятельности;
- геологоразведочные работы (включая проведение сейсмических и других наземных исследований, проведение до буровых работ);
- подсчёт запасов;
- подготовку запасов к промышленному освоению;
- строительство и испытание поисковых скважин;
- строительство и испытание разведочных скважин;
- обработку и интерпретацию данных;
- научно-исследовательские работы (НИОКР);
- проектно-изыскательские работы (ПИР);
- техобслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Добыча газа и газового конденсата – вид деятельности, имеющий целью извлечение газа и/или газоконденсатной смеси из продуктивных пластов, выделение

и подготовку продукции к транспорту или конечному использованию, включает:

- подготовку запасов к промышленному освоению;
- проектирование разработки месторождений;
- извлечение углеводородов;
- интенсификацию добычи;
- промысловый транспорт;
- комплексную подготовку газа;
- компримирование на дожимных компрессорных станциях (ДКС);
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Переработка газа и газового конденсата – вид деятельности, имеющий целью очистку углеводородного сырья от вредных примесей, извлечение ценных компонентов, получение широкого спектра товарных продуктов, включает:

- очистку газа;
- выделение из газа ценных компонентов;
- фракционирование жидких углеводородов;
- производство из углеводородного сырья продукции высокого передела;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Транспортировка газа и газового конденсата – вид деятельности, имеющий целью доставку по трубопроводам подготовленного к дальнему транспорту природного газа и газового конденсата от узлов добычи, импорта, хранения, переработки к узлам потребления, экспорта, хранения, переработки, включает:

- газотранспортную работу;
- учёт газа и газового конденсата;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Подземное хранение газа – вид деятельности, имеющий целью регулирование и оптимизацию работы ЕСГ России в режиме реального времени, а также выравнивание сезонной и/или пиковой неравномерности потребления газа, создание стратегических и оперативных резервов газа, включает:

- закачку газа;
- хранение газа;
- отбор газа;
- комплексную подготовку газа;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Транспортировка сжиженного природного газа (включая производство СПГ – вид деятельности, имеющий целью сжижение и доставку сжиженного природного газа от узлов сжижения к узлам регазификации, включает:

- сжижение газа;
- морскую транспортировку;
- регазификацию;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Газораспределение – вид деятельности, имеющий целью доставку газа конечным потребителям, включает:

- распределение природного газа;
- распределение сжиженного углеводородного газа (СУГ);
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Закупки газа и реализация газа – вид деятельности, имеющий целью закупки газа и продажу газа потребителям, включает:

- закупку газа;
- ценообразование;
- биллинг и взаиморасчеты;
- управление взаимодействием с клиентами и партнерами;

- внешнеторговые операции.

1.3.3.2. ***Производственные бизнес-процессы нефтяного бизнеса***

Нефтяной бизнес Группы Газпром подразделяется на следующие виды деятельности и соответствующие им производственные бизнес-процессы:

Восполнение МСБ – вид деятельности, имеющий целью формирование и уточнение ресурсов и запасов углеводородного сырья (УВС), включает:

- ведение лицензионной деятельности;
- геологоразведочные работы (включая проведение сейсмических и других наземных исследований, проведение до буровых работ);
- подсчёт запасов;
- подготовку запасов к промышленному освоению;
- строительство и испытание поисковых скважин;
- строительство и испытание разведочных скважин;
- обработку и интерпретацию данных;
- НИОКР;
- ПИР;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Добыча нефти – вид деятельности, имеющий целью извлечение нефти и/или попутного газа из продуктивных пластов и подготовку продукции к транспорту или конечному использованию, включает:

- подготовку запасов к промышленному освоению;
- проектирование разработки месторождений;
- извлечение углеводородов;
- интенсификация добычи;
- промысловый транспорт;
- комплексная подготовка нефти и попутного газа;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Транспортировка нефти – вид деятельности, имеющий целью перемещение нефти от центров добычи к центрам переработки или потребления, включает:

- морской транспорт;
- железнодорожный транспорт;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;

- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Нефтепереработка – вид деятельности, имеющий целью получение из нефти моторных топлив и масел, включает:

- фракционирование жидких углеводородных смесей;
- производство из жидких углеводородов нефтепродуктов;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Транспортировка нефтепродуктов – вид деятельности, имеющий целью перемещение нефтепродуктов от центров переработки к центрам потребления, включает:

- морской транспорт;
- железнодорожный транспорт;
- транспортировку по продуктопроводам;
- автомобильный транспорт;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Оптовые продажи нефти и нефтепродуктов – вид деятельности, имеющий целью доставку и продажу нефти и нефтепродуктов оптовым потребителям или собственным мелкооптовым продавцам, включает:

- взаиморасчеты;
- управление взаимодействием с клиентами и партнерами;
- внешнеторговые операции;
- трейдинг;
- ценообразование.

Розничные продажи нефтепродуктов – вид деятельности, имеющий целью распределение нефтепродуктов от баз-нефтехранилищ до конечных потребителей, включает:

- мелкооптовые продажи с нефтебаз;
- розничные продажи через АЗС;
- НИОКР;

- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

1.3.3.3. ***Производственные бизнес-процессы электроэнергетического бизнеса***

Электроэнергетический бизнес Группы Газпром подразделяется на следующие виды деятельности и соответствующие им производственные бизнес-процессы:

Генерация – вид деятельности, имеющий целью выработку электрической энергии, включает:

- генерацию электроэнергии;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Передача и распределение – вид деятельности, имеющий целью передачу электрической энергии от узлов генерации до узлов распределения или потребления, а также ее распределение, включает:

- передачу электроэнергии;
- распределение электроэнергии;
- НИОКР;
- ПИР;
- строительство;
- реконструкцию;
- диагностику;
- техническое обслуживание и текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- консервацию и ликвидацию.

Реализация электроэнергии – вид деятельности, имеющий целью продажу электрической энергии конечным потребителям, включает:

- ценообразование;
- биллинг и взаиморасчеты;
- управление взаимодействием с клиентами;
- трейдинг.

1.3.4. Прочие виды бизнеса

К прочим видам бизнеса Группы Газпром относятся следующие виды бизнеса:

- финансово-банковский бизнес;

- газо- и нефтехимия;
- машиностроение;
- организация социальной инфраструктуры и др.

1.3.5. Функциональные бизнес-процессы

Функциональные бизнес-процессы Группы Газпром направлены на управление производственными бизнес-процессами, обеспечение их ресурсами, а также на взаимодействие с внешней средой (регулирующими органами, инвесторами, общественностью). К функциональным бизнес-процессам относятся:

Управление финансами, задачей которого является обеспечение эффективных схем финансирования деятельности Общества. В состав данного бизнес-процесса входят:

- управление заемными ресурсами;
- управление денежными потоками и ликвидностью;
- управление расчетами.

Управление инвестициями, в задачи которого входит определение стратегии инвестиций, подготовка, оценка и выбор инвестиционных проектов, управление инвестиционным портфелем, а также контроль реализации проектов.

Стратегическое развитие, в задачи которого входит постановка стратегических целей, анализ сценариев развития бизнеса, периодический контроль и корректировка выполнения стратегических целей.

Бюджетирование, в задачи которого входит планирование, контроль и анализ материальных, финансовых и иных ресурсов, потребляемых и создаваемых ОАО «Газпром» в ходе хозяйственной деятельности.

Управленческий учет, в задачи которого входит сбор и обработка информации обо всех аспектах деятельности Группы Газпром, включающей натуральные, стоимостные и финансовые показатели (обязательные к исполнению и индикативные, плановые и фактические), для поддержки принятия управленческих решений.

Управление человеческими ресурсами, задачей которого является организация труда, привлечение на работу, обучение и удержание квалифицированных кадров, создание условий для карьерного развития внутри организации и управление системой компенсации и мотивации. В состав данного бизнес-процесса входят:

- формирование и ведение организационной структуры;
- определение зарплат и компенсаций;
- охрана труда;
- кадровый учет;
- социальное обеспечение;
- обучение и повышение квалификации;
- карьера и развитие.

Управление снабжением МТР, задачей которого является бесперебойное и эффективное обеспечение бизнес-процессов материально-техническими ресурсами. В состав данного бизнес-процесса входят:

- взаимодействие с поставщиками;

- закупка;
- управление запасами;
- снабжение.

Управление имуществом, задачами которого являются долгосрочное планирование, оптимизация затрат и текущий контроль за приобретением, использованием и списанием имущества Общества. В состав данного бизнес- процесса входят:

- управление основными средствами;
- управление нематериальными активами;
- управление долгосрочными финансовыми вложениями.

Управление производством (включая Диспетчерское управление), в задачи которого входит планирование и контроль производственной деятельности, а также управление процессами добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа.

Управление технологическими процессами, в задачи которого входит управление операциями, необходимыми для выполнения определенного вида работ.

Управление маркетингом и сбытом, в задачи которого входит планирование и управление продажами (включая изучение рыночного спроса).

Управление информационными технологиями, задачей которого является предоставление ИТ-обеспечения бизнес-процессов, включая аппаратную, программную, инфраструктурную и сервисную часть, для эффективной поддержки выполнения задач, стоящих перед Обществом. В состав данного бизнес-процесса входят:

- разработка и эксплуатация информационно-управляющих систем (ИУС);
- разработка и эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- развитие и эксплуатация инфраструктуры;
- поддержка и обучение пользователей.

Бухгалтерский и налоговый учет, задачей которого является сбор, регистрация и обобщение информации в денежном выражении об имуществе, обязательствах организации и их движении путём сплошного, непрерывного и документального учёта всех хозяйственных операций. В состав бизнес-процесса входят следующие подпроцессы:

- «Бухгалтерский учет и отчетность», осуществляемый в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации;
- «Налоговый учет и отчетность», организуемый в целях исполнения требований законодательства о налогах и сборах;
- «Формирование консолидированной финансовой отчетности» который включает формирование сводной бухгалтерской отчетности, отвечающей требованиям российского законодательства (РСБУ), формирование консолидированной финансовой отчетности по международным стандартам финансовой отчетности (МСФО).

Юридическое сопровождение, в задачи которого входит правовая экспертиза договорной документации, сопровождение сделок, участие в судебном производстве, содействие другим подразделениям и консультации в области налогового, валютного, таможенного законодательства, защита прав интеллектуальной собственности и др.

Управление безопасностью, задачей которого является защита организации от случайных или преднамеренных воздействий естественного или искусственного характера, результатом которых может явиться нанесение ущерба организации. В состав данного бизнес-процесса входят:

- управление экономической безопасностью;
- управление физической безопасностью;
- управление информационной безопасностью;
- управление промышленной безопасностью;
- управление гражданской обороной (ГО) и чрезвычайными ситуациями (ЧС).

Охрана окружающей среды, в задачи которого входит сбор, обработка и анализ данных о влиянии производственных процессов на состояние окружающей среды и соответствии нормам законодательства в области экологии, а также принятие корректирующих действий.

Делопроизводство и документооборот, в задачи которого входит организация работы с официальными документами, обеспечение движения документов между различными подразделениями Общества с момента их создания или получения до завершения их исполнения и передачи в архив, разработка решений по обмену документами между различными подразделениями Общества, дочерними обществами, а также с клиентами, поставщиками и другими внешними адресатами.

Управление внешними связями, в задачи которого входит сбор, обработка и предоставление информации различным типам информационных заказчиков вне организационного периметра Общества для эффективной поддержки выполнения задач, стоящих перед организацией. В состав данного бизнес-процесса входит:

- взаимоотношение с акционерами и инвесторами;
- взаимоотношение с государственными органами;
- взаимоотношение с коммерческими и некоммерческими организациями;
- взаимоотношение с местным населением и общественностью;
- взаимоотношение с профсоюзами.

1.3.6. Бизнес-процесс диспетчерского управления процессами добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа.

При рассмотрении бизнес модели диспетчерского управления необходимо учитывать что:

- модель бизнес-процессов диспетчерского управления является частью процесса управления Газовым бизнесом ОАО «Газпром»;
- бизнес-процессы диспетчерского управления имеют вертикальную интеграцию;
- бизнес-процессы диспетчерского управления имеют горизонтально интеграцию;
- бизнес-процессы диспетчерского управления привязаны к уровням

диспетчерского управления.

Под вертикальной интеграцией процессов диспетчерского управления понимается связь процессов верхнего уровня управления диспетчерской деятельностью с процессами нижнего уровня. Бизнес-модель включает бизнес-процессы, выполняемые на следующих уровнях управления диспетчерской деятельностью ПАО «Газпром»:

- корпоративный уровень управления, включая:
  - финансово-экономический департамент;
  - Центральный производственно-диспетчерский департамент ПАО «Газпром»;
- дочерние общества, включая:
  - производственно-диспетчерскую службу дочернего общества;
  - диспетчерскую службу филиала (ЛПУ);
  - производственный уровень - компрессорной станции и компрессорного цеха.

Под горизонтальной интеграцией бизнес-процессов понимается связь процессов диспетчерского управления с другими процессами в рамках одного уровня управления.

1.3.6.1. ***Модель управления***

Для рассмотрения бизнес процессов диспетчерского управления ПАО «Газпром» применятся классическая модель в которой можно выделить основные этапы процесса управления:

- планирование;
- выполнение;
- контроль;
- отчетность.

В соответствии с данным принципом все бизнес процессы диспетчерского управления можно классифицировать как:

- процессы планирования;
- управление запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС;
- процессы контроля;
- процессы формирования отчетности;
- ведение НСИ;
- сопровождение схем и карт различного назначения.

1.3.6.2. ***Процессы планирования***

Процессы планирования в диспетчерком управлении заключаются в двухэтапном планировании транспорта газа по ГТС ЕСГ:

- укрупнённое планирование объёмов транспортировки газа по ГТС ЕСГ;
- планирование потоков по участкам ГТС.

Владельцем бизнес-процесса планирования объёмов транспортировки газа по ГТС ЕСГ, является департамент ответственный за финансово-экономическую деятельность. В качестве исходных используются данные:

- потребления газа внутри Российской Федерации;
- контракты с зарубежными потребителями и транзитерами газа;
- планы потребления газа на собственные нужды и потери Дочерними обществами;

- планы добычи предприятиями Группы Газпром;
- планы добычи независимыми поставщиками газа;
- ретроспективные данные.

Вся перечисленная информация поступает в департамент ответственный за финансово-экономическую деятельность из различных источников:

- ООО «Газпром межрегионгаз»;
- ООО «Газпром экспорт»;
- газодобывающие дочерние общества;
- газотранспортные дочерние общества;
- департамент маркетинга;
- Центральный производственно-диспетчерский департамент.

Полученная информация аккумулируется в департаменте ответствечающем за финансово-экономическую деятельность и служит базой для формирования годовых планов транспорта газа, добычи газа, закачки/отбора газа на ПХГ. Планы транспорта газа устанавливают объемы поставок газа по ГТС на границах дочерних обществ ПАО «Газпром». На основании планов транспорта газа формируются годовые плановые балансы газа, как по ЕСГ в целом, так и по каждому дочернему обществу. Баланс газа определяет источники и направления поступления газа в систему газоснабжения, и направления его распределения.

На основе годовых планов транспорта газа производится разбивка объёмов поставок по кварталам и месяцам текущего года.

На основе плана транспорта газа выполняется планирование потоков газа по участкам ГТС ЕСГ. Такое планирование можно разделить на:

- долгосрочное;
- среднесрочное.

В рамках ***долгосрочного планирования*** на основе годового плана транспорта газа рассчитываются потоки газа с учётом технологических возможностей участков ГТС по производительности и пропускной способности. Кроме того учитываются годовые планы ремонтов, технического обслуживания, диагностики, планы комплексов ППР, что в свою очередь влияет на возможности ГТС по транспортировке газа от месторождений до потребителей.

Среднесрочное планирование потоков газа осуществляется ежемесячно для уточнения планов транспорта и разбивки потоков газа по участкам ГТС в зависимости от текущих условий:

- фактическое состояние ГТС;
- завершённости запланированных мероприятий:
  - по ремонтам;
  - техническому обслуживанию;
  - диагностике;
  - комплексам ППР;
  - оперативных изменений состояния ГТС ЕСГ;
  - прогнозов изменений состояния ГТС ЕСГ;
  - прогнозов потребления газа в Российской Федерации;
  - заявок на экспорт газа;
  - прогнозов экспортных поставок.

Результатом процесса планирования являются:

- план транспорта газа по ГТС ЕСГ (год, квартал, месяц);
- план транспорта газа по ГТС дочернего общества (год, квартал, месяц);
- плановый баланс газа по ЕСГ;
- плановый баланс газа по ГТС дочернего общества;
- план потоков газа по участкам ГТС ЕСГ (год, квартал, месяц).

1.3.6.3. ***Управление запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС***

Управление запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС включает процессы, связанные с оперативной деятельностью диспетчерского управления. Оперативное управление запасами, потоками газа и режимами работы ГТС заключается в разработке ежедневных диспетчерских заданий, направленных на выполнение плановых потоков газа на участках ГТС ЕСГ.

Диспетчерские задания формируются в ЦПДД для дочерних обществ с учетом:

- текущего исполнения предыдущих заданий;
- оперативной диспетчерской информации.

Получив диспетчерское задание, производственно-диспетчерская служба (ПДС) дочернего общества моделирует режимы работы ГТС, обеспечивающие его исполнение и передает в филиалы управляющие задания на изменение режимов работы объектов и оборудования ГТС.

При появлении нештатных/аварийных ситуаций осуществляется их локализация на уровне дочерних обществ (потоки газа перенаправляются в обход аварийных участков, осуществляется перерасчет режимов). При невозможности устранить аварийную ситуацию собственными силами данные о ней эскалируются на уровень ЦПДД.

Для автоматизации процессов, входящих в группу «Управление потоками газа ЕСГ и режимами работы ГТС», необходимо использовать системы класса SCADA (сбор и визуализация данных АСУ ТП), а также системы, обладающие инструментарием моделирования режимов работы и ведения технологических схем ГТС.

1.3.6.4. ***Процессы контроля***

Процессы контроля заключаются в:

- получении и анализе балансовых данных:
  - объёмов получения/поставок газа на границах дочерних обществ (в том числе экспорт и импорт);
  - объёмов поставок от ГПЗ, нефтяных компаний, независимых поставщиков газа и др.;
  - объёмов потребления дочерними обществами;
  - объёмов отбора/закачки газа в ПХГ;
  - объёмов по межсистемных перетоков;
  - изменении запасов газа в ГТС дочерних обществ.
- получении и анализе технологических параметров работы объектов ГТС ЕСГ:
  - давлении и расходе газа на КС;
  - расходе газа на ЗУ (ГИС, ПЗРГ и других), в том числе на ПРГ;
  - температуры точки росы по воде и углеводородам;

- получении прогнозных данных:
  - температуры окружающей среды;
  - заявок на экспорт газа;
- выполнении расчётов:
  - фактических объёмов транспорта газа на границах дочерних обществ;
  - показателей статей оперативного баланса газа;
  - потоков по участкам ГТС;
- проверке выполнения мероприятий по:
  - ремонту;
  - диагностике;
  - комплексов ППР.

На основании полученных данных выполняется контроль отклонений показателей от плановых значений для последующей корректировки диспетчерских заданий.

1.3.6.5. ***Процессы формирования отчетности***

Процессами формирования отчетности является подготовка оперативных отчетов и сводок, а также сложных аналитических отчетов.

В качестве информации для построения отчетности является оперативная диспетчерская информация, данные планирования, фактического исполнения планов, ретроспективная информация, а также данные из смежных подсистем (ТОиР, Управленческий учет).

1.3.6.6. ***Ведение НСИ***

При ведении Нормативно-справочной информации должно быть организованно взаимодействие диспетчерских служб верхнего уровня управления (ЦПДД и дочерних обществ).

Для сопоставимости данных по ремонтам, техническому обслуживанию, диагностике, ППР должна быть предусмотрена интеграция НСИ объектов ЕСГ диспетчерского управления со справочниками НСИ объектов ЕСГ, которые сопровождают службы ремонта (подсистема технологического обслуживания и ремонта (ТОиР)).

1.3.6.7. ***Сопровождение схем и карт различного назначения***

Данный процесс является вспомогательным по отношению к основным процессам диспетчерского управления. Он подразумевает ведение технологических карт и схем объектов ГТС для целей управления потоками газа ЕСГ и режимами работы ГТС.

1.3.6.8. ***Описание модели бизнес-процессов диспетчерского управления***

Бизнес модель диспетчерского управления представлена в виде Таблицы с перечнем сквозных бизнес процессов, а также пакетом диаграмм, описывающих последовательность выполнения процессов Диспетчерского управления на различных уровнях управления.

Таблица 1.3.1.

Бизнес-модель процесса Диспетчерского управления ПАО «Газпром»

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцесса/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
1	**Процессы планирования**					
1.1	Перспективное планирование					
1.1.1	Формирование балансовых показателей для 3-летнего планового баланса газа по России и ЕСГ с разбивкой по годам					
1.1.1.1	Подготовка данных для формирования балансовых показателей для з-летнего планового баланса газа по России и ЕСГ					
1.2	Долгосрочное планирование потоков газа по ГТС ЕСГ (годовое)					
1.2.1	Формирование годового планового баланса газа по России и ЕСГ с разбивкой по кварталам					
1.2.1.1	Подготовка данных для формирование годового планового баланса газа по России и ЕСГ					
1.2.2	Разработка годового проекта плана транспорта газа с разбивкой по кварталам					
1.2.2.1	Формирование годового плана поставок газа по потребителям в разрезе субъектов Российской Федерации и отраслей промышленности					
1.2.2.2	Формирование годовых договорных объемов поставок газа потребителям по отраслям промышленности, поставщикам, газотранспортным и газодобывающим предприятиям общества и субъектам Российской Федерации					
1.2.3	Разработка и согласование проекта документа «Комплексный план-график работ по диагностике, капитальному ремонту, переизоляции и реконструкции магистральных газопроводов.					
1.2.3.1	Разработка план-графика комплексов ППР на следующий календарный год					
1.2.3.2	Определение технически возможной пропускной способности и производительности участков ГТС с учетом ремонтных работ					
1.2.4	Анализ разработанных ФЭД годовых планов транспорта газа с разбивкой по кварталам, с учетом планируемых ремонтных работ и возможностей ГТС					
1.2.5	Расчет необходимой потребности в газе на собственные нужды и электроэнергии для выполнения товаротранспортной работы					
1.2.6	Подготовка предложений по корректировке годового плана транспорта газа с разбивкой по кварталам					
1.2.7	Разработка годового плана транспорта газа с разбивкой по кварталам					

Продолжение табл. 1.3.1.

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцесса/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
1.2.7.1	Разработка плана потоков газа пот ГТС ЕСГ с разбивкой по кварталам и участкам на основе утвержденного годового план транспорта газа					
1.2.8	Подготовка данных для заключения договоров на транспортировку газа, покупку газа на собственные нужды и ПЭН и др.					
1.3	Среднесрочное планирование потоков газа по ГТС и режимов работы газотранспортного оборудования					
1.3.1	Квартальное (среднесрочное) планирование потоков газа по ГТС					
1.3.1.1	Разработка проекта квартального плана транспорта газа с разбивкой по месяцам					
1.3.1.2	Анализ разработанного ФЭД квартального плана транспорта газа с учетом запланированных ремонтных работ и фактического выполнения годового плана					
1.3.1.3	Разработка предложений по корректировке квартальных планов транспорта газа					
1.3.1.4	Разработка квартального плана транспорта газа с разбивкой по месяцам					
1.3.1.5	Разработка квартального плана потов газа по ГТС ЕСГ с разбивкой по месяцам и участкам на основе утвержденного квартального плана транспорта газа					
1.3.2	Месячное среднесрочное планирование потоков газа по ГТС и режимов работы газотранспортного оборудования					
1.3.2.1	Уточнение перечня (объёмов) плановых и внеплановых ремонтных работ, диагностики, комплексов ППР и оформление разрешения на их проведение					
1.3.2.2	Расчёт ТВП и ТВПС участков ГТС с учетом уточненного перечня ремонтных и диагностических работ на месяц					
1.3.2.3	Уточнение предполагаемых сроков (по согласованию с ЦПДД) проведения ремонтных работ					
1.3.2.4	Проведение расчетов распределения потоков и возможных режимов работы ГТС при выполнении ремонтных работ					
1.3.2.5	Уточнение (корректировка) данных по газу на собственные нужды и электроэнергии для выполнения товаротранспортной работы в соответствии с месячной разбивкой плана транспорта газа					

Продолжение табл. 1.3.1.

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцесса/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
1.3.2.5	Уточнение (корректировка) данных по газу на собственные нужды и электроэнергии для выполнения товаротранспортной работы в соответствии с месячной разбивкой плана транспорта газа					
1.3.2.6	Разработка (уточнение) месячных планов потоков газа по ГТС ЕСГ с разбивкой по участкам на основе утвержденного плана транспорта газа					
1.4	Разработка значений плановых показателей по экономии энергоресурсов					
1.5	Планирование потребления газа на собственные нужды и электроэнергии для выполнения товаротранспортной работы					
2	**Управление потоками газа и режимами работы ГТС**					
2.1	Оперативное управление потоками газа ЕСГ и режимами работы ГТС					
2.1.1	Анализ фактического состояния ГТС ЕСГ					
2.1.1.1	Анализ выполнения основных плановых показателей ПАО «Газпром» и утвержденных балансов газа					
2.1.1.2	Анализ состояния газотранспортного оборудования и проводимых ремонтных работ на ГТС ЕСГ					
2.1.1.3	Анализ состояния объектов добычи ПАО «Газпром» и независимых поставщиков газа					
2.1.1.4	Анализ фактического состояния распределения потоков по участкам ГТС ЕСГ					
2.1.1.5	Анализ заявок на поставку газа от потребителей Российской Федерации и экспортных заявок					
2.1.1.6	Согласование экспортных заявок со странами-транзитерами российского газа в Европу					
2.1.1.7	Анализ краткосрочных прогнозных показателей (погода, потребление, добыча, экспорт и импорт)					
2.1.1.8	Планирование (расчет) оптимального распределения потоков газа по ГТС ЕСГ					
2.1.1.9	Подготовка диспетчерских заданий для ГТО и ГДО					
2.1.2	Анализ фактического состояния ГТС ГТО					
2.1.2.1	Анализ выполнения основных плановых показателей и суточных балансов газа ГТО					
2.1.2.2	Анализ состояния газотранспортного оборудования, межсистемных перемычек и проводимых ремонтных работ					

Продолжение табл. 1.3.1.

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцесса/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
2.1.2.3	Анализ краткосрочных прогнозных показателей (погода, потребление, запрашиваемые ремонтные работы)					
2.1.2.4	Анализ диспетчерских заданий ЦПДД					
2.1.2.5	Расчет необходимых корректировок режима работы ГТС с учетом прогнозных данных для выполнения задания ЦПДД					
2.1.2.6	Оптимизация полученного режима работы ГТС по заданным критериям					
2.1.2.7	Согласование (или корректировка) с ЦПДД полученного оперативного диспетчерского задания					
2.1.2.8	Подготовка диспетчерского задания для ЛПУ МГ					
2.1.2.9	Передача диспетчерского задания ЛПУ МГ					
2.1.2.10	Передача управляющих воздействий газоперекачивающему оборудованию для изменения режима работы ГТС					
2.1.3	Контроль режимов работы ГТС					
2.1.3.1	Сравнение данных диспетчерских заданий ЦПДД для ГТО и фактических параметров работы ГТС					
2.1.3.2	Сравнительный анализ основных показателей ПАО «Газпром» и утвержденного баланса газа с фактическими данными					
2.1.3.3	Контроль выполнения ремонтных работ					
2.1.3.4	Сравнительный анализ фактических и договорных объёмов поставок газа потребителям Российской Федерации по отраслям промышленности, поставщикам, газотранспортным и газодобывающим предприятиям Общества и субъектам Российской Федерации					
2.1.3.5	Контроль режимов работы и состояния ГПА на КС, СОГ, УКПГ, узлов редуцирования, ГИС и др. оборудования ГТС					
2.1.3.6	Контроль состояния запорной арматуры на линейной части ГТС и межсистемных перемычках					
2.1.3.7	Контроль расхода газа через ГРС, поставки газа крупным потребителям					
2.1.3.8	Контроль качества (температура, точка росы по воде и меркаптанам, сероводороду) транспортируемого газа					
2.1.3.9	Сравнение данных диспетчерских заданий ПДС ГТО для ЛПУ МГ и фактических параметров работы КС и участков ГТС					

Продолжение табл. 1.3.1.

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцесса/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
2.1.3.10	Контроль и анализ показателей энергоэффективности работы объектов ГТС					
2.1.3.11	Обеспечение ЦПДД достаточной для контроля информацией по потокам, режимам, о ходе ремонтных работ, состояния ГТС					
2.1.3.12	Обмен режимно-технологической информацией с ЛПУ МГ и сопредельными ДО и ЦПДД					
2.2	Оперативное управление при локализации аварийных и нештатных ситуаций					
2.2.1	Идентификация аварийной или нештатной ситуации на ГТС ГТО					
2.2.2	Локализация аварии в соответствии с утвержденным планом ликвидации аварий					
2.2.3	Оповещение в соответствии с планом ликвидации аварий					
2.2.4	Передача информации об аварийной ситуации в ЦПДД					
2.2.5	Расчет режима работы ГТС ГТО с учетом вышедшего из строя оборудования для обеспечения выполнения диспетчерских заданий					
2.2.6	Изменение потоков газа по ГТС ЕСГ и режимов работы ГТС					
2.2.7	Мониторинг восстановительных работ					
2.2.8	Восстановление режима работы ГТС после проведения аварийно-восстановительных работ					
3	**Процессы контроля**					
3.1	Учет балансов газа					
3.1.1	Закрытие суточного баланса газа по ГТО					
3.1.2	Закрытие месячного баланса газа по ГТО					
3.1.3	Составление актов сдачи/приема природного газа за месяц					
3.1.4	Расчёт фактических балансов газа по ЕСГ, объёмы импорта, экспорта и транзита					
3.1.5	Сравнение плановых и фактических балансовых показателей по ЕСГ					
3.1.6	Мониторинг небаланса газа по ЕСГ					
3.1.7	Разработка прогнозных, сравнительных и отчетных балансов газа по ЕСГ Российской Федерации					
3.2	Контроль сроков вывода в ремонт и сроков выполнения ремонтных работ					
3.3	Контроль качества газа					
3.4	Суточный контроль поставок газа потребителям					

Окончание табл. 1.3.1.

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцесса/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
3.4.1	Мониторинг фактических суточных поставок газа потребителям Российской Федерации, субъектам Российской Федерации, отраслям промышленности, крупным потребителям					
3.4.2	Мониторинг отклонений фактического расхода газа потребителям Российской Федерации, субъектам Российской Федерации, отраслям промышленности от плановых показателей (месячный, квартальный, годовой)					
3.4.3	Мониторинг «переборщиков» газа и подготовка сводок по ним					
3.5	Контроль выполнения плановых показателей работы ГТС ЕСГ					
3.5.1	Мониторинг отклонений фактических показателей от плановых					
3.5.2	Корректировка планов транспорта газа по согласованию с ФЭД					
4	**Формирование отчетности**					
4.1	Формирование оперативной отчетности					
4.2	Формирование сводной и аналитической отчетности					
5	**Ведение НСИ**					
6	**Сопровождение схем и карт различного назначения**					
7	Организация доступа к ЕСГ независимых производителей и поставщиков газа					
7.1	Разработка возможных маршрутов транспортировки газа независимых поставщиков по ГТС ЕСГ					
7.2	Согласование заявленных объемов транспортировки газа, его качественных показателей и технических возможностей ГТС ЕСГ					
7.3	Формирование заключения о соответствии заявленных объёмов утвержденному балансу газа и договорам поставок					

Бизнес-процесс диспетчерского управления удобно рассматривать в виде диаграммы взаимодействия основных процессов, составляющих диспетчерское управление, и связей с бизнес-процессами верхнего (ПАО «Газпром») и нижнего (дочернее общество) уровней.

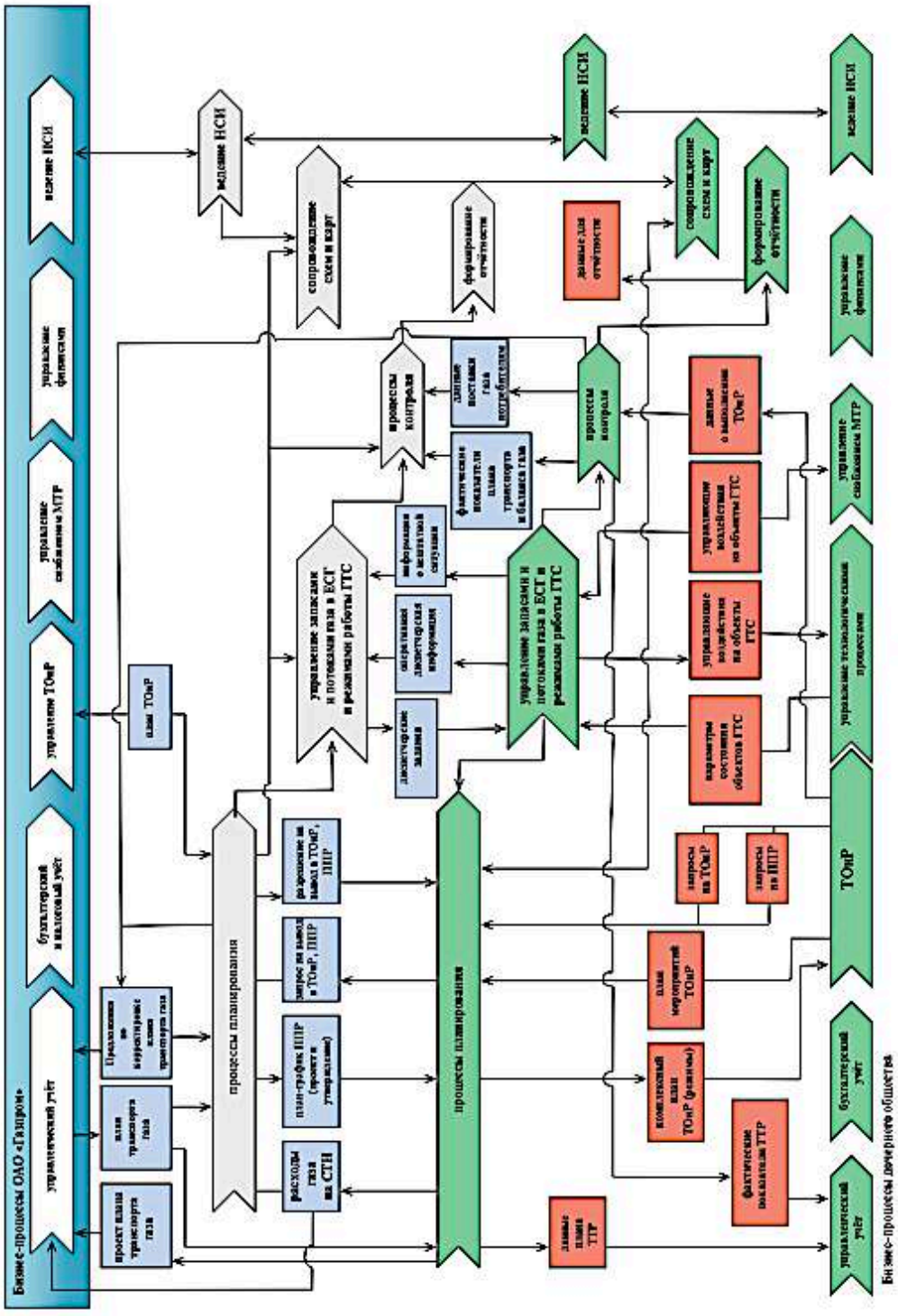


Рис 1.3.1. Диаграмма процесса диспетчерское управление

1.4. Роль и значение диспетчерского управления в функционировании систем газоснабжения и управления предприятием……68
1.4.1. Введение……68
1.4.2. Составляющие процесса управления……..70
1.4.2.1. Технологическое управление……..70
1.4.2.2. Оперативное управление производством……71
1.4.2.3. Ресурсное управление……72
1.4.2.4. Взаимодействие систем управления……72
1.4.2.5. Особенности диспетчерского управления……...73

1.4.1. Введение

Любая система газоснабжения, в том числе и ЕСГ, не может функционировать без оперативно-диспетчерского управления.

Оперативно-диспетчерское управление – это выполнение в круглосуточном режиме функций оперативного планирования, контроля и централизованного управления запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС, координации действий оперативного персонала всех уровней управления, сбора, фиксации, анализа данных и передачи на вышестоящие уровни отчетной информации.

Функцию диспетчерского управления ЕСГ выполняет ПАО «Газпром» как её владелец. Значение этой функции трудно переоценить, учитывая масштабы, разветвленность и мощность ЕСГ.

Высшим органом диспетчерского управления ЕСГ является ЦПДД ПАО «Газпром». ЦПДД опосредственно участвует в обеспечение выполнения контрактных и договорных обязательств по поставкам газа российским и зарубежным потребителям путем управления технологическим режимом добычи, транспортировки, хранения, переработки и реализации газа, создавая оптимальные условия работы оборудования и возможности проведения планово-профилактических и ремонтных работ.

Процесс диспетчерского управления системами газоснабжения занимает особое место в производственно-управленческой системе ПАО «Газпром».

Особенность заключается в том, что ДУ как бизнес-процесс объединяет все технологические процессы производства газа как товара и связывает решения производственных и финансово-экономических задач ПАО «Газпром».

В ПАО «Газпром» ни один уровень диспетчерского управления напрямую не участвует в коммерческих взаимоотношениях с покупателями, то есть не заключает с ними договора на поставку газа. Вся договорная деятельность осуществляется специализированными дочерними обществами ПАО «Газпром».

Диспетчерское управление в ПАО «Газпром» заключается в управлении потенциалом компании в оперативной и краткосрочной перспективе по выполнению договорных обязательств поставки газа потребителям. Этот потенциал обеспечивается наличием запаса газа в трубопроводах газотранспортной системы и в ПХГ, а также наличием резерва по его восполнению в виде добычи газа.

Диспетчерские службы формируют задания по добыче газа из конкретных месторождений и его транспортировки по конкретным ГТС в конкретный момент времени. Диспетчерское управление является связующим звеном между добычей газа и его транспортировкой, которое определяет оптимальные режимы работы объектов добычи и головных КС транспортных компаний.

Еще более тесная технологическая связь существует между транспортом и подземным хранением газа. Объекты ПХГ максимально эффективно могут работать только при соблюдении определенных режимов эксплуатации и создании определённых параметров в точках их подключения к магистральным газопроводам. До совсем недавнего времени принадлежность ПХГ газотранспортным компаниям позволяла последним самостоятельно выстраивать оптимальные режимы работы. Создание ООО «Газпром ПХГ» потребовало регламентировать эту деятельность рядом нормативных документов, регулирующих оптимальное управление режимами работы ПХГ.

Переработка газа зависит от поставок газового конденсата на заводы, которые тесно связаны с работой объектов добычи. И в этом случае связующим звеном выступает ДУ.

Гораздо более сложные связи возникают при реализации газа потребителям. В этом случае в цепочке появляются структуры ПАО «Газпром», отвечающие за реализацию газа, причем как на технологическом уровне, так и на коммерческом. Технологический уровень – газораспределительные системы, контролируемые ОАО «Газпром газораспределение». Коммерческий уровень – договоры поставки газа, которые заключают с потребителями региональные компании по реализации газа, контролируемые ООО «Газпром межрегионгаз».

При условии достаточного запаса газа в местах его отбора потребителями диспетчерское управление поставками по согласованию с газотранспортными дочерними организациями и ЦПДД осуществляется поставщиками газа.

Однако в случаях отсутствия или прогнозирования отсутствия достаточного количества товара в конкретных местах ЕСГ в ближайшей перспективе (например, при проведении ремонтных работ, тяжелых погодных условиях или возникновении аварийных ситуаций) вступает в действие централизованное диспетчерское управление, как это предусмотрено Федеральным законодательством. Основными для ПАО «Газпром» являются задачи выполнения контрактных и договорных обязательств перед потребителями, поддержание установленного баланса газа. Нахождение оптимальных решений с учётом этих задач, выделение приоритетов, исходя из конкретной оперативной ситуации, есть основная суть диспетчерского управления, определяющая его связующую роль между всеми технологическими процессами в ПАО «Газпром».

1.4.2. Составляющие процесса управления предприятием

Процесс управления производственным предприятием можно условно разделить на три составляющих:

- технологическое управление;
- оперативное управление производством;
- ресурсное управление.

*1.4.2.1. **Технологическое управление***

Технологическое управление – это управление технологическим процессом предприятия. Современное управление технологическим процессом осуществляется с использованием автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП), систем автоматического управления (САУ), которые функционируют в режиме реального времени. Основной задачей АСУ ТП является автоматическое и автоматизированное управление технологическими установками и обработка разнообразных параметров работы этих установок и сигналов опасности. Параметры работы оборудования задаются диспетчерскими задачами.

Диспетчерское управление ЕСГ как процесс управления запасами и потоками газа реализуется в виде управления режимами работы газотранспортных систем и оборудования компрессорных станций, узлов редуцирования газа, межсистемных перемычек. На этом уровне диспетчерского управления (4-й уровень) происходит взаимодействие между оператором и технологическим процессом.

Стремительное развитие микропроцессорной техники предопределило развитие информационных технологий, где взаимодействие между оператором и технологическим процессом осуществляется с помощью программного обеспечения, получившего общее название SCADA (supervisory control and data acquisition), которое можно перевести, как диспетчерское управление и сбор данных, функционирующей в составе АСУ ТП в режиме реального времени.

На любую SCADA возлагаются следующие функции:

- сбор данных о контролируемом технологическом процессе;
- управление технологическим процессом;

Управление технологическим процессом реализуется операторами на основе собранных данных и критериев, выполнение которых обеспечивает наибольшую эффективность и безопасность технологического процесса.

SCADA - системы являются, прежде всего, инструментом для эффективного использования в АСУ ТП.

Другими словами, SCADA собирает информацию (параметры) о технологическом процессе, обеспечивает интерфейс с оператором, сохраняет историю процесса и осуществляет автоматическое управление процессом в том объёме, в котором это необходимо.

В газовой промышленности простейшим примером применения SCADA является передача основных параметров режима работы объектов ГТС от датчиков (приборов) на главный щит управления КС. На основе данных SCADA сменный инженер контролирует режим работы оборудования (ГПА, МГ, ГРС, УРГ, и др.) и в случае необходимости принимает решение по его корректировке через изменение установленных характеристик (уставок) аппаратуры системы телемеханики.

1.4.2.2. ***Оперативное управление производством***

Оперативное управление на предприятии, как правило, осуществляют диспетчерские службы (производственно-диспетчерские, диспетчерско-технологические и др.), которые связывают специалистов (операторов), контролирующих технологический процесс производства и административно управленческий персонал, к которому относятся и финансово-экономический блок.

Системы оперативного управления производством – MES – системы (Manufacturing Execution System) связывают технологический и бизнес-уровни управления предприятием в единый информационный комплекс, решая при этом множество важнейших для промышленного предприятия задач, на основе информации полученной непосредственно с производственного уровня.

Существует несколько формулировок определения MES - систем:

- MES – исполнительная система производства. Системы такого класса решают задачи синхронизации, координируют, анализируют и оптимизируют выпуск продукции, в рамках какого-либо производства.
- MES – информационная и коммуникационная система производственной среды предприятия.
- MES – автоматизированная система управления и оптимизации производственной деятельности, которая в режиме реального времени: инициирует, отслеживает, оптимизирует, документирует производственные процессы от начала производства до выпуска готовой продукции.
- MES – интегрированная информационно-вычислительная система, объединяющая инструменты и методы управления производством в реальном времени.

На основе всех этих определений, перенеся их в сферу управления ЕСГ, можно определить, что MES - система:

- дает возможность контролировать выполнение планов добычи, транспорта, хранение и реализации газа;

- обеспечивает учёт количества добытого, транспортированного, закачанного/отобранного из ПХГ и переданного потребителям газа (материальный учёт), учёт количества работающего оборудования и контроль состояния технологических объектов ЕСГ;
- собирает, анализирует, агрегирует и передает в ERP - систему актуальные данные о состоянии производства и товара (газ).

Это позволяет обеспечить непосредственное (оперативное) управление технологическим и производственным процессом. Две основные функции, оперативное управление технологическим и производственным процессом и осуществление связи между финансово-экономической и технологической составляющей управленческого процесса выполняет диспетчерское управление ЕСГ. MES – система это прежде всего система диспетчерского управления, являющаяся связующем звеном между ориентированными на финансово-хозяйственные операции EPR – системами и оперативной производственной деятельностью предприятия на уровне дочернего общества, филиала дочернего общества и непосредственно технологического объекта.

1.4.2.3. ***Ресурсное управление***

Ресурсное управление осуществляет все виды производственной деятельности, связанные с материально-техническим и финансовым обеспечением деятельности предприятия. Автоматизация ресурсного управления осуществляется ***информационно-управляющими системами – ERP*** (Enterprise Resource Planning), которые оперируют перемещением имущественных объектов с соответствующей периодичностью. ERP - системы направлены на управление всем бизнесом, а не только производственным процессом.

Важнейшим свойством ERP - системы является возможность динамического анализа и динамического изменения плана по всей цепочке планирования. Достижение определенных финансовых показателей реализуется через производственные задания диспетчерской службе (баланс газа, план добычи, план транспорта, планы отбора и хранения, экспортные поставки, договорные объёмы поставок внутренним потребителям и др.).

1.4.2.4. ***Взаимодействие систем управления***

MES – системы, ERP – системы, SCADA - системы находятся на разных уровнях информационной структуры ввиду существенного различия стоящих перед ними задач.

ERP - системы ориентированы на перспективное и долгосрочное планирование, обеспечение выполнения планов, получение прибыли. Они отвечают на вопрос, когда и сколько продукции (газа) должно быть произведено и реализовано.

MES - системы фокусируются на вопросе, как в действительности продукция производится (добывается газ), и оперируют более точной и оперативной информацией о производственных процессах.

SCADA – системы обеспечивают управление объектами и оборудованием в реальном времени.



Рис. 1.4.1. Информационно-управляющая структура производственного предприятия

Диспетчерское управление, являясь одной из основных функций MES - системы, занимают промежуточное положение между технологическим и ресурсным уровнем управления предприятием.

В структуре информационно-управляющих систем ЕСГ к MES - системам относится АСДУ.

Диспетчерское управление ЕСГ – принципиально разомкнутая система. Цели управления и параметры лежат вне системы. Цели - определяются финансово-экономическими, договорными и иными обязательствами корпорации и ограничиваются технологическими и ресурсными возможностями. Параметры – находятся на уровне технологического управления объектами и оборудованием ЕСГ.

Диспетчерское управление, занимая промежуточное положение между уровнем управления технологическим оборудованием и корпоративным управлением, средствами АСДУ ЕСГ преобразует технические и режимные параметры (давление, температура, обороты и т. д.) в целевую функцию производства, выраженную в натуральных показателях *[млн. м^3]*.

1.4.2.5. ***Особенности диспетчерского управления***

Положение диспетчерского управления в иерархии управления ЕСГ характеризуется следующими особенностями:

- диспетчерское управление занимает промежуточное положение между системами прямого управления объектами технологического процесса и корпоративными системами управления, оперирующими финансово-экономическими показателями;
- АСДУ относится к MES-системам и занимает промежуточное положение в иерархии автоматизированных систем управления предприятием (SCADA – MES – ERP);
- при перемещении по иерархии управления (SCADA – MES – ERP) происходит преобразование времени управления от долей секунд (датчики, исполнительные механизмы) к часам и суткам (перемещение продукции) и до месяцев, лет и т. д. (производственное планирование и экономические результаты производственной деятельности);
- система показателей каждого уровня управления претерпевает синхронные преобразования «режим (параметры) – объём (потоки) – стоимость (продукция)»

1.5. Структура и уровни диспетчерского управления……...74
1.5.1. Общие положения……...75
1.5.2. Уровни диспетчерского управления системами газоснабжения…...76
1.5.2.1. Уровни диспетчерского управления ЕСГ……76
1.5.2.2. Уровни диспетчерского управления газораспределительной системой……77
1.5.2.3. Уровни диспетчерского управления региональными системами газоснабжения……...77
1.5.2.4. Уровни диспетчерского управления независимых производителей и поставщиков газа……..77
1.5.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления……77
1.5.3.1. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления в ЕСГ……78
1.5.3.2. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления поставками (реализацией) газа……80
1.5.3.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления газораспределительными системами……..80

1.5.1. Общие положения

Диспетчерское управление системами газоснабжения – это процесс управления запасами газа путём распределения располагаемых в каждый момент времени ресурсов газа (добыча, хранение, импорт, запас в трубах) в виде потоков газа по системам газоснабжения путем создания оптимальных режимов работы объектов системы с целью обеспечения потребителей газом в соответствии с заключенными договорами (контрактами) при соблюдении условий безопасного функционирования системы газоснабжения.

Диспетчерское управление поставками (реализацией) газа, как товара потребителям Российской Федерации и странам-импортерам является составной частью процесса диспетчерского управления системами газоснабжения.

Диспетчерское управление системами газоснабжения заключается в управлении процессами деятельности управляемых объектов. Под объектом диспетчерского управления может пониматься:

- структурное подразделение общества и его филиала, которое является объектом диспетчерского управления для подразделения вышестоящего уровня;
- процесс (включая бизнес-процессы);
- технологический объект системы газоснабжения;
- объект или процесс, специально созданный для удобства диспетчерского контроля параметров системы;
- состояние (качественное или количественное) технологического объекта системы.

Диспетчерское управление системами газоснабжения основывается на взаимодействии процессов на всех уровнях диспетчерского управления, взаимосвязанном средствами достижения целей субъектов управления и целями объектов управления.

Примечание: схема диспетчерского взаимодействия организаций Группы Газпром, зарубежных газовых компаний и независимых организаций представлена в приложении 1.

Особенностью диспетчерского управления системами газоснабжения является его процессный характер, что подразумевает управление процессом функционирования управляемых объектов (системы газоснабжения в целом, газотранспортных систем, объектов добычи и транспорта газа, оборудования этих объектов).

В процессе диспетчерского управления системами газоснабжения диспетчерские службы являются субъектами управления по отношению к диспетчерской службе нижестоящего уровня управления и объектом управления для диспетчерской службы вышестоящего уровня управления.

Основой иерархической системы, принятой в диспетчерском управлении системами газоснабжения, является декомпозиция управляемых процессов. При этом процесс диспетчерского управления системами газоснабжения необходимо рассматривать, как совокупность более «мелких» взаимоувязанных подпроцессов на нижних уровнях диспетчерского управления, распространяемых по ширине и глубине иерархической структуры диспетчерского управления.

Диспетчерское управление системами газоснабжения носит системный характер. При выработке управляющих решений (диспетчерских заданий, оперативных распоряжений) субъекту управления необходимо оценивать влияние воздействия управляющего решения на иные объекты диспетчерского управления, расположенные в зонах его диспетчерской ответственности.

1.5.1. Уровни диспетчерского управления системами газоснабжения

Уровни диспетчерского управления ЕСГ установлены СТО Газпром 2-3.5-454.

Уровни диспетчерского управления газораспределительными системами и региональными системами газоснабжения определяются в соответствующих локальных нормативных актах обществ, эксплуатирующих эти системы.

На каждом уровне управления находятся диспетчерские службы – соответствующие субъекты диспетчерского управления. Субъект диспетчерского управления реализует свои функции путём выдачи диспетчерских заданий и оперативных распоряжений субъекту диспетчерского управления нижестоящего уровня, который для него является объектом диспетчерского управления.

Административное и оперативное подчинение субъектов диспетчерского управления осуществляется на основе локальных нормативных актов общества.

Диспетчерские задания и оперативные распоряжения, выданные субъектом диспетчерского управления вышестоящего уровня в рамках своих полномочий, обязательны для исполнения объектами диспетчерского управления нижестоящего уровня и не могут быть отменены административным руководством объекта нижестоящего уровня.

Вышестоящий уровень диспетчерского управления получает диспетчерскую информацию от всех нижестоящих уровней в установленном порядке.

Иерархическая структура диспетчерского управления любой системой газоснабжения, эксплуатацию которой осуществляет Общество, входящее в группу Газпром, имеет высшим уровнем управления структурное подразделение администрации ОАО «Газпром», осуществляющее централизованный оперативно-диспетчерский контроль и управление запасами газа, режимами работы объектов по добыче, переработке, транспортировке, хранению, распределению и реализации газа (в настоящее время – ЦПДД ОАО «Газпром»), независимо от общего количества уровней диспетчерского управления.

Диспетчерское управление каждой системой газоснабжения организуется по административно-территориальному принципу и имеет многоуровневую структуру.

Структура диспетчерского управления независимо от количества уровней представляется в виде строгой иерархической модели.

1.5.2.1. Уровни диспетчерского управления ЕСГ

ЕСГ имеет четыре уровня диспетчерского управления:

- ***I уровень*** – ЦПДД ОАО «Газпром».
- ***II уровень*** – диспетчерские службы газотранспортных (ГТО) и газодобывающих обществ (ГДО) ОАО «Газпром», производственно-диспетчерское управление (ПДУ) ООО «Газпром ПХГ», Производственно-диспетчерская служба (ПДС) ООО «Газпром переработка», Оперативно-диспетчерская служба (ОДС) ООО «Газпром межрегионгаз».
- ***III уровень*** – диспетчерские службы линейно-производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) ГТО и диспетчерские службы газопромысловых и газодобывающих управлений ГДО, диспетчерские службы управлений подземного хранения ООО «Газпром ПХГ» и филиалов ООО «Газпром переработка», диспетчерские службы региональных компаний по реализации газа.
- ***IV уровень*** – персонал (операторы) объектов добычи, транспорта, хранения, переработки газа, осуществляющий непосредственное управление режимом

работы оборудования и находящийся в оперативном подчинении диспетчера филиала.

1.5.2.2. Уровни диспетчерского управления газораспределительной системой

Газораспределительная система имеет трехуровневую структуру диспетчерского управления:

- ***I уровень*** – Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ОАО «Газпром газораспределение»
- ***II уровень*** – Центральная диспетчерская служба газораспределительной организации (ЦДС ГРО).
- ***III уровень*** – Аварийная диспетчерская служба газораспределительной организации (АДС ГРО).

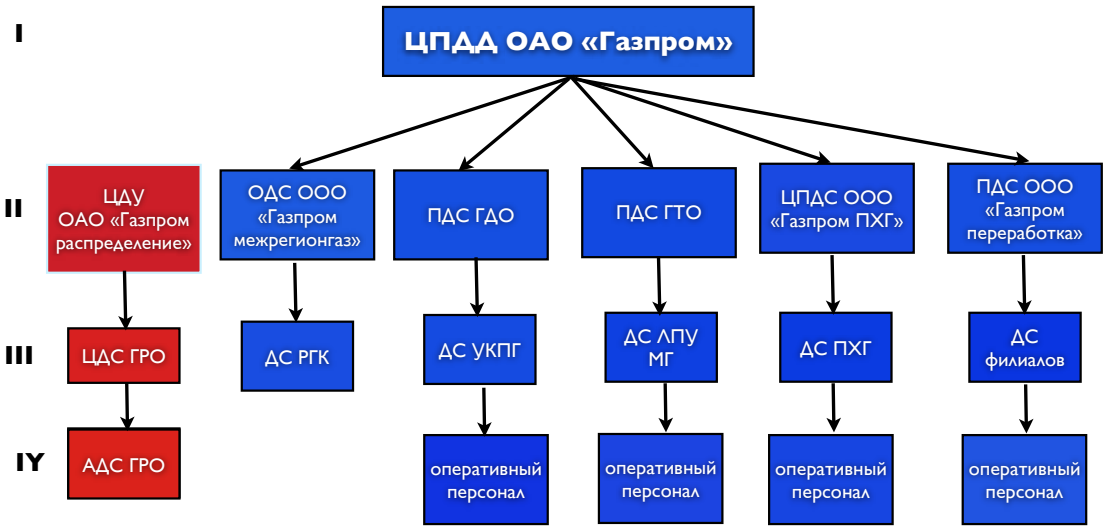


Рис. 1.5.1. Структура и уровни диспетчерского управления ЕСГ и газораспределительными системами

1.5.2.3. Уровни диспетчерского управления региональными системами газоснабжения

Уровни диспетчерского управления региональными системами газоснабжения определяются в соответствующих локальных нормативных актах Обществ, эксплуатирующих эти системы. В зависимости от размеров этих систем структура, как правило, состоит из двух или трех уровневой системы.

1.5.2.4. Уровни диспетчерского управления независимых производителей и поставщиков газа

Уровни диспетчерского управления независимых производителей и поставщиков газа определяются в соответствующих локальных нормативных актах Обществ, эксплуатирующих эти системы. В зависимости от размеров этих систем структура, как правило, состоит из двух или трехуровневой системы.

1.5.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления

Каждый уровень диспетчерского управления имеет определенные цели и располагает средствами их достижения. Средство достижения цели для вышестоящего

уровня является целью для нижестоящего уровня диспетчерского управления. В этом заключается принцип взаимосвязи цель-средство.

Достижение своих целей субъект каждого уровня диспетчерского управления осуществляет посредством управления объектом диспетчерского управления.

1.5.3.1. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления в ЕСГ

Процессы, цели и средства диспетчерского управления технологическими процессами в ЕСГ зависят от его уровня и заключаются в следующем:

- Первый уровень управления (ЦПДД ОАО «Газпром»):
  - ***Процесс*** диспетчерского управления заключается в управлении запасами газа в системах газоснабжения.
  - ***Цель*** – создание наибольшего оптимального запаса газа в системах газоснабжения.
  - ***Средством*** достижения цели является организация перемещения (создания потоков газа) определенных объемов газа по трубопроводам систем газоснабжения.
- Второй уровень управления:
  - Транспортировка газа (ПДС ГТО).
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня ГТО заключается в управлении потоками газа в границах ГТС ГТО.
    - ***Цель*** – распределение потоков по ГТС ГТО согласно параметрам на границах ГТО, установленных первым уровнем управления.
    - ***Средством*** достижения цели является создание оптимальных режимов работы технологических объектов ГТС, необходимых для выполнения заданий первого уровня.
  - Добыча газа и жидких углеводородов (ЦПДС ГДО).
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня ГДО заключается в управлении ресурсами газа и жидких углеводородов в границах ГДО.
    - ***Цель*** – распределение объемов газа и жидких углеводородов по технологическим объектам ГДО согласно требованиям, установленным первым уровнем управления.
    - ***Средством*** достижения цели является создание оптимальных режимов работы технологических объектов ГДО, необходимых для выполнения заданий первого уровня.
  - Подземное хранение газа (ПДУ ООО «Газпром ПХГ»).
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня ООО «Газпром ПХГ» заключается в управлении ресурсами ПХГ Общества.
    - ***Цель*** – обеспечение отбора/закачки газа из ПХГ в объемах, установленных первым уровнем управления.
    - ***Средством*** достижения цели является создание оптимальных режимов работы ПХГ, необходимых для выполнения заданий первого уровня.
  - Переработка газа и жидких углеводородов (ПДС ООО «Газпром переработка»).
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня ООО «Газпром переработка» заключается в управлении ресурсами газа и газового конденсата газоперерабатывающих заводов Общества.
    - ***Цель*** – добыча, транспортировка и переработка газа и газового конденсата в объемах, установленных первым уровнем управления.

- ***Средством*** достижения цели является создание оптимальных режимов работы технологических объектов добычи, газоперерабатывающих заводов и конденсатопроводов, необходимых для выполнения заданий первого уровня.

- Третий уровень управления:
  - Транспортировка газа (ДС ЛПУ МГ).
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня ЛПУ МГ заключается в управлении режимами работы технологических объектов ГТС в зоне ответственности ЛПУ МГ.
    - ***Цель*** – обеспечение заданного вторым уровнем управления режима работы участка ГТС.
    - ***Средством*** достижения цели является создание необходимых режимов работы технологических объектов ЕСГ в зоне ответственности ЛПУ МГ.
  - Добыча газа и жидких углеводородов (ДС филиала ГДО):
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня филиала ГДО заключается в управлении режимами работы технологических объектов филиала ГДО.
    - ***Цель*** – обеспечение оптимальных режимов работы технологических объектов, необходимых для выполнения заданий второго уровня.
    - ***Средством*** достижения цели является создание необходимых режимов работы оборудования технологических объектов в зоне ответственности филиала.
  - Подземное хранение газа (ДС УПХГ):
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня УПХГ заключается в управлении режимами работы технологических объектов ПХГ в зоне ответственности управления.
    - ***Цель*** – обеспечение оптимальных режимов работы технологических объектов ПХГ, необходимых для выполнения заданий второго уровня.
    - ***Средством*** достижения цели является создание необходимых режимов работы технологических объектов ПХГ.
  - Переработка газа и жидких углеводородов (ДС филиала ООО «Газпром переработка»):
    - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня филиала ООО «Газпром переработка» заключается в управлении режимами работы объектов месторождения, ГПЗ, газопроводов и конденсатопроводов.
    - ***Цель*** – обеспечение оптимальных режимов работы объектов месторождения, ГПЗ, газопроводов и конденсатопроводов, необходимых для выполнения заданий второго уровня.
    - ***Средством*** достижения цели является создание необходимых режимов работы оборудования объектов промыслов, заводов, газопроводов и конденсатопроводов.
- Четвертый уровень управления (оперативный персонал):
  - ***Процесс*** диспетчерского управления на уровне технологического объекта системы газоснабжения заключается в непосредственном управлении оборудованием данного объекта.
  - ***Цель*** – создание заданных третьим уровнем управления режимов работы оборудования.

- ***Средством*** достижения цели является обеспечение работы оборудования в заданных режимах, обеспечение контроля работы оборудования и условий его безопасной эксплуатации.

1.5.3.2. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления поставками (реализацией) газа

Процесс диспетчерского управления поставками (реализацией) газа как товара на внутреннем рынке Российской Федерации является двухуровневым. Цели и средства данного процесса диспетчерского управления в зависимости от его уровня заключаются в следующем:

- Первый уровень (ОДС ООО «Газпром межрегионгаз»):
  - ***Процесс*** диспетчерского управления заключается в управлении поставками газа в регионы Российской Федерации.
  - ***Цель*** – выполнение договорных обязательств на поставку газа региональным компаниям по реализации газа или прямым потребителям.
  - ***Средством*** достижения цели является контроль объемов поставок/потребления газа на внутреннем рынке Российской Федерации, согласованных с ЦПДД ОАО «Газпром».
- Второй уровень (ДС РГК):
  - ***Процесс*** диспетчерского управления на уровне РГК заключается в управлении поставками газа потребителям региона.
  - ***Цель*** – выполнение договорных обязательств на поставку газа потребителям в зоне ответственности РГК.
  - ***Средством*** достижения цели является контроль поставок/потребления газа, в том числе введение экономических санкций за перебор газа, выполнение указаний вышестоящего уровня управления по ограничению поставок газа в соответствии с законодательством Российской Федерации, закрытие баланса газа по региону.

1.5.3.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления газораспределительными системами

Процессы, цели и средства диспетчерского управления газораспределительными системами зависят от его уровня и заключаются в следующем:

- Первый уровень управления (ЦДУ ОАО «Газпром газораспределение):
  - ***Процесс*** диспетчерского управления заключается в управлении транспортировкой газа по сетям газораспределения.
  - ***Цель*** – обеспечение оптимального распределения заданных объемов газа по сетям газораспределения.
  - ***Средством*** достижения цели является контроль объемов транспортировки и расхода газа на собственные и технологические нужды ГРО, а также контроль пропускной способности сетей газораспределения.
- Второй уровень управления (ЦДС ГРО):
  - ***Процесс*** диспетчерского управления уровня ГРО заключается в управлении потоками газа в сетях газораспределения ГРО.
  - ***Цель*** – обеспечение оптимального распределения заданных объемов газа в сетях газораспределения ГРО.
  - ***Средством*** достижения цели является контроль параметров работы сетей газораспределения ГРО, создание оптимальных режимов работы объектов и оборудования, выработка решений по обеспечению необходимой

пропускной способности газопроводов, сохранение целостности сетей газораспределения ГРО в нештатных ситуациях.

- Третий уровень управления (АДС ГРО – оперативный персонал).
  - ***Процесс*** диспетчерского управления на уровне АДС ГРО заключается в непосредственном управлении режимами работы технологических объектов обслуживаемой сети газораспределения.
  - ***Цель*** – целостность обслуживаемой сети газораспределения в нештатных ситуациях, создание оптимальных режимов работы объектов и оборудования.
  - ***Средством*** достижения цели является оперативное управление объектами обслуживаемой сети газораспределения, контроль работы оборудования и создание условий безопасной эксплуатации оборудования обслуживаемой сети газораспределения.



Рис. 1.5.2. Схема корпоративного управления организациями Группы Газпром, осуществляющими диспетчерское взаимодействие при управлении ЕСГ и газораспределительными системами.

1.6. Виды диспетчерского управления газотранспортными системами……82
1.6.1. Общие положения……83
1.6.2. Технологическое управление……83
1.6.2.1. Классическое режимно-технологическое управление……84
1.6.2.2. Низконапорный транспорт газа……...84
1.6.3. Коммерческое управление……..90
1.6.4. Комбинированное управление…….. 90
1.6.4.1. Западноевропейская модель управления……... 90
1.6.4.2. Управление на основе зон коммерческой балансировки……..91
1.6.4.3. Управление запасами газа……..93

1.6.1. Общие положения

Принципы, закладывающиеся в управление системами газоснабжения, в том числе и газотранспортными системами, тесно связанны с историей развития диспетчерского управления, политической и экономической ситуацией в стране. Диспетчерское управление, являясь прямым отражением стратегических и тактических приоритетов газовых компаний, нацелено, прежде всего, на решение таких задач.

Во время бурного развития месторождений газа Западной Сибири перед диспетчерским управлением ставилась главная задача обеспечения транспортировки максимальных объёмов добычи газа, и всё диспетчерское управление, все расчётные режимы создавали максимальный приоритет для её решения.

В периоды начала долгосрочных экспортных поставок газа в западную Европу приоритетом был именно экспорт, и работа всех ГТС ЕСГ была нацелена на выполнение контрактных экспортных объёмов на границе страны.

Были периоды повышенного отношения к экономии топливно-энергетических ресурсов. Разрабатывались программы экономии топливного газа и электроэнергии, внедрялись мероприятия на основе Киотского протокола. Диспетчерское управления стало заниматься оптимизацией режимов транспорта газа.

В последние годы при переходе к рыночным отношениям, появлениям независимых производителей и поставщиков газа, созданием коммерческих структур, занимающихся обеспечением поставок газа потребителям, развитием маркетинговых служб, газовых бирж и виртуальных пунктов по продаже газа всё большую долю в диспетчерском управлении занимают вопросы экономической составляющей транспорта газа по ГТС и его поставок потребителям.

Снижение загрузки ГТС приводит к необходимости обеспечения их работы на непроектных режимах эксплуатации, что накладывает новые требования к диспетчерскому управлению.

Можно рассматривать три основных вида организации диспетчерского управления газотранспортными системами:

- технологическое управление;
- коммерческое управление;
- комбинированное управление.

Диспетчерское управление газотранспортными системами — это сложный многоуровневый процесс в любой период времени, в котором всегда присутствуют все принципиальные его составляющие. Нередко эти составляющие вступают в противоречия между собой.

1.6.2. Технологическое управление

Технологическое диспетчерское управление главной своей целью ставит выполнение плановых (договорных, контрактных) объёмов добычи, транспорта (в том числе экспорта), отбора/закачки газа в ПХГ за счёт поддержания заданных режимно-технологических параметров работы газотранспортного оборудования ГТС. Диспетчерский персонал оперирует понятиями давления, температуры и расхода газа на отдельных объектах ГТС. Запас газа является вторичной функцией, за счёт которого в основном регулируются оперативные балансы отдельных ГТС. Величина расхода топливного газа практически не рассматривается при создании тех или иных режимов. Экономические показатели: товаротранспортная работа, стоимость определённого маршрута транспортировки, эксплуатационные затраты, потери и т. д. диспетчерским персоналом не рассматриваются в принципе.

1.6.2.1. Классическое режимно-технологическое управление

Классическое режимно-технологическое управление ГТС было распространено в период активной разработки месторождений Краснодарского края, Ставрополья, Средней Азии и Западной Сибири. Режимы работы ГТС практически всегда стремились к максимальным, т. е. проектным параметрам. Управление ГТС сводилось к поддержанию этих параметров работы газотранспортного оборудования. Политическая и экономическая ситуации требовали обеспечивать плановые задания, которые опять же рассчитывались исходя из проектов (максимальных) показателей.

Конечно и в это время диспетчерское управление рассматривало вопросы экономии топливного газа, оптимизации режимов транспорта газа и затраты с ним связанные. Однако эти вопросы никогда не были приоритетными для диспетчерского режимно-технологического управления.

1.6.2.2. Низконапорный транспорт газа

С течением времени загрузка основных ГТС ЕСГ стала снижаться. В 90-е годы XX века кризисные явления в отечественной экономике привели к интенсивным сокращениям объёмов газопотребления (сократился спрос на газ у российских и зарубежных потребителей), что привело к уменьшению загрузки ГТС (снижению объёмов транспорта газа по ЕСГ). Происходит истощение запасов газа крупнейших месторождений Надым-Пур-Тазовского региона и диверсификация потоков газа в ЕСГ за счёт освоения новых месторождений в других регионах России, что так же приводит к снижению загрузки ряда ГТС.

Таким образом, особенность режимов работы многих ГТС ЕСГ в настоящее время состоит в том, что объёмы транспортировки газа в течение продолжительных временных периодов стали существенно ниже расчётных проектных величин и величин ТВПС газопроводов. Это приводит к недоиспользованию мощности КС и разгрузке линейной части МГ, и как следствие, повышенному расходу топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на транспорт газа.

Снижение загрузки ГТС существенно расширяет возможности маневрирования режимами работы газотранспортных систем. Так, один и тот же объём газа может быть транспортирован по ГТС несколькими различными способами. Варианты транспортировки газа могут предусматривать реализацию различных конфигураций ГТС, предполагающих эксплуатацию КС с максимальными (или близкими к ним) степенями сжатия либо с невысокими степенями сжатия (за счет смещения рабочих точек ГПА в правую зону газодинамических характеристик ЦБН или снижения числа оборотов валов ЦБН). В зависимости от выбранной конфигурации газотранспортной системы затраты ТЭР на транспорт газа могут существенно отличаться.

Изменение экономических принципов управления в газовой отрасли создают возможности диспетчерскому управлению обеспечивать выполнение плановых заданий с учётом экономии топливно-энергетических ресурсов. Основная цель диспетчерского управления ГТС при снижении их загрузки состоит в выборе оптимальных режимов работы газотранспортных коридоров (оптимальных конфигураций МГ ГТС и режимов работы КС), обеспечивающих транспорт требуемых объёмов газа с минимальными затратами.

При планировании и управлении режимами ГТС, характеризующихся наличием существенных резервов ТВПС, могут применяться два принципиальных подхода к формированию конфигурации линейной части ГТС и режимов работы КС.

Первый подход заключается в эксплуатации КС со степенями сжатия, близкими к номинальным (паспортным) значениям. Для однониточных ГТС реализация данного подхода заключается в отключении нескольких КЦ по трассе МГ, что обеспечивает повышение степени сжатия следующих КЦ и снижение потерь энергии газового потока в коммуникациях отключённых цехов. В случае многоцеховых КС повышение степени сжатия обеспечивается за счёт реализации схем типа «нитки на проход».

Второй подход заключается в низконапорном компремировании газа на КС. Низконапорные режимы эксплуатации КС предполагают компримирование большей части или всего объёма транспортируемого газа на КС. Для типовых полнонапорных ЦБН с номинальной степенью сжатия 1,44÷1,50, установленных в основном на КС ОАО «Газпром», под низконапорными режимами работы следует считать режимы с фактическими степенями сжатия 1,35 и ниже.

Повышение энергетической эффективности транспорта газа может быть обеспечено за счёт рационального сочетания обоих указанных подходов в зависимости от условий работы ГТС. При этом низконапорные режимы эксплуатации КС могут обеспечить снижение затрат ТЭР на транспорт газа.

Применение низконапорного транспорта газа предполагает:

- изменение конфигурации газотранспортной сети:
  - нитка на проход (перемычки закрыты);
  - работа МГ с открытыми перемычками;
  - загрузка КЦ на участке ГТС в шахматном прядке;
- применение СПЧ со степенью сжатия 1,36 и ниже.

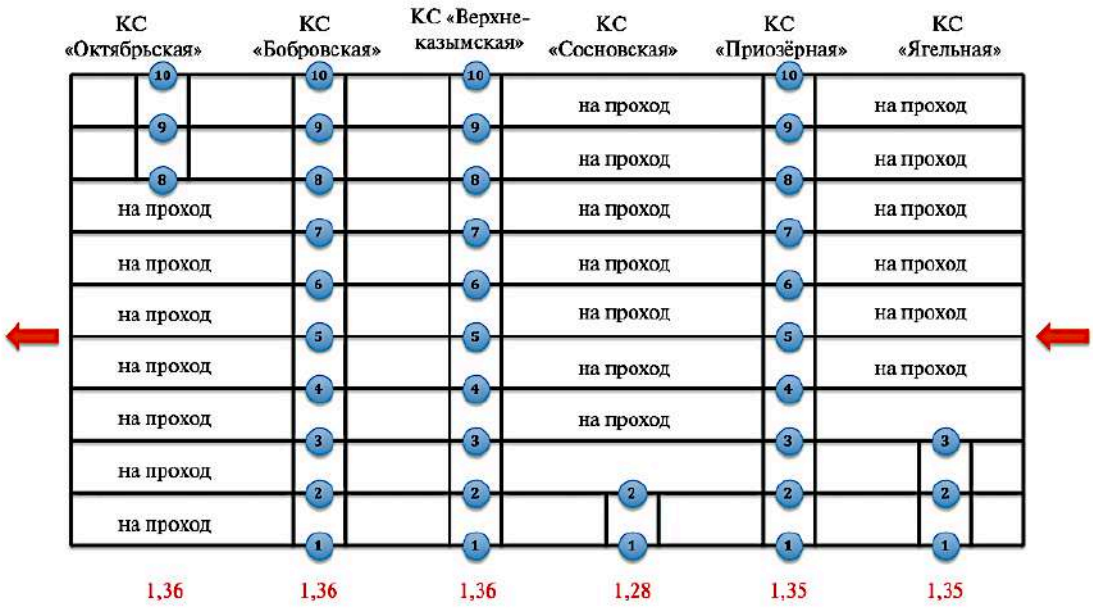


Рис. 1.6.1. Пример конфигурации участка ГТС ООО «Газпром трансгаз Югорск», обеспечивающей транспортировку 850 млн м^3/сут (затраты топливного газа – 13,84 млн м^3/сут., степень сжатия <1,36)

При применении принципов низконапорных режимов эксплуатации ГТС необходимо принимать во внимание следующие рекомендации:

- в ряде случаев низконапорный режим оказывается более предпочтительным по сравнению с эксплуатацией КС с номинальными степенями сжатия;

- при локальной оптимизации совместного режима работы многоцеховой КС и прилегающих МГ суммарную потребляемую мощность КС можно уменьшить за счет её эксплуатации в низконапорном режиме (компримировании всего или большей части объема транспортируемого газа на КС);
- при управлении системой МГ низконапорные режимы эксплуатации КС позволяют существенно снизить затраты ТЭР на выполнение работы по транспортировке газа. При этом необходимо учитывать, что существуют определенные границы эффективности функционирования КС в низконапорных режимах, которые могут быть найдены расчетным путем;
- объём топливного газа, расходуемого на компримирование, существенно снижается при уменьшении объёмов транспортировки за счёт количества работающих ГПА;
- скорость снижения объёма топливного газа при уменьшении объёмов транспортировки неравномерная. Наиболее существенное снижение характерно при загрузке участка ГТС от 100 до 75 %. Из этого следует, что удельные затраты газа на товаротранспортную работу должны также существенно снижаться при уменьшении объёма транспортировки;

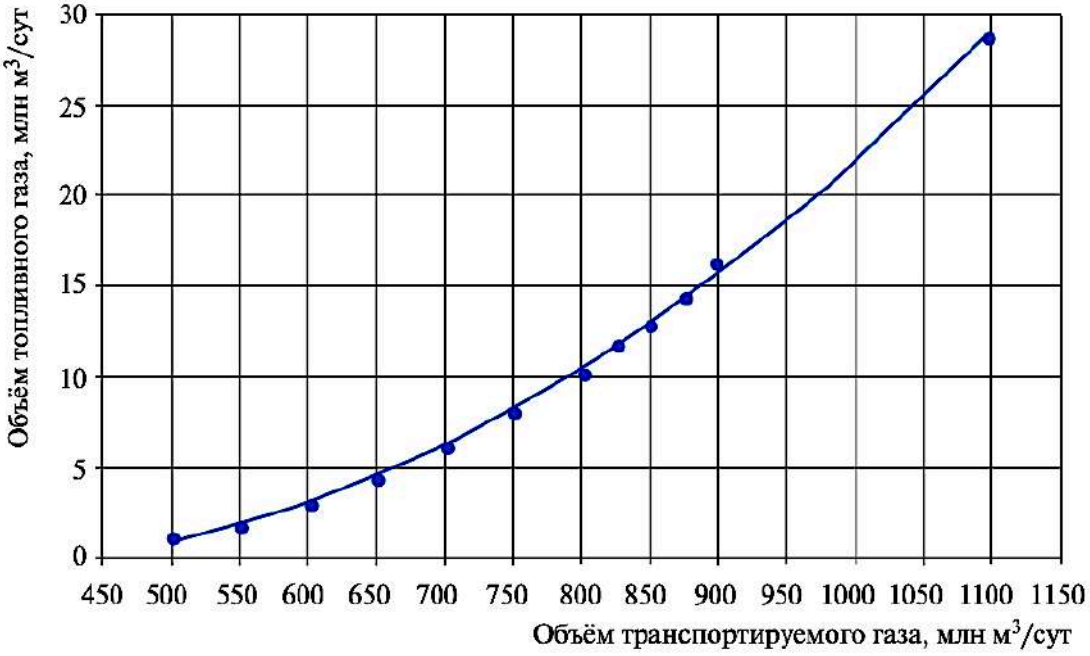


Рис. 1.6.2. Пример зависимости затрат топливного газа от объёма транспортируемого газа на участке ГТС

- эксплуатация КС со степенями сжатия, не превышающими 1,36–1,37, в нескорых случаях обеспечивает минимальные затраты топливного газа в участке ГТС;
- целесообразна, как можно более продолжительная эксплуатация КС при работе всех КЦ в едином гидравлическом режиме. При снижении объёмов транспортировки газа рекомендуется не выводить нитки МГ на проход максимально длительное время, управляя объёмами транспортировки газа путём уменьшения количества работающих ГПА в КС и оборотов валов ЦБН (снижения степеней сжатия КС и работы в низконапорных режимах);

- при снижении объёмов транспортировки газа управление режимами работы участка целесообразно осуществлять путём отключения равного количества цехов на всех станциях (в шахматном порядке), либо предусматривая отключение КС через одну вдоль трассы МГ;
- с увеличением числа ниток МГ на КС, работающих на проход, эффективность эксплуатации КС в низконапорных режимах снижается;
- с увеличением запаса газа в ГТС эффективность режимов транспорта газа возрастает;
- при снижении загрузки ГТС отношение запаса газа к объёму транспортируемого газа должно возрастать, что обеспечивает сокращение объема топливного газа;
- использование низконапорных модификаций СПЧ целесообразно осуществлять на КС через одну станцию по ходу газа;

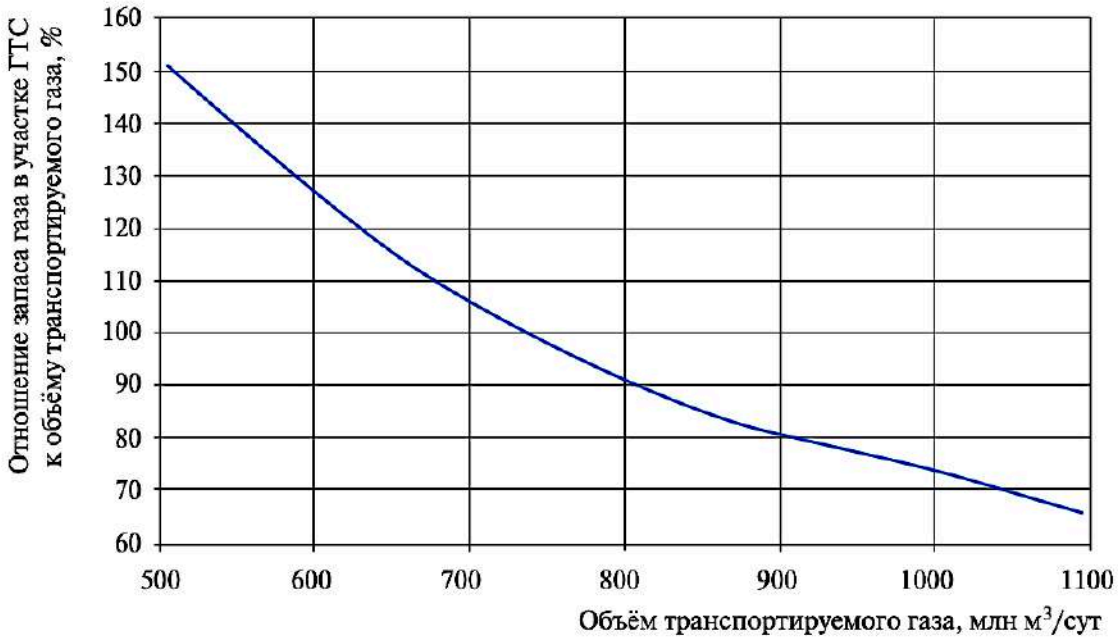


Рис. 1.6.3. Пример зависимости оптимальных относительных значений запаса газа в участке газотранспортной системы от объёма транспортируемого газа на участке ГТС

- реконструкция ГПА участка ГТС на одной КС с заменой СПЧ на низконапорные модификации с номинальной степенью сжатия 1,36 может обеспечить около 1,0 % экономии топливного газа. Реконструкция всех ГПА участка ГТС (6 КС) с заменой на СПЧ-1,36 может обеспечить до 2,0 % экономии топливного газа. При этом на более широком диапазоне по объёмам транспортируемого газа потенциал экономии может быть более существенным;
- объём топливного газа существенно возрастает при выполнении ремонтных работ на линейной части МГ. Наибольший рост затрат наблюдается при увеличении объёма транспортируемого газа;
- наиболее существенный рост затрат топливного газа происходит при выполнении ремонтных работ на первых по ходу газа линейных участках МГ;

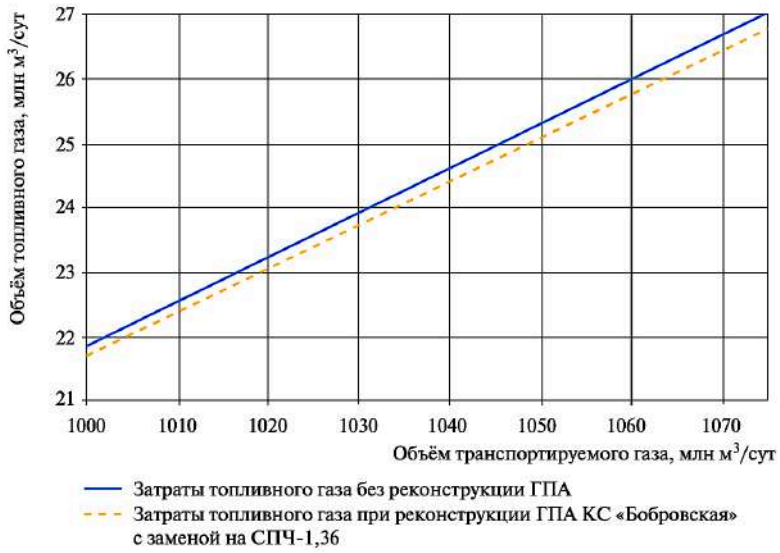


Рис. 1.6.4. Пример зависимости объёма топливного газа от объёма транспортируемого газа на участке ГТС (при существующем парке ГПА и с учётом реконструкции ГПА на одной КС с заменой на СПЧ-1,36)

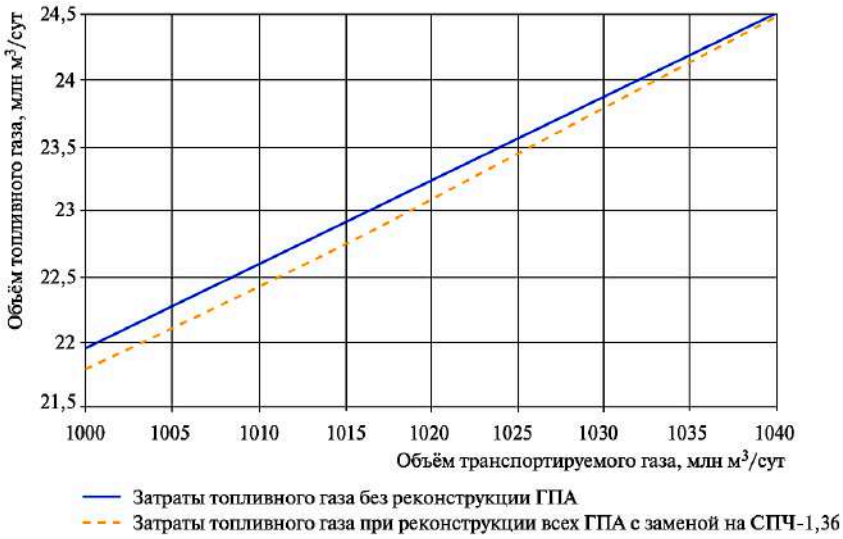


Рис. 1.6.5. Пример зависимости объёма топливного газа от объёма транспортируемого газа (при существующем парке газоперекачивающих агрегатов и с учётом реконструкции всех газоперекачивающих агрегатов участка газотранспортной системы с заменой на СПЧ-1,36)

- при проведении ремонтных работ на линейной части МГ максимальная экономия ТЭР достигается путем объединения всех параллельных ниток МГ в узлах подключения выведенного в ремонт участка МГ. При этом наибольший эффект достигается при транспортировке больших объёмов газа. При снижении объёма транспортируемого газа достаточно объединять нитку МГ с отключенным участком с двумя параллельными нитками МГ («раскрываться в две стороны»);
- при низконапорных режимах работы КС большую часть объёма транспортируемого газа необходимо охлаждать в АВО. Однако за счёт малых степеней сжатия температура газа после компремирования такова, что затраты

электроэнергии вентиляторов АВО на его охлаждение могут оказаться не столь велики;

- при высоконапорных режимах работы КС часть газа, минуя КС, транспортируется по МГ до входа в следующую КС. За счёт теплообмена с грунтом температура газа на входе в КС снижается до величины, обеспечивающей минимизацию топливного газа на его компримирование;
- при любой схеме транспортировки газа следует определить рациональные значения уставок температур газа на выходах КС, обеспечивающих минимизацию суммарных затрат топливного газа и электроэнергии в стоимостном выражении. Требуемые уставки температур газа на выходе КС могут быть найдены расчетным путем.

Организация диспетчерского управления по принципу низконапорного транспорта газа требует проведения ряда процедур с применением современных ПВК моделирования и оптимизации режимов работы ГТС.

Выбор рациональных управлений низконапорными режимами транспорта газа по участкам газотранспортной системы рекомендуется проводить в соответствии с Р Газпром 2-3.5-647-2012 «Методика экономичного управления низконапорными режимами газотранспортной системы» [103]. Для этого необходимо выполнить следующие этапы работы:

1. Сформировать расчетную модель ГТС в ПВК моделирования и оптимизации режимов транспорта газа.
2. Выполнить адаптацию расчетной модели к фактическим режимам.
3. Провести декомпозицию расчётной схемы ГТС и сформировать расчётную модель участка или ГТС.
4. Выбрать интересующий диапазон по планируемым объёмам транспортировки газа по участкам ГТС. Задать граничные условия по величинам давления газа на входах и выходах участков ГТС.
5. Выбрать шаг по объёму транспортируемого газа для определения рациональных конфигураций. Например, если планируемый объём транспортируемого газа изменяется от 500 до 800 млн. $м^3$/сут, шаг может составлять 50 млн. $м^3$/сут.
6. Для каждого значения объёма транспортируемого газа, полученного на этапе 5, сформировать несколько различных расчётных конфигураций участка ГТС. На каждой из конфигураций выполнить оптимизацию режима транспорта газа по критерию «минимум расхода ТЭР на транспортировку заданных объёмов газа». Выбрать лучшую (с точки зрения минимума затрат ТЭР) конфигурацию ГТС.
7. Сформировать график функции, выражающей минимальные затраты ТЭР от объёма транспортируемого газа (кривую квазиоптимальных затрат, базы для сравнения).
8. Задать область («вилку») допустимых затрат ТЭР на выполнение работы по транспортировке различных объёмов газа. Нижняя граница области должна соответствовать кривой квазиоптимальных затрат. Верхняя граница, например, может предусматривать, что увеличение затрат ТЭР для какого-либо режима транспорта, не превышает 3% от величины квазиоптимальных затрат, является допустимым.
9. Выбрать несколько конфигураций для рассмотрения. Рассчитать режимно-энергетическую характеристику каждой из конфигураций.

10. Провести анализ, какие из выбранных конфигураций участка ГТС обеспечивают допустимые затраты ТЭР. Сформировать план изменения конфигураций и границы по объёму транспортируемого газа при различных конфигурациях. Проанализировать расчётные режимы работы КС, сделать выводы о приемлемости низконапорных режимов их эксплуатации.
11. При выборе конфигураций учитываются критерии:
    - минимизации затрат ТЭР на транспортировку заданных объемов газа;
    - минимизации числа переключений при переходе от одной конфигурации к другой.

1.6.3. Коммерческое управление

Коммерческое диспетчерское управление главной своей целью ставит выполнение плановых (договорных, контрактных) объёмов добычи, транспорта (в том числе экспорта), отбора/закачки газа. За счет каких режимов работы газотранспортного оборудования ГТС будут достигнуты заданные показатели, является прерогативой технического персонала объектов ГТС. Диспетчерский персонал оперирует экономическими понятиями: товаротранспортная работа, стоимость определённого маршрута транспортировки, затраты на транспортировку, расход газа и т. д. Запас газа в ГТС являются первичной функцией. Минимум ТЭР является основным критерием при оптимизации режимов работы ГТС.

1.6.4. Комбинированное управление

Технологическое или коммерческое диспетчерское управление в чистом виде практически не применяется при управлении газотранспортными системами. Всегда это комбинированное управление, включающее в себя и технологическую и коммерческую составляющие. Существуют различные подходы к организации диспетчерского управления газотранспортными системами. Применение тех или иных принципов управления зависит от очень многих причин. Можно рассмотреть две основные модели: российскую и западноевропейскую.

Российская модель диспетчерского управления подробно рассмотрена в разделах 1.3, 1.4, 1.5 и др. Она базируется на многоуровневой системе, где каждый уровень диспетчерского управления выполняет свои функции и строгой иерархической подчинённости уровней. Верхние уровни управления, оперируя экономическими показателями, контролируя балансовые показатели, взаимодействуют с нижними уровнями управления на основе технологических параметров. Диспетчерское управление не определяет плановые показатели и финансово-экономически непосредственно не зависит от их выполнения. Диспетчерское управление не оперирует данными в денежном выражении. Диспетчерское управление взаимодействует с поставщиками газа только на уровне технологических параметров. Диспетчерское управление не взаимодействует с потребителями газа.

1.6.4.1. Западноевропейская модель управления

Западноевропейская модель диспетчерского управления основана на физическом и юридическом разделении коммерческих и технологических функций путём создания отдельных независимых направлений диспетчерского управления. Физическое разделение – это создание двух отдельных диспетчерских центров (коммерческого и технологического). Юридическое разделение – коммерческий и технологический диспетчерские центры не могут принадлежать одному юридическому лицу, и независимы друг от друга.

Коммерческое диспетчерское управление определяет объёмы потребления газа, объёмы поставок от разных поставщиков и по разным направлениям, заключает необходимые контракты и договора, разрабатывает балансы газа, определяет временные графики поставок.

Технологическое диспетчерское управление разрабатывает оптимальные режимы работы газотранспортного оборудования на основании полученных от коммерческого управления объёмов поступления и распределения газа и обеспечивает их выполнение.

Два диспетчерских направления взаимодействуют на основании договоров между ними.

Такие принципы управления в западной Европе узаконены пакетом нормативных правовых актов, регулирующих газовую отрасль ЕС («Третий пакет») и обязательны к выполнению всеми газовыми компаниями.

1.6.4.2. Управление на основе зон коммерческой балансировки

Диспетчерское управление на основе зон коммерческой балансировки основано на разделении функций диспетчерского управления: коммерческого и технологического. В ЕСГ создаются так называемые зоны коммерческой балансировки. В этой зоне определяется коммерческий баланс газа. Отличие коммерческого баланса от технологического (физического) заключается в том, что коммерческий баланс учитывает: поступление газа в зону от конкретных производителей и поставщиков, замещение газа одного поставщика на другого, газ, купленный и поставленный на электронных торгах, газ, направляемый конкретному производителю, газ разной стоимости и другие маркетинговые особенности.

В общих чертах систему коммерческой балансировки газа в ГТС ЕСГ можно описать следующим образом.

В основе системы коммерческой балансировки лежит задача повышения ответственности покупателя газа и продавца газа за соблюдение договорных обязательств между ними и владельцем ГТС, осуществляющим транспортировку этого газа. Покупатель и продавец, заключившие договор на поставку газа, информируют владельца ГТС о планируемых объёмах поставки газа. При этом по договору поставки газа в обязанности продавца входит поставка газа в точке входа в ГТС, а в обязанности покупателя – отбор газа в точке выхода из ГТС. Владелец ГТС организует транспортировку газа от различных точек входа до различных точек выхода, исходя из возможностей ГТС и текущих физических потоков газа. Таким образом, владелец ГТС производит физическую балансировку ГТС, обеспечивая её безопасное функционирование.

Все сделки по купле и продаже газа происходят на так называемом «балансировочном рынке» или в зоне коммерческой балансировки. В случае, если продавец поставил в систему меньше газа, чем заявил, и не смог купить дополнительные объёмы на балансировочных торгах, владелец ГТС «продаёт» ему недостающие объёмы газа по «предельной цене покупки». В случае, если покупатель взял из ГТС меньше газа, чем заявлял, владелец ГТС «покупает» у него объёмов газа по «предельной цене покупки». Слова «продаёт» и «покупает» в данном случае условны, так как по факту идёт оформление передачи прав собственности на газ с расчётами по указанным ценам. Таким образом, покупатель и продавец сначала на торгах на «балансировочном рынке» (электронной торговой площадке), а затем через сотрудничество с владельцем ГТС «коммерчески» балансируют объёмы газа, поставляемые им сверх заявленных или не выбранных против заявленных.

На основе коммерческого баланса разрабатывается технологический баланс (раздел 4.2), которым руководствуется в своей работе диспетчерское управление.

Создание зон коммерческой балансировки — это ступень к переходу на западноевропейскую модель диспетчерского управления.

В ЕСГ существуют зоны, которые имеют несколько (2–5) соединений с другими частями ЕСГ (другими зонами). Эти соединения являются входами в зону, потому что практически постоянно работают в одном направлении.

Весь баланс такой зоны формируется за счёт поступления газа в зону по этим входам. Распределение газа потребителям внутри зоны, как правило, не зависит от распределения газа в других зонах ЕСГ. (Есть исключения, когда по одному из соединений зон (газопроводы отводы) газ перетекает из зоны в зону).

Выходами газа из зоны являются (раздел 5.4):

- ГТС;
- МГ;
- ГРС;
- ПХГ.

Выход газа из одной зоны одновременно является входом в другую зону. Таким образом, обеспечивается взаимодействие зон.

Характерными примерами таких зон являются:

1) «Северно-западная зона»

Зона в основном основана на газотранспортной системе «Северный коридор». Эксплуатирующими организациями являются ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз С. Петербург».

Входами в зону являются три точки:

- КС «Пунга» – объём подачи формируется от объёмов добычи газа в Надым-Пуртазовском регионе;
- ГИС «Бурмакино» – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи по МГ Починки – Грязовец;
- КС «Торжок» – объём подачи формируется от подачи через КС Белоусово по МГ Тула–Торжок, Белоусово–Ленинград, Серпухов–Ленинград.

2) «Томская зона»

Зона основана на Томской газотранспортной системе.

Входами в зону являются:

- объекты месторождений западной Сибири (Нижневартовский ГПЗ, Белозерный ГПК, Северо–Васюганское ГКМ, Мыльджинское ГКМ, Лугенецкое ГКМ) формируют объём подачи газа в зону;
- КС «Богандинская» – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи по МГ СРТО – Омск от Сургутской ГТС;

3) «Сургутская зона» (до КС Поляна)

В зону входят ГТС ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Входами в зону являются:

- объекты месторождений западной Сибири (месторождения З. Таркасалинское, Губкинское, Тарасовское, Комсомольское, Вьюжное, Муравленковское, Вангаяхенское, Еты-Пуровское, Вангапуровское, Новогоднее, Ноябрьский ГПК, Губкинский ГПК, Муравленковский ГПК, Локосовский ГПЗ, Ю. Балыкский ГПК) формируют объём подачи газа в зону;

- КС «Богандинская» – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи по МГ СРТО – Омск от Томской ГТС;
- ГИС «Домбаровка» **–** объём подачи в зону формируется от объёмов подачи газа от АО «ИЦА» (Казахстан) по МГ Бухара-Урал;

4) «Южная зона»

Зона объединяет ГТС ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Махачкала».

Входами в зону являются:

- ГИС «Акколь» (граница между ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и АО «ИЦА» Казахстан) – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи газа от АО «ИЦА» (Казахстан) по МГ Макат – Сев. Кавказ;
- ГИС «Котельниковская» – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи газа от ООО «Газпром трансгаз Волгоград» по МГ Починки – Изобильное – ССПХГ;
- ГИС «Каменск-Шахтинская» – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи газа от ООО «Газпром трансгаз Волгоград» по МГ Сохрановка-Октябрьская;
- ГИС «Прохоровкка» (граница между ООО «Газпром трансгаз Краснодар» и «Укртрансгаз» Украина) – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи газа от НАК «Нафто Газ Украины» (Украина) по МГ Ставрополь – Москва I, Краснодарский Край – Серпухов I и Краснодарский Край – Серпухов II;
- ГИС «Нова Филя» (граница между ООО «Газпром трансгаз Махачкала» и АО «Азеригаз» Азербайджан) - объём подачи в зону формируется от объёмов подачи газа от АО «Азеригаз» (Азербайджан) по МГ Кази Магомед – Моздок;
- Астраханский ГПЗ - объём подачи формируется от объёмов добычи газа Астраханским ГПЗ и подачи по МГ АГПЗ – Камыш Бурун и АГПЗ – КС Замьяны;

Аналогичным образом можно определить в ЕСГ ещё несколько конкретных зон коммерческой балансировки.

1.6.4.3. Управление запасами газа

Запас газа в магистральных газопроводах ГТС ЕСГ является величиной, напрямую связанной практически со всеми процессами диспетчерского управления как на коммерческом, так и на технологическом уровнях и поэтому может быть принят за основополагающий параметр, на котором могут базироваться новые принципы диспетчерского управления газотранспортными системами.

Анализ развития диспетчерского управления ЕСГ показывает, что:

- развитие диспетчерского управления происходило одновременно с развитием Единой системы газоснабжения (ЕСГ);
- диспетчерское управление всегда базировалось на управлении технологическими процессами газовой отрасли, и строилось от управления оборудованием промыслов, газотранспортного оборудования и оборудования подземных хранилищ газа;
- автоматизация диспетчерского управления (АСДУ) развивалась всегда последовательно развитию автоматических систем управления технологическим процессом. Попытки создать АСДУ параллельно созданию АСУ ТП начиная с газопровода «Союз» не были успешными;

- развитие АСДУ никогда не носило централизованного, целостного характера и всегда развивалось самостоятельно на каждом уровне диспетчерского управления, каждого технологического процесса. Попытки создания единой отраслевой систему диспетчерского управления (например, ОСОДУ) к успеху не привели;
- руководителями на различных уровнях диспетчерского управления, как правило, были специалисты технологи (реже специалисты АСУ ТП, метрологи, других специальностей) прошедшие школу строительства и эксплуатации объектов газовой отрасли;
- сложилась четырёхуровневая система диспетчерского управления. На каждом уровне существуют свои задачи и функции, направленные на их решения. Уровни управления, как правило, не связаны между собой едиными целями и средствами их выполнения. Основная связь осуществляется от технологического подчинения нижестоящего уровня вышестоящему. В то же время технологическое и административное подчинение диспетчерского персонала до настоящего времени не регламентировано нормативными документами;
- плановые и контрольные функции диспетчерского управления в основном сводились к построению балансов газа (поступление и распределение), учёту объёмов газа, направленных потребителям через ГРС и учёту фактических показателей работы объектов добычи, транспорта и хранения;
- главными показателями, которыми оперировали диспетчерские службы, были: расходы газа в отдельных контрольных узлах ЕСГ, объёмы поставок и распределения газа, режимы работы объектов, параметры работы оборудования (давления, температура, расход);
- главными отчетными показателями перед руководителями высшего управленческого звена были: сравнение плановых и фактических показателей: добычи газа, отбора или закачки газа в ПХГ, поставок газа на экспорт и потребителям Российской Федерации, поступления от импорта, сравнение балансовых показателей;
- диспетчер не несет ответственности за величину запаса газа в ГТС. Сеансовый, суточный, месячный расчёт запасов газа в ГТС не регламентирован нормативным документом. На первом и втором уровнях диспетчерского управления оперируют, в основном, понятием оперативного изменения запаса газа по ГТС ГТО в суточном разрезе. В связи с отсутствием чёткой отчетности о величине запаса газа в ГТС запас по сути дела является инструментом диспетчера для регулирования различного рода разбалансов газотранспортных систем;
- данные бухгалтерского учета запаса газа и данные технологических расчетов не всегда совпадают. Необходим оперативный регламент внесения изменения в величину запаса газа, связанный с введением или исключением из транспорта газа линейной части ГТС;
- на любой из отчётных показателей, которыми оперирует диспетчерское управление, оказывает воздействие, в том числе непосредственное, большое количество различных административных управляющих структур. Непосредственное влияние диспетчерского управления на эти показатели остается минимальным;
- оценка действительного (фактического) качества работы диспетчерского управления через анализ этих показателей практически невозможна;

- финансово-экономическая заинтересованность диспетчерского управления в выполнении плановых показателей ничтожна и не акцентирована;
- всегда отсутствовали конкретные показатели, оценивающие диспетчерское управление с точки зрения его организации эффективной работы ЕСГ.

Диспетчерское управление ЕСГ в настоящее время

В последние годы начались изменения в диспетчерском управлении газотранспортными системами. Создание рыночных отношений в стране, изменения организационной структуры в Газпроме, появление коммерческих организаций, связанных с реализацией газа потребителям, выделения бизнеса Газпром в отдельные структуры, возникновение независимых производителей и поставщиков газа наложили отпечаток на диспетчерское управление. Начался процесс налаживания взаимодействий с организациями различной административной и юридической принадлежности. Тем не менее, основой диспетчерского управления ЕСГ по-прежнему остаются технологические режимы работы основных объектов и оборудования, и по-прежнему диспетчерский персонал в основном оперирует расходами и давлениями. Современное диспетчерское управление начинает вступать в некоторый конфликт с принципами и методами, которыми оперирует управление финансово-экономического и коммерческого блоков Газпром. Основными элементами этого конфликта являются:

- отсутствие экономических стимулов обеспечения эффективности диспетчерского управления, причём стимулов соизмеримых с понятиями финансово-экономического и коммерческого блоков;
- отсутствие чётких (однозначных) целей и задач на каждом уровне диспетчерского управления, привязанных к понятиям финансово-экономического и коммерческого блока;
- отсутствие возможности выполнения (влияния на выполнение) финансово-экономических плановых (месячных, квартальных, годовых) показателей транспорта газа методами и средствами существующего диспетчерского управления;
- отсутствие чётких и понятных критериев оценки эффективности диспетчерского управления. Причём критериев, на которые можно влиять методами и средствами диспетчерского управления;
- несоответствие параметров контроля процесса управления ЕСГ, в диспетчерском и коммерческом/финансово-экономическом блоках.

Проводимая модернизация АСДУ не меняет принципов диспетчерского управления, оставляя по-прежнему в основе технологическое управление отдельными объектами.

Термины и определения по запасам газа

Запас газа — это величина, характеризующая состояние ГТС и её отдельных участков, наиболее часто применяемая на верхних уровнях диспетчерского управления.

Расчётным участком для определения запасов газа может быть ГТС, участок ГТС, ГТС газотранспортного общества, система газопроводов, газопровод магистральный или технологический, газопровод-отвод и т. д. Запас газа в расчётном участке складывается из суммы запасов газа в линейных участках трубопроводов, входящих в него.

Запас газа прямо пропорционален внутреннему объёму газопровода и среднему давлению газа и обратно пропорционален средней температуре (раздел 5.2).

Среднее давление газа в линейном участке рассчитывается по формуле (5.1.51), исходя из абсолютного и избыточного давления газа в начале и в конце линейного участка газопровода (разделы 5.1 и 5.3).

Средняя температура газа рассчитывается по формуле (5.3.5) или (5.3.11), исходя из температуры газа в начале и в конце линейного участка газопровода с учётом температуры грунта (раздел 5.3).

Расчёт запаса газа осуществляется на основе инструкции по расчёту запаса газа, утвержденной начальником ЦПДД Б.С. Посягиным [74].

Запас газа является многофункциональным параметром. Для применения его различных функций можно воспользоваться следующими терминами и определениями:

- ***Запас газа в трубопроводе (газопроводе)***: количество газа, характеризующегося его качественными показателями, выраженное в $м^3$ при стандартных условиях, содержащееся в единице трубопровода в данный (мгновенный) момент времени;
- ***Изменение запаса газа***: разница между количеством газа в начальный и конечный момент времени;
- ***Запас газа в расчётном участке***: суммарный запас газа в выбранном для расчёта участке ГТС ЕСГ любой необходимой величины и конфигурации. Расчётным участком может быть ГТС, участок ГТС, ГТС газотранспортного общества, система газопроводов, газопровод магистральный или технологический, газопровод-отвод и т. д. Запас газа в расчётном участке складывается из суммы запасов газа в линейных участках трубопроводов, входящих в него;
- ***Запас газа теоретический***: запас газа рассчитанный по проектным, расчётным, статистическим, прогнозным и другим данным и который фактически не может быть создан (или с большой долей вероятности не может быть создан) в реальной газотранспортной и газораспределительной системе;
- ***Запас газа действительный (фактический)***: запас газа, рассчитанный по фактическим данным, полученным при помощи замеренных параметров, либо по расчётным данным специализированных программно-вычислительных комплексов;
- ***Максимальный запас газа***: количество газа в расчётном участке при максимальном расчётном (рабочем) давлении и минимальной допустимой температуре;
- ***Запас газа проектный***: количество газа в расчётном участке при проектных давлениях и температуре на входе и выходе КС расчетного участка;
- ***Запас газа максимальный фактический***: фактически достигнутое максимальное количество газа в расчётном участке, зафиксированное в диспетчерском журнале за многолетнее наблюдение при данной конфигурации расчётного участка;
- ***Запас газа минимальный допустимый технологический***: минимальное количество газа в расчётном участке ГТС, работающем с компремированием газа, которое не может быть понижено, исходя из условий безопасной работы газотранспортного оборудования, определённых его паспортными характеристиками, с целью сохранения технологической функциональности ГТС;

Примечание – Для участка ГТС, в котором транспортировка газа осуществляется без процесса компримирования (магистральные распределительные газопроводы, газопроводы-отводы, газораспределительные системы и т.д.), минимально допустимый запас ограничивается наименьшим количеством газа, при котором возможно выполнение договорных обязательств перед потребителями;

- ***Запас газа рабочий***: любое количество газа в расчётном участке, находящееся в диапазоне между максимальным фактическим запасом газа и минимально допустимым запасом газа;
- ***Запас газа оптимальный***: диапазон значений запаса газа в системе газоснабжения (её части), стремящихся к максимуму, позволяющий обеспечивать выполнение основных задач диспетчерского управления с наибольшей эффективностью, с учётом изменения запаса газа, рассчитанного на основании оперативного прогноза изменения параметров системы на её отдельных участках;
- ***Линейный участок***: фрагмент линейной части трубопровода без разветвлений с постоянным диаметром и толщиной стенки трубы, соединяющий два узла расчетной схемы газотранспортной системы;
- ***Расчетная схема газотранспортной системы***: представление основных технологических объектов добычи, подземного хранения и транспорта газа в виде графа, дуги которого состоят из линейных участков и технологических объектов, а узлы указывают на соединение линейных участков и объектов между собой в соответствии с технологической схемой;
- ***Расчетный участок газотранспортной системы***: часть расчётной схемы газотранспортной системы, не имеющая внутри своей топологии соединений с другими частями расчетной схемы ГТС.

Новый подход к диспетчерскому управлению на первом уровне на современном этапе

Диспетчерское управление как процесс должен обеспечивать возможность *гарантированной реализации газа как товара в определённый момент и в определённом месте*. При этом весь процесс должен происходить с наименьшими затратами и наибольшей эффективностью. С точки зрения реализации необходимо обеспечить наличие товара (газа) в необходимом количестве в месте (условный склад) его ближайшей доставки потребителю. Под необходимым количеством может рассматриваться некий диапазон, в рамках которого будет гарантирована доставка нужного количества товара (газа) потребителю. Естественно, что наличие товара (газа) на складе в максимальном количестве увеличивает вероятность гарантированной его поставки.

Для понимания принципа диспетчерского управления запасами газа рассмотрим всю ГТС ЕСГ как огромный складской терминал товара (газа). Внутри этого терминала находятся отдельные склады, между которыми организовано перемещение товара.

Сущность склада – наличие в нём товара (газа). Склад – это участок ГТС с магистральными газопроводами, газопроводами отводами до ГРС и граничными ГИС. Наличие на складе товара – это наличие в участке ГТС определённого запаса газа.

С точки зрения диспетчерского управления, газ как товар для реализации – это запас газа в трубопроводах ГТС. Чем запас газа больше, тем существует большая возможность предоставить его для реализации в конкретном месте и в конкретное

время. Значит, всегда необходимо стремиться к созданию максимального запаса товара (газа) на складе.

Склад обладает определённой структурой (стеллажи и полки), на которых хранится товар. Каждый склад имеет свои показатели, характеризующие этот склад (характеристики склада). Структура склада, т. е. структура запаса газа участка ГТС, может состоять в следующем:

- склад транзитного газа (объём всех ГРС далее по этой трубе (ГТС) и объёмы на граничных ГИС (т. е. план транспорта газа));
- склад обеспечения сектора ГРС (договорные объёмы потребителей, подключенных к этому участку);
- склад собственных нужд и технологических потерь.

К каждому складу привязана конкретная группа потребителей. Именно с этого склада осуществляется вся реализация товара (газа) этим потребителям через магазины (ГРС), привязанные к этому складу (участку ГТС). Участок ГТС для конкретных ГРС, питающихся от него, может быть рассчитан путём несложных вычислений. Таким образом, для каждого магазина (ГРС) может быть определен его склад (участок ГТС), использующий этот магазин (ГРС) для реализации товара (газа).

Все магазины (ГРС) объединяются в группы (сектора), привязанные к своему конкретному складу (участку ГТС) (раздел 5.4).

Для каждого сектора условный склад (участок ГТС) определяется, исходя из суммарного объёма потребления всех ГРС сектора. Можно разбивать сектор на несколько частей (подсекторы), если точки отбора ГРС (газопроводы отводы) подключены на большой протяженности ГТС.

Параметры, характеризующие каждый склад (участок ГТС), определяют условия (законы) перемещения товара внутри терминала от склада к складу. Перемещение товара, есть не что иное, как перемещение запасов (объёмов) газа вдоль трубы, что определяется, как поток, понятие которым оперирует диспетчерское управление в настоящее время. Другими словами – *диспетчерское управление газотранспортными системами это перемещение запасов газа*, т. е. создание необходимых потоков газа по ГТС.

По мере реализации газа его запас в трубе уменьшается (как на любом складе). Задача ДУ обеспечить доставку (создать поток) определённого количества газа (товара) из мест, где его много (где производят, в конечном итоге от промыслов, ПХГ, заводов и др. источников ресурсов) в места, где его мало (где потребляют).

Объекты добычи, ПХГ, импорт необходимо рассматривать, как объекты производства товара (газа), обеспечивающие его поступление на складской терминал (ГТС ЕСГ).

Поток газа создаётся путем создания режима работы всего оборудования ГТС. Создание режима работы ГТС может обеспечиваться за счет:

- организации межсистемных перетоков;
- изменение величины газотранспортных мощностей;
  - изменение количества и схемы загрузки ГПА;
  - изменение параметров работы оборудования КС;
  - изменение конфигурации ГТС;
- подключение источников ресурсов газа (добычи, ПХГ и других).

Образуется логическая цепочка диспетчерского управления: стремление к максимальному запасу газа – перемещение запасов газа (потоки газа) – режимы работы ГТС – режимы работы оборудования.

Используемый газ-товар должен восполняться из ресурсной базы. Количество восполняемого в ГТС газа должно так же рассчитываться исходя из главного условия – *достижения максимального запаса газа*.

Оперативное определение ресурсной базы должно являться разницей между максимальным и фактическим запасом газа во всей ЕСГ. *Оперативная величина необходимых ресурсов газа* должна стать новым понятием в диспетчерском управлении.

С учётом создания наиболее эффективных технологических режимов работы промыслов и ПХГ, на определенных участках ГТС, наличие максимального запаса газа может оказаться не обязательным. Определение этих участков должно быть обеспечено расчётным путем, с учётом наиболее эффективного входного рабочего давления на головных КС и в газопроводах подключения ПХГ к ГТС.

С точки зрения диспетчерского управления запасами газа для обеспечения гарантированного предоставления газа как товара для реализации, ***диспетчерское управления должно быть направленно на постоянное достижение максимального возможного запаса газа в трубах ГТС***. Это является главной целью диспетчерского управления.

Планирование реализации газа (договора на реализацию газа) также должно строиться из условия наличия максимального запаса газа. Невозможно реализовать (отобрать для реализации) больше газа, чем его есть в участке трубы ГТС в месте реализации в настоящее время. В данном контексте под реализацией необходимо понимать не только коммерческую реализацию потребителям, подключенным к данному участку, но и технологическую реализацию, обусловленную поставкой газа соседним участкам (транзит), потребления газа на собственные нужды для обеспечения работы газотранспортных мощностей, ПХГ, технологические потери и др. (см. структуру запаса газа участка ГТС и его характеристики).

Наиболее эффективна будет доставка запаса газа из соседних участков ГТС. Однако это будет возможно только в том случае, если на соседнем участке запас газа будет достаточен. Поскольку поддерживать неравномерный запас газа на участках на всём протяжении длинны ГТС неэффективно, необходимо стремиться к максимальному (по крайне мере равномерному) запасу газа в трубопроводах всех участков по всей длине ГТС. В диспетчерском управлении появляется понятие *неравномерности запаса газа по длине ГТС*.

Планированием потоков газа по ГТС занимается департамент ПАО «Газпром», ответственный за финансово-экономическую деятельность. При подготовке плана транспорта газа рассчитываются потоки газа по ГТС на год, квартал. Разбивку потоков по месяцам выполняют ГТО. ДУ ориентируется на эти показатели при расчете диспетчерских заданий на сутки. План транспорта газа должен создаваться из условия технологического *максимального запаса газа* во всех ГТС ЕСГ. Он должен не только планировать объёмы поставок газа от одного ГТО к другому, но и планировать основные транспортные направления (перетоки), исходя из условия создания *максимального запаса газа*. Возможно, необходимо создавать два плана транспорта газа: один коммерческий (объёмы поставок между ГТО, в том числе газ независимых поставщиков, объёмы поставок субъектам Российской Федерации, граничные ГИС), второй технологический (объёмы физических потоков по ГТС, межсистемные перемычки, узлы редуцирования, потоки через ГРС и т. д.). Второй план учитывает создание максимального запаса газа и является основным для ДУ.

Максимальный запас газа в трубопроводах ГТС создается при проектных давлениях на компрессорных станциях (например, 5,5/7,5 *МПа*) и в трубопроводах

отводах. Именно при этих давлениях процесс транспортировки газа (перемещение объёмов газа) наиболее эффективен, оптимален, менее энергозатратен.

Для каждого уровня диспетчерского управления существуют свои цели, задачи, функции (раздел 1.5). Для всего бизнес процесса ДУ, главной и конечной целью, является *достижение максимального технологического запаса газа в ГТС.*

При диспетчерском управлении запасами газа можно построить следующую схему целей:

- максимальный запас газа и оптимальные потоки – ЦПДД
- оптимальные режимы работы ГТС – ПДС ГТО
- оптимальные режимы работы объектов (КС) – УМГ, ЛПУ
- установленные режимы работы оборудования (ГПА) – КЦ

Эта схема является существующей четырёхуровневой моделью диспетчерского управления, нацеленной на главную задачу – *достижения максимального (оптимального) запаса газа в трубопроводах ГТС.*

Структура запаса газа

Рассмотрим некую единицу ГТС. Такой единицей, как уже отмечалось, может быть вся ГТС, часть ГТС, участок ГТС, МГ или его часть. Единица ГТС выбирается в зависимости от решаемых задач по управлению запасами газа. Из таких единиц ГТС должны набираться различные комбинации. Например: участки в потоковой схеме, участки ГТС ГТО (вплоть до всей ГТС ГТО, как сейчас), вся ГТС и т. д. Каждая единица ГТС имеет одинаковую структуру запаса газа. Структура запасов газа единицы ГТС состоит из объёмов:

- транзитного потока;
- для обеспечения собственных нужд газотранспортного оборудования, необходимых на выполнение ТТР;
- для потребителей;
- резервного запаса газа.

Составляющие структуры запаса газа можно определить как:

- ***транзитная (транспортная) составляющая*** – это сумма объёмов всех потребителей, подключенных к ГТС после рассматриваемого участка, и экспортного объёма, передаваемого на граничной ГИС данной ГТС. Однако, учитывая межсистемные перетоки, реверсивные газопроводы, подключение некоторых ГРС к различным ГТС и др., оперативный расчёт такой составляющей является сложной задачей. Расчёт оперативных плановых потоков по участкам ГТС (в том числе и транзитной составляющей) должен и может производиться автоматически с использованием ПВК на основе технологического плана транспорта газа и прогноза воздействия на ЕСГ внешних и внутренних объектов влияния (раздел 5.4). Фактическая величина транзитной составляющей участка равна величине потока газа в конце этого участка;
- ***собственные нужды и технологические потери*** – рассчитываются либо как процент от транспортной составляющей, либо по нормам от установленного на участке транспортного оборудования (раздел 5.2);
- ***объёмы потребления*** – рассчитываются из договоров поставок газа потребителям.

- ***резервный запас газа*** – некий объём газа для выполнения технологических изменений (переключений), необходимый для учёта инерционной составляющей процесса магистрального транспорта газа. Эта величина может учитывать разницу между максимальным запасом и технологическим максимальным запасом газа. Также в пределах этой величины должны происходить изменения запаса газа в начале и конце временного периода.

Параметры, характеризующие структуру запасов каждого участка газа, должны рассчитываться при разработке технологического плана транспорта газа и ежесуточно оперативно корректироваться. Данные структуры участков необходимы для расчёта оперативных плановых потоков газа.

Характеристики участков ГТС по запасам газа

Каждый участок ГТС обладает определенными характеристиками. На основе этих характеристик разрабатываются алгоритмы системы управления запасами газа (автоматизация расчетов для выработки управленческих решений и расчётов коэффициентов оценки эффективности диспетчерского управления).

Данными для расчетов характеристик являются:

- НСИ участков МГ ГТС:
  - длина МГ;
  - $D_у$ МГ;
  - $P_{раб}$;
  - тип ГПА и ЦБН и т.д.
- структура участка ГТС:
  - СТН и потери;
  - объёмы потребления через ГРС;
  - потоки (план транспорта газа) и т.д.
- данные идентификации фактических режимов работы ГТС ГТО:
  - запасы;
  - потоки;
  - давления и т.д.

Характеристиками участков ГТС по запасам газа могут явиться:

- минимальный допустимый (неснижаемый) запас газа;
- запас газа теоретический;
- максимальный запас газа;
- проектный запас газа;
- рабочий запас газа;
- оптимальный запас газа;
- графики скорости достижения максимального запаса газа при различных условиях (давлениях, температурах, расходах и т. д.) и способах:
  - затратный;
  - оптимальный;
  - минимум энергозатрат и т. д.

Можуj достичь максимального запаса газа на участке ГТС за короткое время, загрузив максимально возможное количество ГПА и затратив при этом большое количество топливного газа, можем построить некий оптимальный режим работы ГПА, сократив количество топливного газа, но и увеличив время, можем построить

режим достижения максимального запаса газа с минимумом энергозатрат, но при этом время выполнения растянется на максимально продолжительное (время опорожнения участка МГ, время наполнения участка МГ, время выработки запаса потребителями участка).

Расчёты характеристик необходимо производить на основании статистических показателей данных запасов газа по участкам ГТС ЕСГ за несколько лет. Чем больше будет данных для анализа, тем точнее будут определены зависимости и расчётные характеристики участков.

При расчете характеристик участков ГТС необходимо учитывать, что:

- минимальный неснижаемый запас газа – рассчитывается для различных газопроводов (МГ, распределительный газопровод высокого давления, газопровод отвод) исходя из различных принципов;
- для МГ, где транспорт газа осуществляется с использованием его компремирования, минимальный неснижаемый запас газа рассчитывается исходя из минимального давления газа на входе в ГПА КС, определенного заводом изготовителем. Именно при таких давлениях мы можем рассчитывать на техническую возможность осуществления транспорта газа, а значит и сохранения технологической сущности системы;
- для распределительного газопровода высокого давления и газопровода-отвода, где транспорт газа осуществляется без его компремирования, минимальный запас газа рассчитывается из условий обеспечения поставки газа всем потребителям, подключенным к этому газопроводу;
- понятие минимального неснижаемого запаса должно быть введено на всех уровнях деления ГТС на участки. Такое понятие важно. как для ГТС ГТО, так и для отдельных участков ГТС и МГ.
- величины неснижаемого запаса газа находится в объёме транзита газа по участку. Эта величина важна при определении, какие объёмы (транзит или потребление) необходимо уменьшать при приближении к величине неснижаемого запаса.
- рабочий запас газа или активный технологический запас газа – разница между минимальным неснижаемым запасом газа и максимальным запасом газа. Эта величина наиболее интересна при создании алгоритмов управления запасами;
- понятия запас газа теоретический и проектный не являются существенными для практического диспетчерского управления. Эти понятия можно использовать для анализа фактических и проектных данных;
- оптимальный запас газа – наиболее важная для диспетчерского персонала величина. С одной стороны, оптимальный запас газа, это тот запас, при котором товаротранспортная работа выполняется с наименьшими затратами, т. е. этот запас должен быть приближён к максимальному. С другой стороны, оптимальный запас газа должен учитывать оперативный прогноз изменения ситуации, а значит и возможные «откаты» некоторых объёмов газа с соседних участков. При определении оптимального запаса газа важно найти границу между экономичной работой при максимальных запасах и перестройкой режима (с пусками и остановками ГПА, а значит и затратами на с. н.), которая потребуется, если своевременно не подготовить ГТС к «откатам». В этом случае ГТС будет работать некоторое время не с максимальными запасами, а значит и большими затратами на товаротранспортную работу, но с отсутствием последующей перестройки режима при наступлении «откатов». Этот достаточно сложный расчёт, позволит определить

зависимость между затратами на товаротранспортную работу и объёмами «откатов» во времени.

Примечание – Сленговое выражение «откат» подразумевает откат объёмов газа по ГТС, т.е. не выборку запланированных объёмов газа на последующих участках ГТС от рассматриваемого участка.

- оптимальный технологический запас газа, по сути, может колебаться от максимума до минимума в зависимости от технологической обстановки;
- номограммы (алгоритмы для ПВК), связывающие время, объёмы запасов, объёмы транзита, давление, способы выполнения товаротранспортной работы, затраты на СТН для участков ГТС являются основой, позволяющей быстро определить условия управления запасами газа.
- временные характеристики достижения максимального запаса газа должны определяться по различным критериям:
  - затратные;
  - оптимальные;
  - минимум энергозатрат.

Показатели эффективности диспетчерского управления

При существующей системе диспетчерского управления практически невозможно определить чёткие показатели (критерии) оценки его деятельности. Тем более, деятельности эффективной. Необходимость оценки эффективной деятельности диспетчерского управления обуславливается тем, что нынешнее диспетчерское управление не нацелено на эффективное управление, а нацелено, на оперативное решение разовых, зачастую локальных задач. Необходима разработка принципа, который может связать решение оперативных задач и эффективное управление. Диспетчерское управление на основе управления запасами газа позволяет это сделать.

Если принять для управления ГТС главный принцип управления запасами – ***достижение максимального запаса газа*** в трубопроводах ГТС, при котором решаются все основные задачи диспетчерского управления в любой точке ЕСГ, то именно это связывает эффективное управление и решение оперативных локальных задач.

При максимальных запасах газа будут однозначно созданы самые максимально лучшие условия для решения главных задач диспетчерского управления:

- поставки газа потребителям через ГРС и ГИС на экспорт;
- осуществление оптимального эффективного транспорта газа по ГТС.

При применении главного принципа диспетчерского управления – ***достижения максимального запаса газа*** в трубопроводах ГТС, появляются чёткие показатели (критерии), оценивающие эффективность диспетчерского управления. Например, такими критериями могут быть:

- относительный запас газа в магистральных газопроводах (отношение максимального расчетного запаса к фактическому запасу);
- скорость изменения запаса газа (разница между фактическим запасом газа за 1-е и 2- отчетные периоды времени);
- равномерность распределения запаса газа по участкам газотранспортной системы (разница между максимальным и минимальным запасом газа на участке системы);
- коэффициент пополнения запаса газа (отношения объёма поступления газа в ГТС к фактическому запасу газа);

- коэффициент истощения запаса газа (отношение объёма потребления (РФ и экспорт) к фактическому запасу газа) и т. д.;

Показатели (критерии), оценивающие эффективность диспетчерского управления, могут рассматриваться, как возможные ключевые показатели эффективности по виду деятельности «Диспетчерское управление ЕСГ» при внедрении системы информатизации Газпром**.**

Наличие критериев оценки эффективности диспетчерского управления и организация их применения есть неотъемлемая составляющая всей теории диспетчерского управления запасами газа.

Принципы диспетчерского управления запасами газа

Принципы диспетчерского управления запасами газа исходят из необходимости создания условий, при которых выполнение основной роли ГТС ЕСГ, а именно транспортировка газа, будет осуществляться с наилучшими технологическими характеристиками и наименьшими экономическими затратами и заключаться в следующем:

- ***Главный принцип – стремление к максимальному запасу.*** Диспетчерское управление постоянно должно быть нацелено на достижение максимального запаса товара на каждом складе (т.е. запаса газа на каждом участке ГТС, на всей ее протяженности, в любое время). Под максимальным запасом газа необходимо понимать технологический максимальный запас газа. Технологический максимальный запас газа необходимо применять с учетом прогнозирования газопотребления, изменения объёмов экспорта и импорта, проведения ремонтных работ и т. д. то есть любых воздействий на ЕСГ, которые вызовут в будущем изменение запасов газа. Эти изменения приведут к изменению режима работы ГТС, т.е. к затратам, с этим связанными. Эти затраты возможно минимизировать, если заранее приготовить систему к прогнозируемым изменениям. На участках ГТС, где прогнозируются изменения, запас газа надо привести к технологически максимальному запасу. Технологически максимальный запас может быть либо действительно максимальным запасом, если прогнозируются изменения, которые приведут к уменьшению запаса (например: повышенный отбор потребителями из-за понижения температуры наружного воздуха), либо меньше максимального запаса, если прогнозируется воздействие, которое приведет к повышению запаса газа (например: не выборка газа потребителями на последующих участках, так называемые «откаты», ремонтные работы и т. д.). В этом случае технологический запас газа должен отличаться от максимального на величину этого «отката». Необходимо учитывать зависимость между объёмами откатов, объёмами запасов газа, протяженностью ГТС и временем.
- ***Принцип равномерности распределения запаса газа по длине ГТС.*** Равномерное распределение запаса газа по ГТС и их участкам позволит обеспечить наиболее быстрое реагирование на негативные изменения (в данном случае снижение запаса газа) от внешних и внутренних воздействий на ГТС. Равномерный запас газа на протяжении длины всей ГТС (или длинного участка ГТС) не может быть априори. Он обязан изменяться. Равномерность распределения запаса газа по длине ГТС может быть на максимальном уровне, а может и на минимальном. Естественно, вес максимальной равномерности должен быть выше минимальной. По аналогии с принципом

«стремления к максимальному запасу» можно говорить о стремлении к равномерности распределения запаса газа по длине ГТС.

- ***Принцип сохранения минимально допустимого запаса газа.*** Любая технологическая система должна придерживаться принципа самосохранения. Выполнение управленческих, технологических, коммерческих задач производится до достижения определенных критических параметров системы, после которых начинается её технологическое разрушение. В диспетчерском управлении запасами газа таким технологическим критерием должен стать уровень минимального запаса газа. Диспетчерский персонал должен иметь приоритеты сокращения отборов из участка ГТС (последовательность регулирования запасов газа) для недопущения снижения запаса ниже минимально допустимого уровня;
- ***Принцип инертности системы***. Понятие максимального запаса газа – абсолютно. Из-за большой инертности систем ЕСГ абсолютных величин в управлении быть не может. Количественная оценка *инертности системы* напрямую связана с временным периодом управленческих решений, оценкой прогноза изменения и величиной участков ГТС. Здесь возникает понятие технологический максимальный запас газа, которым, по сути, и должен оперировать диспетчерский персонал. Этот принцип устанавливает связь прогноза изменения объёмов транспорта, величины запасов, времени подготовки к изменению и длины участка ГТС;
- ***Принцип оптимизации затрат.*** Суть принципа заключается в том, что для создания и сохранения максимального запаса газа, да ещё с учётом прогнозных изменений постоянно придётся затрачивать энергию. ДУ должно быть нацелено на минимальные затраты. Значит, диспетчерское управление запасами газа наравне с технологическими параметрами должно оперировать и экономическими величинами затрат. При принятии решения об уменьшении запаса газа в системе, из-за прогнозируемых «откатов» объёмов газа и др., диспетчерский персонал должен оценивать последствия, которые могут возникнуть от принятых решений, а именно дополнительные затраты за время работы системы с запасами газа меньше максимальных. В то же время не подготовка системы к прогнозируемому «откату» повлечет за собой дополнительные пуски и остановы ГПА, что выразится так же в дополнительных затратах. Важной составляющей диспетчерского управления запасами газа должна стать *оптимизация затрат* принятиях решений.

При подготовке диспетчерских заданий диспетчерский персонал должен учитывать структуру запаса газа и характеристики каждого участка.

Рассчитывая принятия своих решений диспетчерский персонал должен учитывать критерии оценки диспетчерского управления, по которым будут судить о правильности принимаемых им решений:

- запас газа в магистральных газопроводах;
- скорость изменения запаса газа;
- равномерность распределения;
- коэффициент пополнения запаса газа;
- коэффициент истощения запаса газа;
- другие.

Причём, каждый критерий должен иметь свой вес по всей шкале критериев. Зачастую диспетчер не может одновременно обеспечить, например: равномерность и пополнение, или истощение и скорость на отдельных участках. Однако

стремление к максимальному запасу газа является основным главным критерием, имеющим наибольший вес.

Оценка диспетчерского управления по критериям, основанным на запасах газа, является одной из главных составляющих диспетчерского управления запасами газа.

Глава 2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Иерархия систем газоснабжения……...107
2.2. Магистральный транспорт газа……110
2.2.1. Принцип магистрального транспорта газа……...111
2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ……111
2.2.3. Газотранспортные системы ЕСГ и принадлежащие им магистральные газопроводы……...117
2.2.3.1. Старый коридор……117
2.2.3.2. Новый коридор……120
2.2.3.3. Новый коридор Лялинского направления……..123
2.2.3.4. Новый коридор Карпинского направления……125
2.2.3.5. Северный коридор……...127
2.2.3.6. Сургутский коридор……...130
2.2.3.7. Долгодеревенская – Поляна……...133
2.2.3.8. ГТС Северного Кавказа……..134
2.2.3.9. Томская ГТС……139
2.2.3.10. Ужгородский коридор…… 142
2.2.3.11. Тульский коридор……..145
2.2.3.12. Новопсковский коридор…… 147
2.2.3.13. Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр……150
2.2.3.14. Средняя Азия – Центр……..152
2.2.3.15. Северный Кавказ – Центр…… 154
2.2.3.16. Оренбургский коридор…… 157
2.2.3.17. Александров Гай – Острогожск……159
2.2.3.18. ГТС Малый Курск……161
2.2.3.19. Грязовец – Ленинград – Гос. граница…… 163
2.2.3.20. Бухара – Урал……165
2.2.3.21. Тула – Белоусово……...168
2.2.3.22. Тула – Торжок……...169
2.2.3.23. Тула – Валдай - Изборск……...170
2.2.3.24. Кольцевой газопровод Московской области (КГМО) ……..173
2.2.3.25. Грязовец – КГМО……..175
2.2.3.26. Касимов – КГМО……..177
2.2.3.27. Починки – Ярославль ……...179
2.2.3.28. Починки – Фролово – Изобильное – Северо-Ставропольские ПХГ..181
2.2.3.29. Россия – Турция (Голубой поток) ……..183
2.2.3.30. Острогожск – Шебелинка……..183
2.2.3.31. Домбаровка – Оренбург……...183
2.2.3.32. Оренбург – Самара – Мокроус……186
2.2.3.33. Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ……..189
2.2.3.34. Башкирская ГТС……...191
2.2.3.35. Краснодарская ГТС……..192
2.2.3.36. Сохрановка – Октябрьская……195
2.2.3.37. Ямал – Европа……...196
2.2.3.38. Торжок – Долина……..196
2.2.3.39. Торжок – Минск – Ивацевичи – Кобрин……200
2.2.3.40. Бованенково – Ухта…… 202
2.2.3.41. Северо-Европейский газопровод……204

2.2.3.42. Южно-Европейский газопровод……206
2.2.4. **Межсистемные технологические перемычки ГТС ЕСГ**……208
2.2.5. **Распределительные газопроводы высокого давления ЕСГ**……..213
2.2.5.1. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Казань» 214
2.2.5.2. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Саратов» ……215
2.2.5.3. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Уфа» ……216
2.2.5.4. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» ……..217
2.2.5.5. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Самара»……...220
2.2.5.6. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Н. Новгород» ……..221
2.2.5.7. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Волгоград» ……..223
2.2.5.8. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Краснодар» ……224
2.2.5.9. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Томск» ……..228
2.2.5.10. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» ……229
2.2.5.11. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ……231
2.2.5.12. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Беларусь» ……..232
2.2.6. Узлы редуцирования газа ГТС ЕСГ……235
2.2.7. Региональные системы газоснабжения……...245
2.2.7.1. Региональная система газоснабжения Калининградской области...245
2.2.7.2. Региональная система газоснабжения Иркутской области…….246
2.2.7.3. Региональная система газоснабжения Камчатской области……...246
2.2.7.4. Региональная система газоснабжения Хабаровского края……247
2.2.7.5. Региональная система газоснабжения Республики Саха……...249
2.2.7.6. Региональная система газоснабжения республики Крым……..250
2.2.7.7. Региональная газотранспортная система Сила Сибири ……..252
2.2.8. Газотранспортные системы стран западной Европы……...253
2.2.8.1. Газотранспортная система Австрии……..253
2.2.8.2. Газотранспортная система Албании…….. 260
2.2.8.3. Газотранспортная система Бельгии……...262
2.2.8.4. Газотранспортная система Болгарии……266
2.2.8.5. Газотранспортная система Боснии и Герцеговины……...270
2.2.8.6. Газотранспортная система Великобритании……271
2.2.8.7. Газотранспортная система Венгрии……...283
2.2.8.8. Газотранспортная система Германии……290
2.2.8.9. Газотранспортная система Греции…… 308
2.2.8.10. Газотранспортная система Дании……...310
2.2.8.11. Газотранспортная система Ирландии…… 315
2.2.8.12. Газотранспортная система Испании…….. 319
2.2.8.13. Газотранспортная система Италии……324

2.2.8.14. Газотранспортная система Латвии……330
2.2.8.15. Газотранспортная система Литвы……334
2.2.8.16. Газотранспортная система С. Македонии……338
2.2.8.17. Газотранспортная система Нидерландов……339
2.2.8.18. Газотранспортная система Норвегии……349
2.2.8.19. Газотранспортная система Польши……351
2.2.8.20. Газотранспортная система Португалии……358
2.2.8.21. Газотранспортная система Румынии……362
2.2.8.22. Газотранспортная система Сербии……371
2.2.8.23. Газотранспортная система Словакии……375
2.2.8.24. Газотранспортная система Словении……385
2.2.8.25. Газотранспортная система Турции……388
2.2.8.26. Газотранспортная система Финляндии…… 394
2.2.8.27. Газотранспортная система Франции……397
2.2.8.28. Газотранспортная система Хорватии……406
2.2.8.29. Газотранспортная система Чехии……411
2.2.8.30. Газотранспортная система Швейцарии……418
2.2.8.31. Газотранспортная система Швеции……423
2.2.8.32. Газотранспортная система Эстонии…… 425
2.2.8.33. Газотранспортная система Украины……427
2.2.8.34. Газотранспортная система Армении…… 437
2.2.8.35. Газотранспортная система Грузии, Южной Осетии и Абхазии…… 442
2.2.8.36. Газотранспортная система Азербайджана……446
2.2.9. Газотранспортные системы стран Азии……449
2.2.9.1. Газотранспортная система Афганистана……449
2.2.9.2. Газотранспортная система Бангладеш……450
2.2.9.3. Газотранспортная система Вьетнама……457
2.2.9.4. Газотранспортная система Индии……459
2.2.9.5. Газотранспортная система Индонезии……463
2.2.9.6. Газотранспортная система Ирака……467
2.2.9.7. Газотранспортная система Ирана…… 469
2.2.9.8. Газотранспортная система Казахстана……476
2.2.9.9. Газотранспортная система Киргизии……480
2.2.9.10. Газотранспортная система Китая……482
2.2.9.11. Газотранспортная система Южной Кореи……492
2.2.9.12. Газотранспортная система Малайзии……496
2.2.9.13. Газотранспортная система Мьянмы……500
2.2.9.14. Газотранспортная система Пакистана……503
2.2.9.15. Газотранспортная система Таджикистана……510
2.2.9.16. Газотранспортная система Таиланда……511
2.2.9.17. Газотранспортная система Туркменистана…… 515
2.2.9.18. Газотранспортная система Узбекистана……520
2.2.9.19. Газотранспортная система Филиппин……525
2.2.9.20. Газотранспортная система Японии……527

2.1. Иерархия систем газоснабжения

Любая система газопроводов, обеспечивающая транспортировку газа, может рассматриваться как система газоснабжения. Классификация таких систем или газопроводов из составляющих может производиться по различным признакам: давлению, расположению, назначению и др.

Для диспетчерского управления газотранспортными системами классификацию систем газоснабжения целесообразно рассматривать с точки зрения организации потоков газа и возможности управления этими потоками. В Главе 1 подробно рассмотрен состав Федеральной системы газоснабжения России. В данном разделе возможны некоторые повторения для дальнейшего понимания и структуризации.

Классификация систем газоснабжения представляется в следующем виде:

- Федеральная система газоснабжения России:
  - ЕСГ России;
    - Газотранспортные системы;
      - Магистральные газопроводы;
      - Распределительные газопроводы высокого давления;
      - Межсистемные технологические перемычки;
  - Региональные системы газоснабжения;
  - Газораспределительная система.

2.2. Магистральный транспорт газа

2.2.1. Принцип магистрального транспорта газа

Газ, подготовленный к дальнему транспорту, выходящий после установки комплексной подготовки газа (УКПГ), на промысле имеет определённые параметры: давление, температуру, влагосодержание и др. Газ непосредственно после УКПГ или после дополнительного сжатия (повышения давления) на дожимных компрессорных стациях (ДКС) направляется на головную (первую) компрессорную станцию (ГКС) магистрального газопровода.

При движении газа по трубопроводу (магистральному газопроводу) происходит изменение его первоначальных параметров. Давление понижается из-за гидравлического сопротивления, возникающего от трения потока газа о стенку трубы, и местного сопротивления оборудования газопровода (запорная арматура, датчики, фасонные изделия (тройники, отводы и т. д.), замерные устройства). Температура, как правило, понижается из-за теплоотдачи тепла от газа через стенку трубы почве и атмосфере. Влагосодержание и количество механических примесей увеличивается из-за наличия их в трубопроводе после строительства или ремонта.

Падение давления вызывает снижение пропускной способности газопровода. Транспортировать газ в достаточном количестве и на большие расстояния только за счёт давления, полученного на промысле нельзя. Для поддержания давления и количества транспортируемого по газопроводу газа через определённое расстояние (100–200 *км*) строятся компрессорные станции (рис. 2.2.1).

Основное назначение КС - компримирование (повышение давления) газа, которое осуществляется в газовых компрессорах (нагнетателях газа).

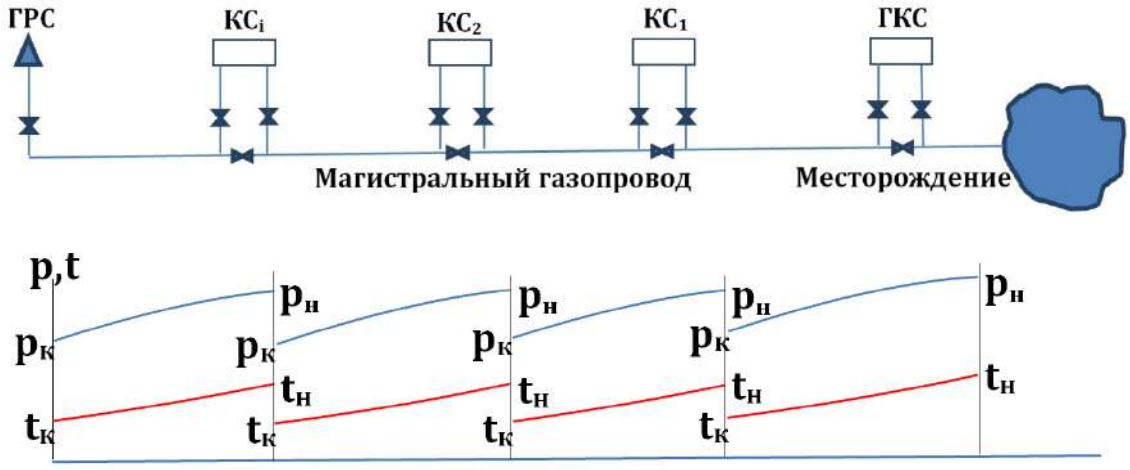


Рис. 2.2.1. Схема магистрального газопровода и изменение давления и температуры вдоль трассы.

2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ

Развитие газовой промышленности привело к необходимости транспортировки всё большего количества газа из мест его добычи в места его потребления. Загруженность одного магистрального газопровода в итоге приводила к строительству нового магистрального газопровода, как правило, параллельно существующему. Освоение и разработка новых месторождений требовала строительства магистральных газопроводов по новым направлениям. Так создавались транспортные технологические коридоры или газотранспортные системы (ГТС).

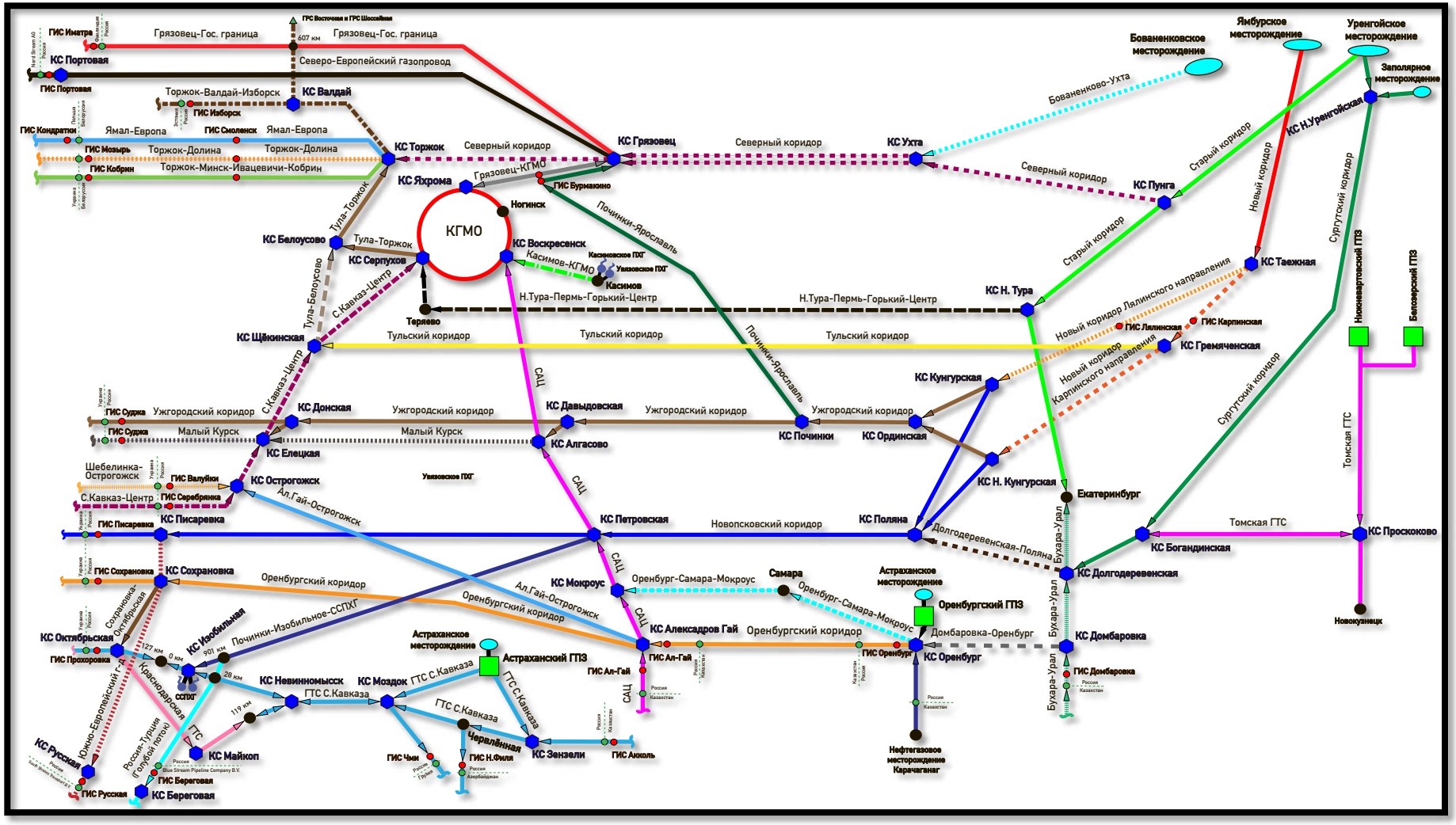


Рис. 2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ

Развитие техники привело к возможности строительства магистральных газопроводов и ГТС на всё более высокое давление. Таким образом, образовались системы магистральных газопроводов, работающие на разные рабочие давления (5,5, 7,5 и 12 *МПа*). В некоторых случаях в одном технологическом коридоре, в одной ГТС находилось две системы МГ, которые могли работать как в едином гидравлическом режиме, так и раздельных.

Необходимость оперативного гибкого управления режимами магистрального транспорта газа привело к строительству межсистемных перемычек, позволяющих осуществлять переброску определённых объёмов газа из одной ГТС в другую.

Старые месторождения истощались и, как правило, превращались в подземные хранилища газа (ПХГ). Старые магистральные газопроводы меняли свой статус. Технологическими перемычками старые газопроводы подключались к новым ГТС. Иногда такие подключение производились через регулирующие устройства, предотвращающие повышение давления в распределительном газопроводе выше допустимого. Оборудование КС ликвидировалось, разрешённое рабочее давление в газопроводе понижалось, оставаясь выше 1,2 *МПа*. Поскольку на таких газопроводах было подключено много потребителей газа, они продолжали эксплуатироваться как распределительные газопроводы высокого давления.

Характерными отличительными особенностями распределительных газопроводов высокого давления является:

- отсутствие КС;
- рабочее давление в диапазоне от 1,2 до 5,5 *МПа*;
- наличие подключённых через газопроводы-отводы ГРС.

Таким образом, была образована единая система газоснабжения России (ЕСГ). Исходя из распределения потоков газа по ЕСГ, вся она была разбита на отдельные ГТС.

От Уренгойского месторождения начинается ГТС ***Старый коридор***, которая заканчивается, переходя в газопроводы распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». От этой ГТС в районе КС Пунга начинается ГТС ***Северный коридор***, а от КС Нижняя Тура начинается ГТС ***Нижняя Тура-Пермь-Горький-Центр***.

От Уренгойского месторождения также начинается ГТС ***Сургутский коридор***. К этой системе в районе КС Новоуренгойская подключены газопроводы от месторождения Заполярное. На КС Богандинская ГТС ***Сургутский коридор*** соединяется с ***Томской*** ГТС. ГТС ***Сургутский коридор*** заканчивается на КС Долгодеревенская, соединяясь с ГТС *Бухара-Урал* и ГТС ***Долгодеревенская-Поляна***.

От Ямбурского месторождения начинается ГТС ***Новый коридор***, которая заканчивается на КС Таежная, переходя в ГТС ***Новый коридор Лялинского направления*** и ГТС ***Новый коридор Карпинского направления***.

От КС Гремяченская, расположенной на ГТС ***Новый коридор Карпинского направления*** начинается ГТС ***Тульский коридор***. ГТС ***Новый коридор Карпинского направления*** заканчивается на КС Новокунгурская, разделяясь на два потока, образующих составные части ГТС ***Ужгородский коридор*** и ГТС ***Новопсковский коридор***.

ГТС ***Новый коридор Лялинского*** *направления* заканчивается на КС Кунгурская, также разделяясь на два потока, образующих вторые составные части ГТС ***Ужгородский коридор*** и ГТС ***Новопсковский коридор.***

ГТС ***Тульский коридор*** начинается на КС Гремяченская, расположенной на ГТС ***Новый коридор Карпинского направления***, а заканчивается на КС Щёкинская, расположенной на ГТС ***Северный Кавказ-Центр***.

ГТС ***Ужгородский коридор*** начинается на КС Кунгурская и КС Новокунгурская двумя частями, которые соединяются на КС Ординская. От КС Починки начинается ГТС ***Починки-Ярославль***. На КС Давыдовская существует переброс части газового потока на КС Алгасово, расположенной на ГТС, ***Средняя Азия-Центр***. От этой компрессорной станции начинается ГТС ***Малый Курск***. Так же переброс части газового потока существует на КС Донская в ГТС ***Малый Курск*** и ГТС ***Северный Кавказ-Центр*** на КС Елецкая. ГТС ***Ужгородский коридор*** заканчивается на границе между Россией и Украиной.

ГТС ***Новопсковский коридор***, так же, как и ГТС ***Ужгородский коридор***, начинается на КС Кунгурская и КС Новокунгурская двумя частями, которые соединяются на КС Поляна. К этой же узловой компрессорной станции подключены газопроводы ***Башкирской*** ГТС и ГТС ***Долгодеревенская-Поляна***. На КС Петровск ГТС ***Новопсковский коридор*** пересекает ГТС ***Средняя Азия-Центр***. От этой компрессорной станции начинается ГТС ***Починки-Изобильное-Северо-Ставропольские подземные хранилища газа (ССПХГ)***. От КС Писаревка, расположенной на ГТС ***Новопсковский коридор,*** начинается ГТС ***Южно-Европейский газопровод***. ГТС ***Новопсковский коридор*** заканчивается на границе между Россией и Украиной.

От КС Оренбургская которая соединяется газопроводами с Оренбургским ГПЗ, ГТС ***Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ***, ГТС ***Домбаровка-Оренбург*** и газопроводом от нефтегазового месторождения Карачаганак, расположенного на территории Казахстана начинается ГТС ***Оренбургский коридор***. До узловой КС Александров-Гай часть ГТС проходит по территории Казахстана. К КС Александров-Гай с территории Казахстана приходит ГТС ***Средняя Азия-Центр***. От КС начинается ГТС ***Александров Гай-Острогожск***. От КС Сохрановка, расположенной на ГТС *Оренбургский коридор* начинается ГТС ***Сохрановка-Октябрьская***. Через эту КС проходит ГТС ***Южно-Европейский газопровод***. ГТС ***Оренбургский коридор*** заканчивается на границе между Россией и Украиной.

ГТС ***Бухара-Урал*** с территории Казахстана подходит к КС Домбаровка от которой начинается ГТС ***Домбаровка-Оренбург***. Далее ГТС ***Бухара-Урал*** проходит через КС Долгодеревенская на которой заканчивается ГТС ***Сургутский коридор*** и от которой начинается ГТС ***Долгодеревенская-Поляна***. ГТС ***Бухара-Урал*** так же, как и ГТС ***Старый коридор***, заканчивается в районе города Екатеринбург, переходя в газопроводы распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

Томская ГТС начинается от Нижневартовского и Белозерского ГПЗ. От КС Проскоково часть ***Томской*** ГТС соединяется на КС Богандинская с ГТС ***Сургутский коридор***. ***Томская*** ГТС заканчивается в районе города Новокузнецк, переходя в газопроводы распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Томск».

От КС Нижняя Тура, расположенной на ГТС ***Старый коридор*** начинается ГТС ***Нижняя Тура-Пермь-Горький-Центр*** и заканчивается в районе населённого пункта Теряево, соединяясь газопроводом Горький-Цент-Серпухов с КС Серпухов, расположенной на ГТС ***Кольцевой газопровод Московской области (КГМО)***, ГТС ***Северный Кавказ-Центр*** и ГТС ***Тула-Торжок***.

ГТС ***Средняя Азия-Центр*** приходит в Россию с территории Казахстана. ГТС проходит через КС Александров-Гай, через которую также проходит ГТС ***Оренбургский коридор*** и начинается ГТС ***Александров Гай-Острогожск***, через КС Мокроус на которой заканчивается ГТС Оренбург-Мокроус, через КМ Алгасово от

которой начинается ГТС Малый Курск и заканчивается на КС Воскресенск, расположенной на ГТС ***КГМО*** и ГТС ***Касимов-КГМО***.

От КС Пунга, расположенной на ГТС ***Старый коридор***, начинается ГТС ***Северный коридор***. На КС Ухта подключается ГТС ***Бованенково-Ухта***. От КС Ухта до КС Грязовец ГТС ***Северный коридор*** состоит из нескольких газопроводов разного рабочего давления (5,5, 7,5 и 10 Мпа), но работающих, за счет наличия межсистемных технологических перемычек с узлами регулирования давления газа, в одном гидравлическом режиме. КС Грязовец является большой узловой КС, от которой начинаются ГТС ***Грязовец-КГМО***, ГТС ***Грязовец-Государственная граница*** и ГТС ***Северо-Европейский газопровод*** и на которой заканчивается ГТС ***Починки-Ярославль***. ГТС ***Северный коридор*** заканчивается на КС Торжок, от которой начинаются ГТС ***Торжок-Валдай-Изборск***, ГТС ***Ямал-Европа***, ГТС ***Торжок-Долина*** и ***Торжок-Минск-Ивацевичи-Кобрин***.

От КС Грязовец начинается ГТС ***Грязовец-КГМО,*** которая заканчивается на КС Яхрома, расположенной на ГТС ***КГМО.***

От КС Грязовец начинается ГТС ***Грязовец-Государственная граница***. На 607 км ГТС соединяется с ГТС ***Торжок-Валдай-Изборск***. ГТС ***Грязовец-Государственная граница*** заканчивается на границе России и Финляндии.

От КС Грязовец начинается ГТС ***Северо-Европейский газопровод,*** который заканчивается после КС и ГИС Портовая на границе с Nord Stream AG.

От КС Торжок начинается ГТС ***Торжок-Валдай-Изборск***. После КС Валдай ГТС разделяется на два направления. Один поток направляется в сторону города Санкт-Петербург, соединяясь с ГТС ***Грязовец-Государственная граница*** далее к нему подключаются ГРС Восточная и Шоссейная ООО «Газпром трансгаз С. Петербург». Второй поток направляется в сторону границы с Эстонией, где и заканчивается ГТС.

От КС Торжок начинается ГТС ***Ямал-Европа***. ГТС проходит по территории России и Белоруссии и заканчивается на границе Белоруссии и Польши.

От КС Торжок начинается ГТС ***Торжок-Долина***. ГТС проходит по территории России и Белоруссии и заканчивается на границе Белоруссии и Украины.

От КС Торжок начинается ГТС ***Торжок-Минск-Ивацевичи-Кобрин***. ГТС проходит по территории России и Белоруссии и заканчивается на границе Белоруссии и Украины.

От КС Долгодеревенская начинается ГТС ***Долгодеревенская-Поляна***. Эта ГТС, расположенная между КС Долгодеревенская и КС Поляна, соединяет ГТС Сургутский коридор и ГТС Новопсковский коридор.

ГТС ***Домбаровка-Оренбург***, начинающаяся на КС Домбаровка заканчивается на КС Оренбург.

ГТС ***Оренбург-Мокроус*** начинается от КС Оренбург, проходит через город Самара, заканчивается на КС Мокроус, расположенной на ГТ ***Средняя Азия-Центр***.

Между КС Оренбург, Совхозным ПХГ и КС Поляна располагаются ГТС ***Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ*** **и** ***Башкирская*** **ГТС**.

От узловой КС Александров Гай, расположенной на ГТС ***Оренбургский коридор*** и ГТС ***Средняя Азия-Центр***, начинается ГТС ***Александров Гай-Острогожск***, заканчивающаяся на КС Острогожск, расположенной на ГТС ***Северный Кавказ-Центр*** и ГТС ***Шебелинка-Острогожск***.

ГТС ***Шебелинка-Острогожск*** начинается от границы с Украиной и заканчивается на КС Острогожск.

ГТС ***Северный Кавказ-Центр*** берет начало от ***Краснодарской*** ГТС (ГИС Прохоровка), проходит по территории Украины и подходит к КС Острогожск. Далее

ГТС проходит через КС Елецкая, которая также расположена на ГТС ***Малый Курск***, КС Щекинская, где заканчивается ГТС ***Тульский коридор*** и начинается ГТС ***Тула-Белоусово*** и заканчивается на КС Серпухов, расположенной на ГТС ***КГМО***.

От КС Щекинская, начинается ГТС ***Тула-Белоусово***, которая заканчивается на КС Белоусово.

ГТС ***Тула-Торжок*** начинается на КС Серпухов, расположенной на ГТС *КГМО*, далее ГТС проходит через КС Белоусово, где соединяется с ГТС ***Тула-Белоусово*** и заканчивается на КС Торжок, расположенной на ГТС ***Северный коридор***.

От КС Сохрановка, расположенной на **ГТС *Оренбургский коридор*** начинается ГТС ***Сохрановка-Октябрьская***. ГТС заканчивается на КС Октябрьская, расположенной на *Краснодарской* ГТС.

ГТС ***Южно-Европейский газопровод*** начинается на КС Писаревка, расположенной на ГТС Новопсковский коридор, далее проходит через КС Сохрановка, расположенной на ГТС Оренбургский коридор, и заканчивается на границе с компанией South Stream Transport D.V.

Краснодарская ГТС располагается от границы с Украиной (ГИС Прохоровка) до границы с ГТС ***Северного Кавказа*** (127 км) после КС Октябрьская и границы с ГТС *Северного Кавказа* (119 км) после КС Майкоп.

От КС Петровская, расположенной на ГТС Новопсковский коридор начинается ГТС ***Починки-Изобильное-Северо-Ставропольские подземные хранилища газа (ССПХГ)***, которая заканчивается на КС Изобильная, расположенной на ГТС *Северного Кавказа*.

Примечание: Название ГТС Починки-Изобильное-ССПХГ сформировано с учетом запроектированного строительства участка газопровода между КС Починки и КС Петровская.

ГТС ***Россия-Турция (Голубой поток)*** начинается на 901 км ГТС ***Починки-Изобильное-ССПХГ*** и заканчивается на границе с Blue Stream Pipeline Company D.V. перед КС Береговая, расположенной на берегу Черного моря.

ГТС ***Северного Кавказа*** начинается от границы с Казахстаном. На КС Зензели к ГТС подключаются газопроводы от Астраханского месторождения. Далее поток направляется в сторону КМ Моздок. В узловой точке Червлённая (бывшая КС) часть потока направляется к границе с Азербайджаном (ГИС Ново-Филя), а друга к КС Моздок куда приходит другой поток от Астраханского месторождения. От КС Моздок часть потока направляется к границе с Грузией (ГИС Чми), а другая основная часть к КС Невинномысск. От КС Невинномысск часть потока направляется в сторону КС Майкоп, где и заканчивается на границе (119 км) с *Краснодарской* ГТС. Другая основная часть потока направляется к КС Изобильная, на которой заканчивается ГТС ***Починки-Изобильное-ССПХГ***. На 28 км ГТС ***Северного Кавказа*** соединяется с ГТС ***Россия-Турция (Голубой поток)***. В районе КС Изобильная к ГТС ***Северного Кавказа*** подключены Северо-Ставропольские подземные хранилища газа Зелёная Свита и Хадум. ГТС ***Северного Кавказа*** заканчивается (0 км) на границе с ***Краснодарской*** ГТС (127 км).

ГТС ***Кольцевой газопровод Московской области (КГМО)*** имеет три место подключения к другим ГТС. На севере ГТС ***КГМО*** установлена КС Яхрома, куда газ поступает через ГТС ***Грязовец-КГМО***. В восточной части ГТС ***КГМО*** расположена КС Воскресенск, к которой подключена ГТС ***Средняя Азия-Центр*** и ГТС ***Касимов КГМО***. В западной части к КС Серпухов подключены ГТС ***Северный Кавказ-Центр*** и ***Нижняя Тура-Пермь-Горький-Центр***. От этой КС начинается ГТС ***Тула-Торжок***.

ГТС ***Касимов-КГМО*** связывает ПХГ Касимов и ПХГ Увяз с КС Воскресенск, расположенной на *ГТС КГМО*.

Между ГТС и отдельными газопроводами ГТС существуют межсистемные и технологические газопроводы-перемычки на некоторых из которых установлены узлы регулирования давления и узлы регулирования расхода газа. Наличие таких перемычек позволяет гибко регулировать потоки газа по всей ЕСГ в зависимости от технологических и экономических текущих возможностей и потребностей.

ГТС может представлять из себя как отдельный газопровод, так и целую систему газопроводов, работающих в едином гидравлическом режиме. Главным, определяющем ГТС является единое направление потока газа от места ее образования до места завершения.

Любую ГТС можно разбить на отдельные участки, на которых сохраняется единое направление потока газа. В начале или конце этих участков возможно изменение количества потока газа из-за притоков (по межсистемным перемычкам, от месторождений и ГПЗ, отборов из ПХГ) или отборов (по межсистемным перемычкам, закачки в ПХГ, отборов ГРС и других потребителей).

Далее рассмотрены ГТС и принадлежащие им (составляющие их) магистральные газопроводы с разбивкой на участки.

2.2.3. Газотранспортные системы и принадлежащие им магистральные газопроводы

2.2.3.1. ГТС Старый коридор

Таблица 2.2.1.

Участки ГТС Старый коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Новоуренгойская - КС Пангоды	1	Уренгой-Надым I	0	122,4	1420	75
		2	Уренгой-Надым II (Уренгой-Грязовец)	0	122	1420	75
		3	Уренгой-Петровск	0	122	1420	75
		4	Уренгой-Новопсков	0	121,5	1420	75
		5	СРТО-Торжок I (192,8км газопровода перемычки ГКС 2 - ГКС 1 1-я нитка) L=6,2 км	0	184,6	1420	75
		6	СРТО - Торжок II (193км газопровода перемычки ГКС-2 - ГКС-1 2-я нитка) L=6,5 км	0	182,2	1420	75
		7	СРТО-Торжок III (193км газопровода перемычки ГКС-2 - ГКС-1 2-я нитка) L=6,5 км	0	124,7	1420	75

Окончание табл. 2.2.1

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
2	КС Пангоды - КС Надым	1	Перемычка (Медвежье-Надым II-Уренгой -Надым I)	8,8 (122)	124	1420	75
		2	Уренгой-Надым I	122	213	1420	75
		3	Уренгой-Надым II (Уренгой-Грязовец)	123	213	1420	75
		4	Уренгой-Петровск	124	216	1420	75
		5	Уренгой-Новопсков	123	216	1420	75
		6	СРТО-Торжок I	127	185	1420	75
		7	СРТО - Торжок II	127	182	1420	75
3	ГКМ Медвежье - КС Надым	1	Медвежье-Надым I	0	101	1420	75
		2	Медвежье - Надым II	0	103	1420	75
4	КС Надым - КС Пунга	1	Надым-Пунга-Нижняя Тура III (Медвежье-Надым II 103 км)	0	566	1420	75
		2	Надым-Пунга IV (Уренгой-Надым I 213 км)	0	566	1420	75
		3	Надым-Пунга V (Уренгой-Надым II 213 км)	0	571	1420	75
		4	Надым-Пунга I (Медвежье – Надым I 101 км)	0	571,6	1220	55
		5	Надым-Пунга II (101 км Медвежье-Надым I /Медвежье-Надым II)	0	568	1220	55
		6	Уренгой-Петровск	216	736	1420	75
		7	Уренгой-Новопсков	216	730	1420	75
5	КС Перегребная - КС Пелым	1	Уренгой-Петровск	736	1034	1420	75
		2	Уренгой-Новопсков	730	1039	1420	75
6	КС Пунга - КС Нижняя Тура	1	Игрим-Пунга/ лупинг Игрим-Серов-Н.Тагил (530 км Надым-Пунга II)	0	177/ 185	1020	55
		2	Игрим-Серов-Н.Тагил (Игрим-Пунга 177 км)	0	617	1020	55
		3	СРТО-Урал-II (Надым-Пунга I / Надым-Пунга II 568 км)	0	617	1220	55
		4	Надым-Пунга-Нижняя Тура III (После узла редуцирования)	566	1176	1220	55

ГТС *Старый коридор* начинается на головной КС Уренгойская четырьмя газопроводами $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа*: Уренгой – Надым I, Уренгой – Надым II, Уренгой – Петровск и Уренгой – Новопсков.

В последние годы на участке от КС Ново-Уренгойская до КС Пангоды были построены три магистральных газопровода $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа*: СРТО – Торжок I, СРТО – Торжок II и СРТО – Торжок III.

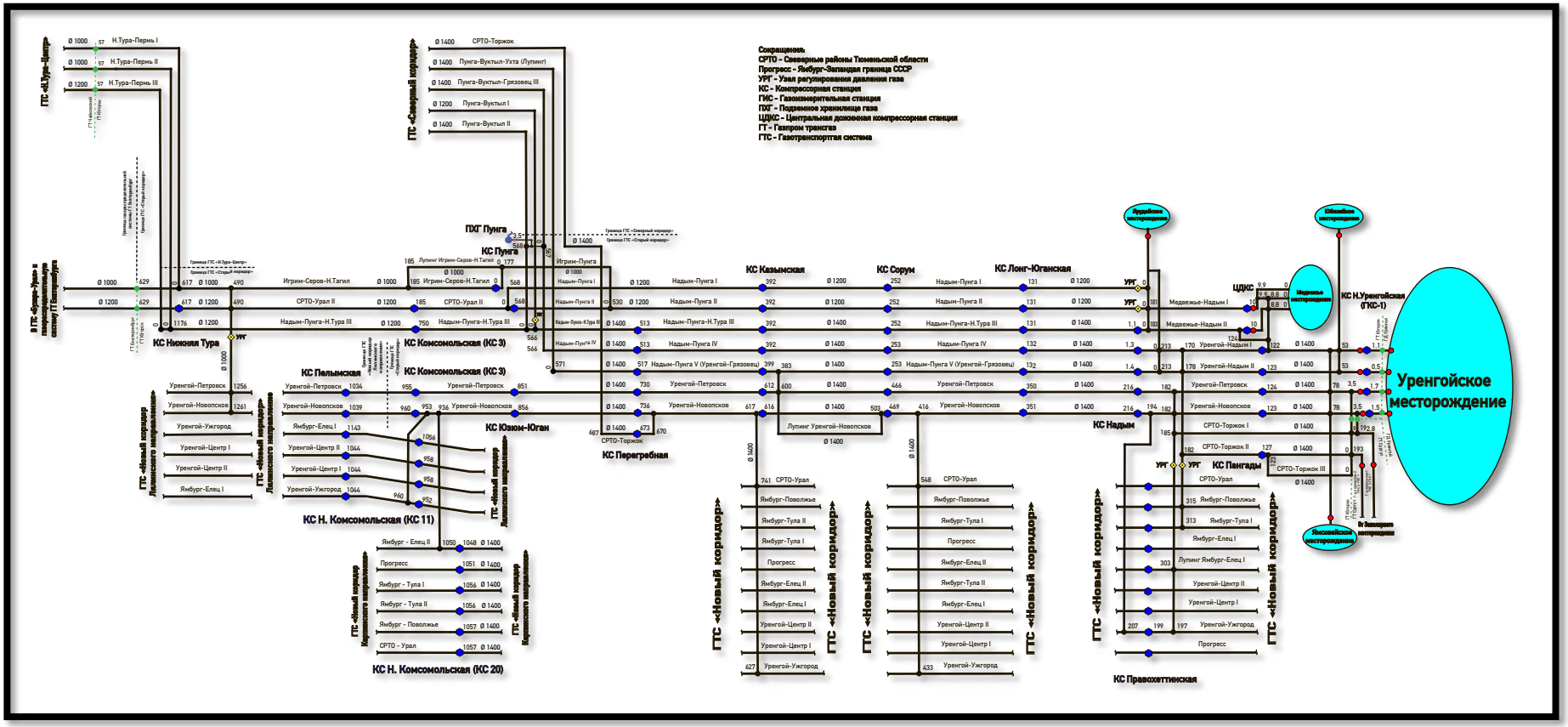


Рис. 2.2.3. Принципиальная схема ГТС Старый коридор

На КС Пангоды к ГТС подключаются магистральные газопроводы D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* Медвежье – Надым I и Медвежье – Надым II, подающие газ в ГТС от месторождения Медвежье.

На КС Надым часть магистральных газопроводов меняет название Уренгой – Надым II на Надым – Пунга V (Уренгой-Грязовец), Уренгой – Надым I на Надым – Пунга IV, Медвежье – Надым II на Надым – Пунга - Н. Тура II», Медвежье – Надым I на Надым – Пунга I D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* и появляется новый газопровод Надым – Пунга II D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* и с 530 км его лупинг D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*, имеющий название Игрим – Пунга.

На КС Пунга, такие магистральные газопроводы ГТС *Старый коридор* как Надым – Пунга II, Надым – Пунга IV и Надым – Пунга V, заканчиваются. Магистральный газопровод Надым – Пунга I меняет название на СРТО – Урал II, а Игрим – Пунга на Игрим – Серов. После КС Перегрёбная ГТС *Старый коридор*, разветвляясь на два направления, одно заканчивается на КС Пелымская (газопроводы Уренгой – Петровск и Уренгой – Новопсков), второе на КС Нижняя Тура (газопроводы СРТО – Урал II, Надым – Пунга - Н.Тура III и Игрим – Серов).

К ГТС *Старый коридор* помимо Уренгойского и Медвежьего подключены месторождения Юбилейное, Ямсовейское, Ярудейское.

В состав ГТС *Старый коридор* входят КС Ново-Уренгойская, КС Пангоды, КС Надым, КС Лонг-Юганская, КС Сорум, КС Казымская, КС Перегрёбная, КС Узюм-Юганская, КС Пунга, КС Комсомольская, КС Пелымская, КЦ КС Ивдельская, КЦ КС Краснотурьинская, КС Нижняя Тура.

К газопроводам ГТС *Старый коридор* подключено ПХГ Пунга.

ГТС *Старый коридор* межсистемными перемычками, в том числе и с УРГ связан с ГТС *Новый коридор* и ГТС *Новый коридор Лялинского направления*. От газопроводов ГТС *Старый коридор* начинаются ГТС *Северный коридор* и ГТС *Н. Тура – Пермь – Горький – Центр*.

ГТС *Старый коридор* полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Югорск».

2.2.3.2. ГТС Новый коридор

Таблица 2.2.2.

Участки ГТС Новый коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Новоуренгойская - КС Пангоды	1	Уренгой-Надым I	0	122,4	1420	75
		2	Уренгой-Надым II (Уренгой-Грязовец)	0	122	1420	75
		3	Уренгой-Петровск	0	122	1420	75
		4	Уренгой-Новопсков	0	121,5	1420	75
		5	СРТО-Торжок I (192,8км газопровода перемычки ГКС 2 - ГКС 1 1-я нитка) L=6,2 км	0	184,6	1420	75
		6	СРТО - Торжок II (193км газопровода перемычки ГКС-2 - ГКС-1 2-я нитка) L=6,5 км	0	182,2	1420	75
		7	СРТО-Торжок III (193км газопровода перемычки ГКС-2 - ГКС-1 2-я нитка) L=6,5 км	0	124,7	1420	75

Окончание табл. 2.2.2

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Ямбургская – КС Правохеттинская	8	Ямбург-Елец II (лупинг)	0	303	1420	75
		9	Ямбург-Елец I (лупинг) (Ямбург-Елец I 2,2 км)	0	179	1420	75
		10	Ямбург-Тула I (лупинг) (Ямбург-Тула II 3,8 км)	0	189	1420	75
		11	Ямбург-Елец I (лупинг)	183	303	1420	75
2	КС Пуровская - КС Правохеттинская	1	Уренгой-Центр II	0	198	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	0	198	1420	75
		3	Уренгой-Ужгород	0	199	1420	75
3	КС Правохеттинская - КС Таежная	1	СРТО-Урал	316	964	1420	75
		2	Ямбург-Поволжье	316	963	1420	75
		3	Ямбург-Тула II	316	965	1420	75
		4	Ямбург-Тула I	316	964	1420	75
		5	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	312	959	1420	75
		6	Ямбург-Елец II	311	956	1420	75
		7	Ямбург-Елец I	305	949	1420	75
		8	Уренгой-Центр II	198	850	1420	75
		9	Уренгой-Центр I	198	850	1420	75
		10	Уренгой-Ужгород	199	851	1420	75

ГТС *Новый коридор* начинается от месторождения Ямбург на головной КС Ямбургская магистральными газопроводами D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*: СРТО – Урал, Ямбург – Поволжье, Ямбург – Тула I, Ямбург – Тула II, Ямбург – Гос. граница (Прогресс), Ямбург – Елец I, Ямбург – Елец II и от Уренгойского месторождения на головной КС Пуровская магистральными газопроводами D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*: Уренгой - Центр I, Уренгой - Центр II и Уренгой - Ужгород.

На КС Правохеттинская два этих направления сходятся в единый поток и заканчиваются на КС Таёжная, от которой начинаются ГТС *Новый коридор Карпинского направления* и ГТС Новый коридор *Лялинского направления*.

В состав ГТС *Новый коридор* входят КС Ямбургская, КС Ныда, КС Пуровская, КС Хасырейская, КС Правохеттинская, КС Ягельная, КС Приозёрная, КС Сосновская, КС Верхнеказымская, КС Бобровская, КС Октябрьская.

ГТС *Новый коридор* связана межсистемными перемычками с ГТС *Старый коридор*.

ГТС *Новый коридор* полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Югорск».

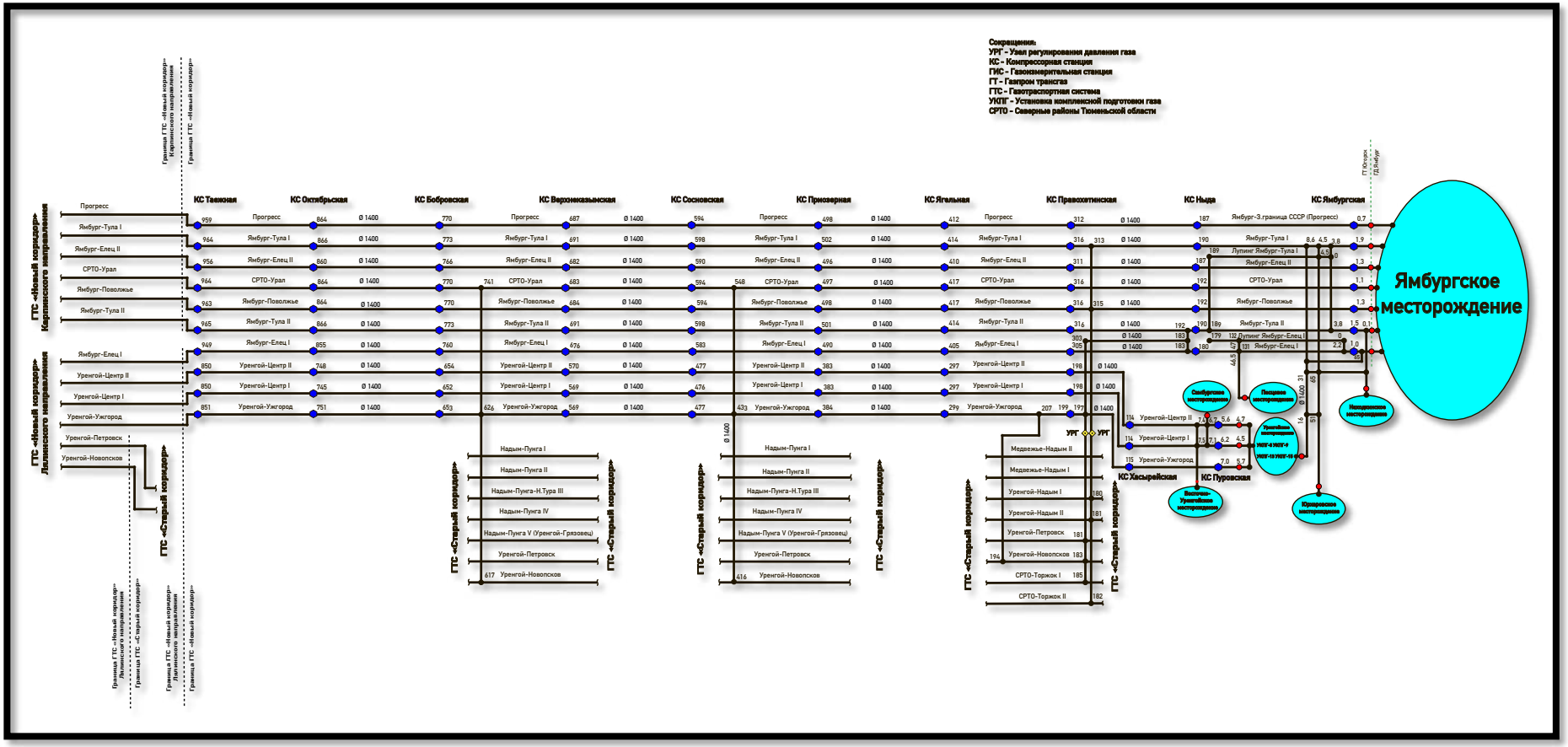


Рис. 2.2.4. Принципиальная схема ГТС Новый коридор

2.2.3.3 ГТС Новый коридор Лялинского направления

Таблица 2.2.3

Участки ГТС Новый коридор Лялинского направления

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Таежная – КС Пелымская	1	Ямбург-Елец I	949	1143	1420	75
		2	Уренгой-Центр II	850	1044	1420	75
		3	Уренгой-Центр I	850	1044	1420	75
		4	Уренгой-Ужгород	851	1044	1420	75
2	КС Комсомольская – КС Пелымская	1	Уренгой-Петровск	955	1034	1420	75
		2	Уренгой-Новопсков	960	1039	140	75
3	КС Пелымская – Граница Г ТГ Югорск/Г ТГ Чайковский	1	Ямбург-Елец I	1143	1509	1420	75
		2	Уренгой-Центр II	1043	1408	1420	75
		3	Уренгой-Центр I	1044	1408	1420	75
		4	Уренгой-Ужгород	1044	1408	1420	75
		5	Уренгой-Петровск	1034	1396	1420	75
		6	Уренгой-Новопсков	1039	1401	1420	75
4	Граница Г ТГ Югорск/Г ТГ Чайковский - КС Кунгурская	1	Ямбург-Елец I	1509	1687	1420	75
		2	Уренгой-Центр II	1401	1578	1420	75
		3	Уренгой-Центр I	1401	1578	1420	75
		4	Уренгой-Ужгород	1399	1577	1420	75
		5	Уренгой-Петровск	1396	1573	1420	75
		6	Уренгой-Новопсков	1398	1571	1420	75

ГТС *Новый коридор Лялинского направления*, являясь одним из продолжений ГТС *Новый коридор*, начинается на КС Таёжная магистральными газопроводами D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*: Уренгой - Центр I, Уренгой - Центр II, Уренгой - Ужгород и Ямбург - Елец I.

На КС Комсомольская (КС-3) к ГТС подсоединяются магистральные газопроводы D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*: Уренгой – Петровск и Уренгой – Н. Псков. ГТС *Новый коридор Лялинского направления* заканчивается на КС Кунгурская, где она разделяется на два направления образующие ГТС *Ужгородский коридор* и ГТС *Новопсковский коридор*.

ГТС *Новый коридор Лялинского направления* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский». В районе КС Ляля находится граница между ними, на которой установлена ГИС Ляля.

ГТС *Новый коридор Лялинского направления* соединена межсистемными перемычками с ГТС *Новый коридор Карпинского направления*, ГТС *Н. Тура – Пермь – Горький – Центр* и ГТС *Старый коридор* с установленными УРГ.

В составе ГТС находятся КС Таёжная, КС Новокомсомольская, КС Пелымская, КС Ивдельская, КС Краснотурьинская, КС Лялинская, КС Горнозаводская, КС Кунгурская.

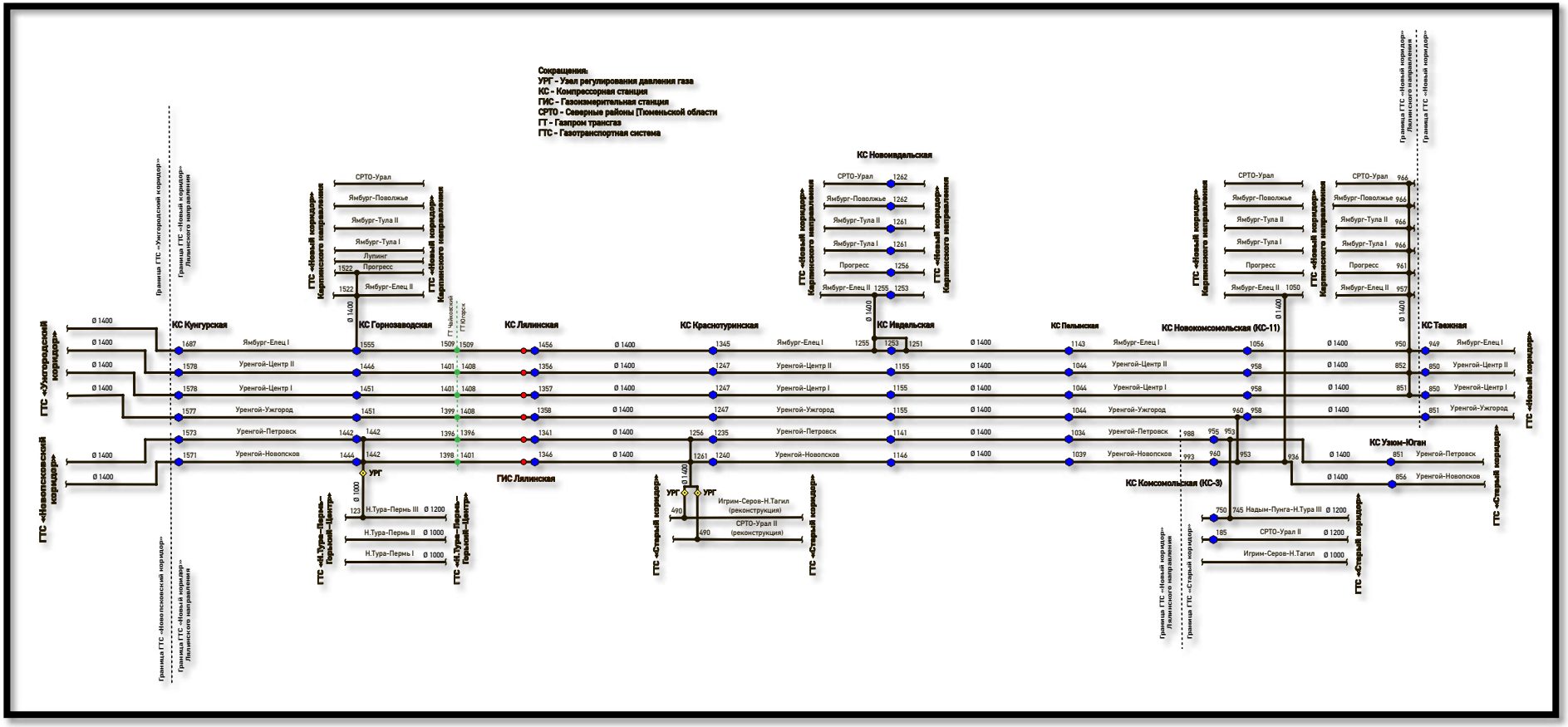


Рис. 2.2.5. Принципиальная схема ГТС Новый коридор Лялинского направления

2.2.3.4 ГТС Новый коридор Карпинского направления

Таблица 2.2.4

Участки ГТС Новый коридор Карпинского направления

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Таежная - Граница Г ТГ Югорск/Г ТГ Чайковский	1	СРТО-Урал	964	1453	1420	75
		2	Ямбург-Поволжье	963	1453	1420	75
		3	Ямбург-Тула II	965	1453	1420	75
		4	Ямбург-Тула I	964	1453	1420	75
		5	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	959	1445	1420	75
		6	Ямбург-Елец II	956	1445	1420	75
		7	Ямбург-Тула II (лупинг)	1362	1453	1420	75
		8	Ямбург-Елец II (лупинг)	1354	1445	1420	75
2	Граница Г ТГ Югорск/Г ТГ Чайковский - КС Гремяченская	1	СРТО-Урал	1431	1554	1420	75
		2	Ямбург-Поволжье	1431	1554	1420	75
		3	Ямбург - Тула II	1431	1554	1420	75
		4	Ямбург – Тула I (лупинг) (Ямбург-Тула II (лупинг)1452,7 км)	1431	1553	1420	75
		5	Ямбург-Тула I	1431	1554	1420	75
		6	Ямбург-Западная Граница СССР(Прогресс)	1431	1554	1420	75
		7	Ямбург - Западная граница СССР (Прогресс) (лупинг) (Ямбург-Елец II (лупинг) 1445 км)	1431	1553	1420	75
		8	Ямбург-Елец II	1431	1554	1420	75
3	КС Гремяченская - КС Новокунгурская	1	СРТО-Урал	1554	1690	1420	75
		2	Ямбург-Поволжье	1554	1690	1420	75
		3	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	1554	1689	1420	75
		4	Ямбург-Елец II	1554	1689	1420	75

ГТС *Новый коридор Карпинского направления* так же как и ГТС Новый коридор Лялинского направления, являясь другим продолжением ГТС *Новый коридор*, начинается на КС Таёжная магистральными газопроводами D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*: СТРО – Урал, Ямбург – Поволжье, Ямбург – Тула I, Ямбург – Тула II, Прогресс и Ямбург – Елец II.

На КС Гремяченская газопроводы ГТС Ямбург – Тула I, Ямбург – Тула II начинают ГТС *Тульский коридор*. После КС Кунгурская газопроводы Прогресс и Ямбург – Елец II образуют составляющую ГТС *Ужгородский коридор*, а СТРО – Урал и Ямбург – Поволжье образуют составляющую ГТС *Новопсковский коридор*.

После КС Карпинская находится граница между ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский», где установлена ГИС Карпинская. ГТС соединена перемычками с ГТС Старый коридор и ГТС Новый коридор Лялинского направления.

В составе ГТС находятся КЦ КС Таёжная, КЦ КС Новокомсомольская, КС Новопелымская, КС Новоивдельская, КС Карпинская, КЦ КС Гремяченская.

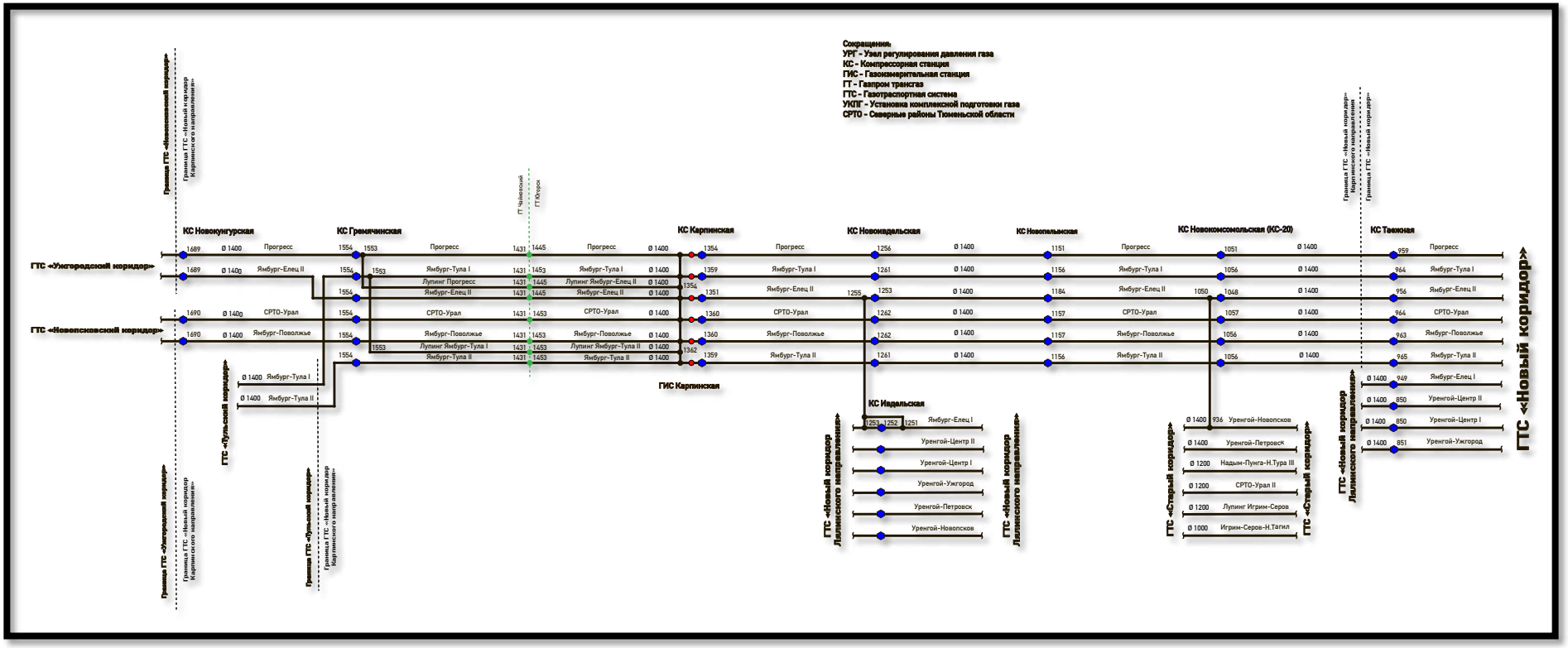


Рис. 2.2.6. Принципиальная схема ГТС Новый коридор Карпинского направления

2.2.3.5 ГТС Северный коридор

Таблица 2.2.5

Участки ГТС Северный коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Пунга – Граница Г ТГ Югорск/Г ТГ Ухта	1	Пунга-Ухта-Грязовец III (566 км Надым-Пунга IV)	0	292	1420	75
		2	СРТО-Торжок (735 км Уренгой-Новопсков)	670	1027	1420	75
		3	Пунга-Вуктыл-Ухта II (566 км Надым-Пунга-Нижняя Тура III)	0	292	1420	75
		4	Пунга-Вуктыл-Ухта I (566 км Надым-Пунга-Нижняя Тура III)	0	292	1220	55
		5	Пунга-Вуктыл-Ухта лупинг (Надым-Пунга V (Уренгой-Грязовец) 571 км)	0	122	1420	75
2	Граница Г ТГ Югорск/Г ТГ Ухта – КС Вуктыл (Вуктыльская)	1	Пунга-Вуктыл-Ухта II	292	380	1420	75
		2	Пунга-Вуктыл-Ухта I	292	380	1220	55
		3	Пунга-Ухта-Грязовец III	292	380	1420	75
		4	СРТО-Торжок	1027 (292)	1115 (380)	1420	75
3	КС Вуктыл (Вуктыльская) – КС Ухта (Ухтинская)	1	Вуктыльская-Ухта I	0	192	1020	55
		2	Вуктыльская-Ухта II	0	192	1220	55
		3	Пунга-Вуктыл-Ухта II	380	570	1420	75
		4	Пунга-Вуктыл-Ухта I	380	570	1220	55
		5	Пунга-Ухта-Грязовец III	380	570	1420	75
		6	СРТО-Торжок	1116 (381)	1309	1420	75
4	КС Ухта (Ухтинская) (Сосногорская) – КС Грязовец (Грязовецкая)	1	Ухта-Торжок I (Вуктыл-Ухта I 192 км)	0	944	1220	55
		2	Ухта-Торжок II (Вуктыл-Ухта II 192 км)	0	944	1220	55
		4	Ухта-Торжок III (Пунга-Вуктыл-Ухта II 570 км)	0	944	1420	75
		5	Пунга-Ухта-Грязовец IV (Пунга-Ухта-Грязовец III 570 км)	0	944	1420	75
		6	Грязовец-Торжок IV (лупинг)	942	945	1420/1220	55
		7	СРТО - Торжок	1309	2281 (948)	1420	75
		8	Ухта-Торжок I (Грязовец) (Бованенково-Ухта I 1106 км)	1106	2078	1420	100
		9	Ухта-Торжок II (Ямал) (Бованенково-Ухта II 1106 км)	1106	2078	1420	100
5	КС Грязовец (Грязовецкая)-Граница Г ТГ Ухта/Г ТГ Санкт-Петербург	1	Ухта-Торжок I	944	1180	1220	55
		2	Ухта-Торжок II	944	1180	1220	55
		3	Ухта-Торжок III	944	1180	1420	75
		4	Грязовец-Торжок IV (Пунга-Ухта-Грязовец IV 944 км)	944	1180	1220	55
		5	СРТО - Торжок	1116 (381)	2517 (1181)	1420	75

Окончание табл. 2.2.5

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
6	Граница Г ТГ Ухта/Г ТГ Санкт-Петербург - КС Торжок	1	Ухта-Торжок III	1180	1334	1420	75
		2	Ухта-Торжок I	1180	1333	1220	55
		3	Ухта-Торжок II	1180	1333	1220	55
		4	Грязовец-Торжок IV	237	392	1220	55
		5	СРТО - Торжок	2517	2675	1420	75

ГТС *Северный коридор* начинается магистральными газопроводами Пунга - Вуктыл – Ухта лупинг, Пунга – Ухта - Грязовец III, Пунга - Вуктыл – Ухта II D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* и магистральным газопроводом Пунга - Вуктыл – Ухта I D_y=1200 *мм* и P_y=5,5 *МПа,* которые берут своё начало от магистральных газопроводов Надым - Пунга – Н. Тура III, Надым - Пунга IV, Надым - Пунга V D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* и магистральным газопроводом СТРО – Торжок D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа,* который на отметке 687 км продолжается от ГТС *Старый коридор*.

Магистральный газопровод Пунга - Вуктыл – Ухта лупинг D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* заканчивается на отметке 122 км, а остальные газопроводы продолжаются до КС Вуктыл и КС Вуктыльская.

На КС Вуктыл к ГТС присоединяются магистральные газопроводы D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* «Вуктыл – Ухта II» и D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* «Вуктыл – Ухта I», идущие от Вуктыльского газоконденсатного месторождения (Юдыгское ГКМ и Западно-Соплесское ГКМ) через ДКС Вуктыльская. Между газопроводом СТРО – Торжок D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* и газопроводами Вуктыл – Ухта II, Пунга - Вуктыл – Ухта II существует перемычка с УРГ. Газопровод Пунга - Вуктыл – Ухта I D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* на отметке 570 км соединяется с газопроводом Вуктыл – Ухта II и прекращает своё существование.

На КС Ухта магистральные газопроводы меняют своё название: Пунга – Ухта - Грязовец III на Пунга – Ухта – Грязовец IV, Пунга - Вуктыл – Ухта II на Ухта – Грязовец III, Вуктыл – Ухта II на Ухта - Торжок I и «Вуктыл – Ухта I на Ухта - Торжок I D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа*. Отсчёт протяжённости этих газопроводов на КС Ухта начинается с 0 км. На КС Ухта к ГТС *Северный коридор* после ГИС-21 присоединяются газопроводы Ухта-Торжок I (Грязовец) и Ухта-Торжок II (Ямал) ГТС *Бованенково – Ухта* Dy=1400 *мм* Py=10 *МПа*. Между газопроводами Ухта-Торжок I (Грязовец) и СРТО – Торжок существует перемычка с УРГ и ГИС-12. До КС Грязовец между газопроводами Бованенково – Ухта I и СРТО – Торжок установлены пять технологических перемычек с УРГ.

Участок между КС Ухта и КС Грязовец по сути состоит из трёх систем магистральных газопроводов Dy=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* (Пунга – Ухта – Грязовец IV, Ухта – Грязовец III, СРТО – Торжок, D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Ухта - Торжок I, «Ухта - Торжок II») и D_y=1400 *мм* P_y=10 *МПа* Ухта-Торжок I (Грязовец) и Ухта-Торжок II (Ямал), соединённых между собой технологическими перемычками как с УРГ так и без них, что обеспечивает возможность работы ГТС *Северный коридор* в едином гидравлическом режиме.

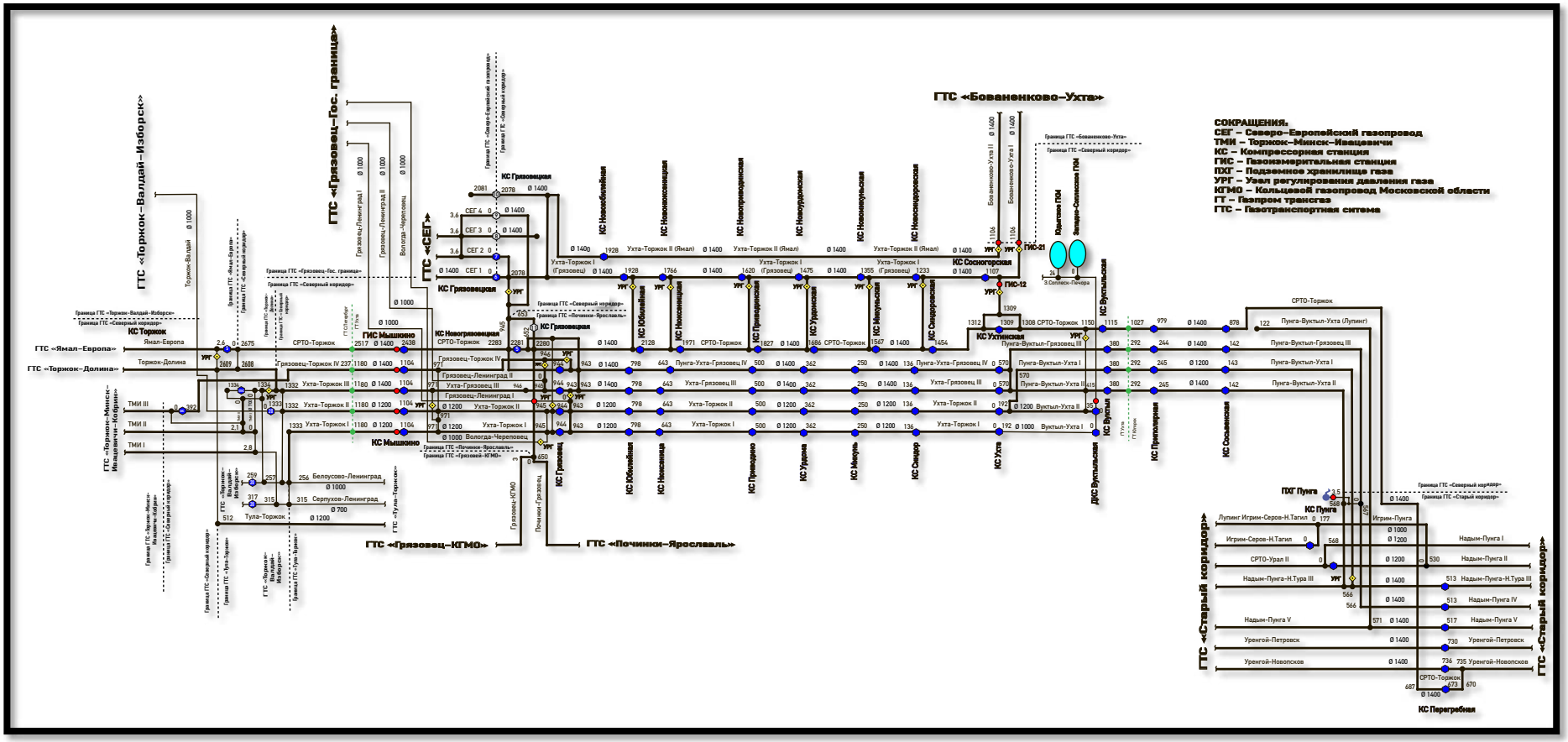


Рис. 2.2.7. Принципиальная схема ГТС Северный коридор

КС Грязовец и КС Грязовецкая представляют собой сложную узловую компрессорную станцию. На ней к ГТС *Северный коридор* подключаются магистральный газопровод Починки – Грязовец D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* ГТС *Починки-Ярославль*. От КС начинаются магистральные газопроводы D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *Мпа* Грязовец – ГКМО ГТС *Грязовец-КГМО*, D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* Грязовец – Ленинград II, Грязовец – Ленинград I и РГ Вологда-Череповец ГТС *Грязовец-Гос. Граница,* магистральные газопроводы D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* Северо-Европейский газопровод I, Северо-Европейский газопровод II и Северо-Европейский газопровод III ГТС *Северо-Европейский газопровод*.

На КС Грязовец газопровод Пунга – Ухта – Грязовец IV меняет свое название на Грязовец - Торжок IV.

На границе между ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз С. Петербург» газопровод Грязовец - Торжок IV меняет свой километраж с 1180 км на 237 км.

Газопровод Ухта - Торжок I и Ухта - Торжок II заканчиваются на отметке 1333 км (перед КС Торжок (КЦ 20)), где они соединяется с газопроводами Белоусово – Ленинград и Серпухов – Ленинград начинающими ГТС *Торжок – Валдай – Изборск*.

ГТС *Северный коридор* заканчивается на КС Торжок, от которой начинаются новые ГТС *Торжок-Минск-Ивацевичи-Кобрин*, *Торжок-Долина*, *Ямал-Европа* и *Торжок – Валдай – Изборск*.

ГТС *Северный коридор* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз С. Петербург». На границах разделов установлены ГИС Приполярная и ГИС Мышкино.

В составе ГТС находятся КС Сосьвинская, КС Приполярная, КС Вуктыл, ДКС Вуктыльская, КС Вуктыльская, КС Ухта, КС Ухтинская, КС Синдор, КС Синдоровская, КС Микунь, КС Микуньская, КС Урдома, КС Урдомская, КС Приводино, КС Приводинская, КС Нюксеница, КС Нюксеницкая, КС Юбилейная, КС Грязовец, КС Грязовецкая, КС Мышкино, КС Сосногорская, КС Новосиндорская, КС Новомикуньская, КС Новоурдомская, КС Новоприводинская, КС Новонюксенецкая, КС Новоюбилейная.

2.2.3.6. ГТС Сургутский коридор

Таблица 2.2.6

Участки ГТС Сургутский коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Заполярное - Уренгой	1	Заполярное-Уренгой I	0	188	1420	75
		2	Заполярное-Уренгой II	0	189	1420	75
		3	Заполярное-Уренгой III	0	189	1420	75
		4	Ю. Русское ГКМ - КС Пуртазовская	0	95	1420	75
		5	Пуртазовская КС - Новоуренгойская ГКС-2	95	185	1420	75
2	Уренгойское месторождение - КС Вынгапуровская	1	Уренгой-Челябинск I	0	381	1420	75
		2	Уренгой-Челябинск II	0	381	1420	75

Окончание табл. 2.2.6

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
3	КС Вынгапуровская - 645 км (р. Обь)	1	Уренгой-Челябинск I	381	622	1420	75
		2	Уренгой-Челябинск II	381	622	1420	75
		3	СРТО-Омск	128,6	373	1420	75
4	645 км (р.Обь) - Резанный пикет	1	Уренгой - Челябинск I	622	1173/ 1168	1420	75
		2	Уренгой - Челябинск II	622	1173/ 1168	1420	75
5	Резанный пикет – КС Богандинская	1	Уренгой - Челябинск I	1173/ 1168	1410	1420	75
		2	Уренгой - Челябинск II	1173/ 1168	1410	1420	75
6	КС Богандинская - Граница Г ТГ Сургут/Г ТГ Екатеринбург	1	Уренгой-Челябинск I	1410	1481	1420	75
		2	Уренгой-Челябинск II	1410,3	1481	1420	75
7	Граница Г ТГ Сургут/Г ТГ Екатеринбург - КС Долгодеревенская	1	Комсомольское-Челябинск (Уренгой-Челябинск I 1481 км)	1273 (1481)	1540	1420	75
		2	Уренгой-Челябинск II	1481	1748	1420	75

ГТС *Сургутский коридор* начинается двумя потоками, которые соединяются на КС Ново-Уренгойская (ГКС-2). Один поток от Уренгойского месторождения с газопроводами $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* Уренгой – Челябинск I и Уренгой – Челябинск II, которые начинают старую часть ГТС, работавшею до ввода в действие месторождения Заполярное. Второй поток с газопроводами $D_у$=1400 *мм* Ру=7,5 *МПа* Заполярное – Уренгой I и Ю. Русское ГКМ – КС Пуртазовская, переходящий в газопровод КС Пуртазовская – Новоуренгойская ГКС-2 с лупингом, которые составляют новую часть ГТС, появившеюся после введения в строй месторождения Заполярное. Газопроводы Заполярное – Уренгой III и Заполярное – Уренгой II, работающие с этой частью в едином гидравлическом режиме до КС Пуртазовская, где они затем подключаются к газопроводам соединяющим Самбуровское месторождение с межпромысловыми коллекторами Уренгойского месторождения.

КС Ново-Уренгойская (ГКС-2) соединяется газопроводами перемычками с ГТС *Старый коридор*.

На участке от КС Вынгапуровская в ГТС *Сургутский коридор* появляется третий газопровод $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* СРТО - Омск.

На участке до КС Вынгапуровская к ГТС *Сургутский коридор* подключены газовые, нефтегазовые и газоконденсатные месторождения: Южно-Русское, Северо-Русское, Береговое, Яро-Яхинское, Восточно-Уренгойское, Северо-Есетинское, Ево-Яхинское, Стерховое, Добровольское, Уренгойское месторождение олимпийский участок, Пырейное, Восточно-Таркосолинское, Ханчейское, Юмантыльское, Северный участок Губкинского месторождения, Северо-Губкинское, Западно-

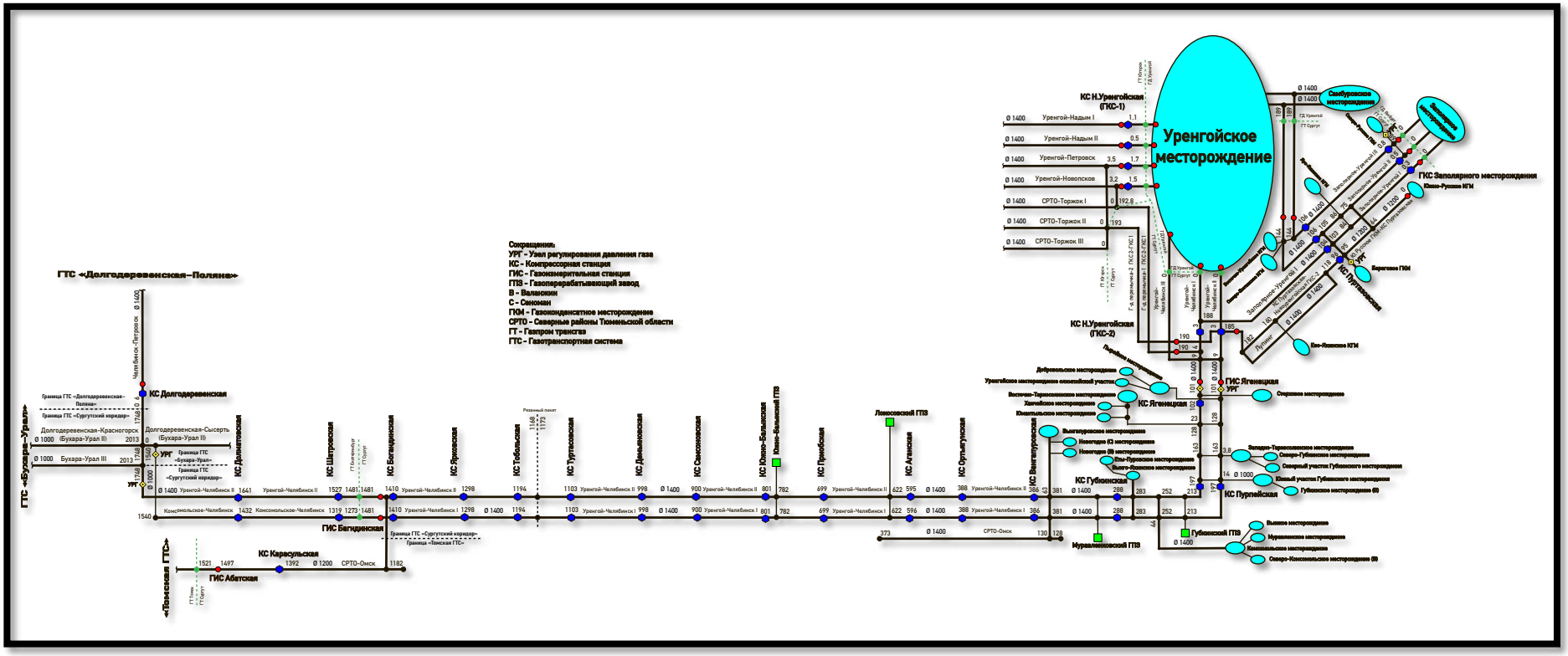


Рис. 2.2.8. Принципиальная схема ГТС Сургутский коридор

Таркосолинское, Губкинское, Южный участок Губкинского месторождения, Вьюжное, Муравлевское, Комсомольское, Северо-Комсомольское, Еты-Пуровское, Вынго-Яхинское, Новогоднее, Вынгапуровское.

На участке до КС Южно-Балыкская к ГТС *Сургутский коридор* подключены газоперерабатывающие заводы: Губкинский, Муравленковский, Локосовский, Южно-Балыкский.

В районе КС Богандинская находится граница между ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», на которой установлена ГИС Богандинская. После границы газопровод Уренгой – Челябинск I меняет название на Комсомольское – Челябинск и километраж с 1481 км на 1273 км.

После КС Богандинская ГТС *Сургутский коридор* соединяется перемычкой с *Томской* ГТС.

ГТС *Сургутский коридор* заканчивается перед КС Долгодеревенская. Здесь газопровод Комсомольское – Челябинск заканчивается, а газопровод Уренгой – Челябинск II переходит в газопровод Челябинск – Петровск $D_у$=1400 *мм* Ру=7,5 *МПа* ГТС *Долгодеревенская – Поляна*.

ГТС *Сургутский коридор* является реверсивной системой на участке КС Ягенетская – КС Н. Уренгойская. Существует технологическая возможность подачи газа от месторождений Заполярное и Уренгойское в ГТС *Сургутский коридор* и ГТС *Старый коридор*, а также от месторождений, подключённых на участке КС Ягенетская - КС Вынгапуровская в ГТС *Сургутский коридор* и *ГТС Старый коридор*.

В составе ГТС *Сургутский коридор* находятся ГКС Заполярная, КС Пуртазовская, КС Ново-Уренгойская, КС Ягенетская, КС Пурпейская, КС Губкинская, КС Вынгапуровская, КС Ортьягунская, КС Аганская, КС Приобская, КС Ю. Балыкская, КС Самсоновская, КС Демьяновская, КС Туртасская, КС Тобольская, КС Ярковская, КС Богандинская, КС Шатровская, КС Далматовская.

ГТС *Сургутский коридор* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

2.2.3.7. ГТС Долгодеревенская – Поляна

Таблица 2.2.7.

Участки ГТС Долгодеревенская – Поляна

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Долгодеревенская - Граница Г ТГ Екатеринбург/Г ТГ Уфа	1	Челябинск-Петровск	6	112	1420	75
2	Граница Г ТГ Екатеринбург/Г ТГ Уфа - КС Поляна	1	Челябинск-Петровск	112	333	1420	75

ГТС *Долгодеревенская – Поляна* состоит из одного магистрального газопровода Челябинск – Петровск Dy=1400 *мм* Ру=7,5 *МПа*, который начинается перед КС Долгодеревенская, являясь продолжением МГ Комсомольское – Челябинск ГТС *Сургутский коридор*, и заканчивается на КС Полянская.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Уфа». Между КС Долгодеревенская и КС Ургала находится

граница между ними. После КС Долгодеревенская установлена ГИС Долгодеревенская.

В состав ГТС входят КС Долгодеревенская, КС Ургала, КС Аракулово.

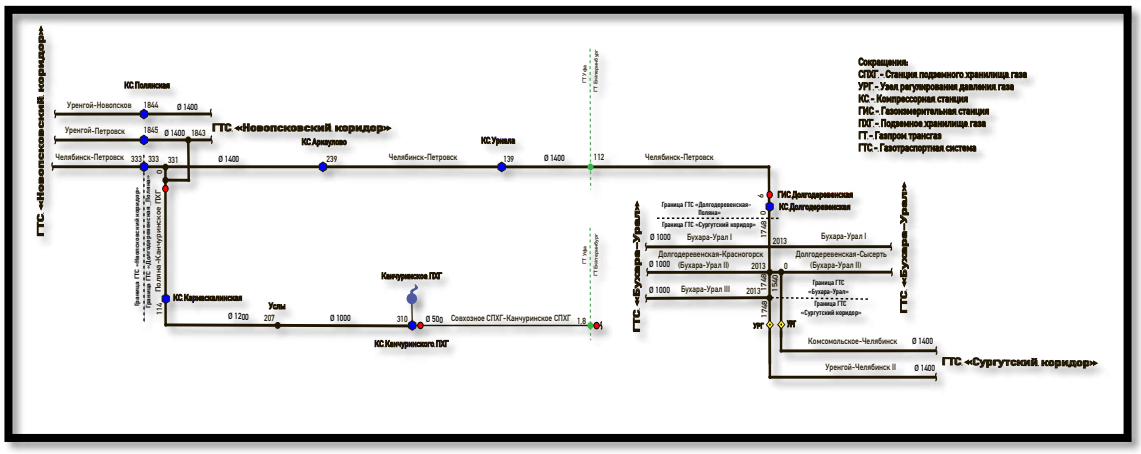


Рис. 2.2.9. Принципиальная схема ГТС Долгодеревенская - Поляна

2.2.3.8 ГТС Северного Кавказа

Таблица 2.2.8.

Участки ГТС Северного Кавказа

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	ГИС Прохоровка - 266 км (р. Дон)	1	Новопсков-Аксай-Моздок - север	333	265	1220	55
		2	Северный Кавказ-Центр (СКЦ)	333	266	1220	55
		3	Краснодарский край - Серпухов II	327	278	1020	55
		4	Краснодарский край - Серпухов II	278	266	1220	55
2	266 км (р. Дон) - Граница Г ТГ Краснодар/Г ТГ Ставрополь	1	Новопсков-Аксай-Моздок	265	127	1220	55
		2	Северный Кавказ-Центр (СКЦ)	266	129	1220	55
3	Граница Г ТГ Краснодар/Г ТГ Ставрополь - КС Изобильная	1	Новопсков-Аксай-Моздок-север	127	0	1220	55
		2	Северный Кавказ-Центр (СКЦ)	129	0	1220	55
		3	Починки-Изобильное-ССПХГ	934	938	1220	55
4	КС Изобильная - КС Невинномысск	1	Новопсков-Аксай-Моздок (юг)	0	97	1220	55
		2	КС Изобильная-Невинномысск	0	99	1220	55
		3	Ставрополь-Грозный I	9	76	720	55
		4	Ставрополь-Грозный II	9	75	720	55
		5	Изобильное-Невинномысск	0	97	1020	55

Окончание табл. 2.2.8.

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
5	КС Невинномысск - КС Моздок	1	Новопсков-Аксай-Моздок - юг	97	348	1220	55
		2	Невинномысск-Моздок	0	251	1220	55
		3	Ставрополь-Грозный I	76	173	720	55
		4	Ставрополь-Грозный I	212	323	720	55
		5	Ставрополь-Грозный II	274	316	520	55
		6	Моздок-Невинномысск	244	316	1020	55
6	Граница ИЦА/ГТГ Ставрополь - Граница ГТГ Ставрополь/ГТГ Махачкала	1	Макат-Северный Кавказ	371	735	1420	75
		2	Макат-Северный Кавказ (лупинг)	465	490	1420	75
7	Граница ГТГ Ставрополь/ГТГ Махачкала – граница ГТГ Махачкала/ГУП Чеченгазпром	1	Макат-Северный Кавказ	735	864	1420	75
8	КС Моздок – Граница ГТГ Ставрополь/ГУП Чеченгазпром	1	Ищерская-Моздок (113 км Камыш Бурун-Горагорский)	47	0	1020	55
		2	Кази-Магомед-Моздок	882	837	1220	55
		3	Ставрополь-Грозный	323	344	720	55
9	Граница ГТГ Ставрополь/ГУП Чеченгазпром - Граница ГУП Чеченгазпром/ГТГ Махачкала	1	Кази-Магомед-Моздок	837	723	1220	55
10	Граница ГУП Чеченгазпром/ГТГ Махачкала – Граница Россия/Азербайджан (ГИС Н. Филя)	1	Кази-Магомед-Моздок	732	426	1220	55
11	КС Моздок - Россия /Грузия (ГИС Верхний Ларс)	1	Северный Кавказ-Закавказье	0	138	1420	75
		2	Моздок-Тбилиси	0	83	720	55
		3	Моздок-Тбилиси	104	117	720	55
12	Астраханский ГПЗ – 359 км	1	Астраханский ГПЗ - Замьяны	0	84	1020	55
		2	Астраханский ГПЗ-Камыш-Бурун	0	133	1020	55
		3	Астраханский ГПЗ-Камыш-Бурун	133	359	820	55
13	359 км – ГИС Астраханский	1	Северные р-ны Дагестана-Камыш-Бурун (АГПЗ-Камыш-Бурун 359 км)	0 (359)	48	1020	55

Окончание табл. 2.2.8.

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
14	ГИС Астраханский-ГИС 87 км	1	Камыш-Бурун-Горагорская (Северные р-ны Дагестана-Камыш-Бурун 48 км)	0 (48)	88	720	55
		2	Камыш-Бурун-Ищерская (Северные р-ны Дагестана-Камыш-Бурун 48 км)	0 (48)	88	720	55
15	ГИС 87 км–113 км	1	Камыш-Бурун-Горагорский	88	113	720	55

ГТС *Северного Кавказа* является сложной, реверсивной, многонаправленной и разветвлённой системой.

Одно направление ГТС начинается от ГИС Прохоровка, находящейся на границе с Украиной, газопроводом Краснодарский край – Серпухов II D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* и газопроводами D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Новопсков – Аксай – Моздок север (НАМ север) и Северный Кавказ – Центр (СКЦ). На 266 км (после р. Дон) газопровод Краснодарский край – Серпухов II переходит в газопровод Ленинградская – Ростов, а от газопровода Северный Кавказ – Центр отделяется газопровод-отвод D_y=500 *мм* P_y=5,5 на г. Ростов, который через 5,5 км переходит в газопровод Краснодарский край – Серпухов I. Эти газопроводы начинают *Краснодарскую* ГТС.

На КС Изобильная газопровод Новопсков – Аксай – Моздок север (НАМ север) меняет название на газопровод Новопсков – Аксай – Моздок юг (НАМ юг) D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа,* газопровод Северный Кавказ – Центр заканчивается, соединяясь перемычкой с газопроводом Починки – Фролово – Изобильное – ССПХГ ГТС *Починки – Фролово – Изобильное – ССПХГ*. Этот газопровод заканчивается на КС Изобильная, переходя в газопровод КС Изобильная – Невинномысск D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа.* В районе КС Изобильная к газопроводам подключены Северо-Ставропольские ПХГ Зелёная Свита и Хадум.

На участке между КС Изобильная и КС Невинномысск, где установлена КС Рождественская ГТС помимо основных магистральных газопроводов Новопсков – Аксай – Моздок юг и КС Изобильная – Невинномысск состоит из газопроводов Ставрополь – Грозный I D_y=700 *мм* P_y=5,5 *МПа*, Ставрополь – Грозный II D_y=700 *мм* P_y=5,5 *МПа* и Изобильная – Невинномысск D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*, которые частично участвуя в транспорте газа в основном выполняют функцию распределительных газопроводов высокого давления.

На КС Невинномысск газопровод Новопсков – Аксай – Моздок юг меняет диаметр на D_y=1000 *мм* до отметки 192 км и затем снова меняет диаметр на D_y=1200 *мм*. На КС Невинномысск газопровод Изобильное – Невинномысск D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* заканчивается и начинается газопровод Невинномысск – Моздок D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа.* Газопроводы Ставрополь – Грозный I и Ставрополь – Грозный II становятся распределительными газопроводами высокого давления и практически в магистральном транспорте газа не участвуют. В магистральном транспорте участвует газопровод Моздок – Невинномысск D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.* На КС Невинномысск начинается газопровод Невинномысск – Майкоп, который на границе с ООО «Газпром трансгаз Краснодар» как правило закрыт и

работает как распределительный газопровод высокого давления. Эта часть ГТС заканчивается на КС Моздок.

Второе направление ГТС *Северного Кавказа* начинается от КС Моздок газопроводом Северный Кавказ – Закавказье D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* и газопроводом Моздок – Тбилиси D_y=700 *мм* P_y=5,5 *МПа,* работающий параллельно отдельными участками. На отметке 116 км газопровод Северный Кавказ – Закавказье меняет диаметр на D_y=1200. Это направление заканчивается на ГИС Верхний Ларс, которая находится на границе с Грузией.

Третья часть ГТС *Северного Кавказа* разбивается на два направления, которые заканчиваются на КС Моздок.

По первому направлению от ГИС Акколь, находящейся на границе с Казахстаном, газ поступает по газопроводу Макат – Северный Кавказ D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* до узловой точки Червлёная (бывшая КС). Здесь газопровод Макат – Северный Кавказ меняет диаметр на D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* и заканчивается после границы между ООО «Газпром трансгаз Махачкала» и ГУП «Чеченгазпром».

Газопровод Кази Магомет – Моздок D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* соединяет КС Моздок и ГИС Ново-Филя, которая находится на границе с Азербайджаном.

Газопроводы Макат – Северный Кавказ и Кази Магомет – Моздок соединяются недалеко от границы и ГУП «Чеченгазпром» межсистемной перемычкой Кумли – Аксай D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.*

По второму направлению от Астраханского ГПЗ газ по газопроводу Астраханский ГПЗ – Камыш Бурун D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* направляется на КС Моздок. На границе ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Махачкала» газопровод Астраханский ГПЗ – Камыш Бурун меняет название на газопровод Северные районы Дагестана – Камыш Бурун D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.* На отметке 48 км этот газопровод разделяется на два газопровода D_y=700 *мм* и P_y=5,5 *МПа* Камыш Бурун – Ищерская и Камыш Бурун – Горагорский. Газопровод Камыш Бурун – Горагорский на отметке 113 км недалеко от границы между ГУП «Чеченгазпром» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» заканчивается, переходя в газопровод Ищерская - Моздок D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.* Газопровод Камыш Бурун – Ищерская на отметке 88 км заканчивается, переходя на потребителей Чечни, как распределительный газопровод.

Два направления соединены между собой газопроводом Астраханский ГПЗ – КС Замьяны D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.*

ГТС *Северного Кавказа* находится в зоне ответственности ООО Газпром трансгаз Ставрополь», ООО Газпром трансгаз Махачкала и ГУП «Чеченгазпром».

К ГТС присоединены большие Северо-Ставропольские ПХГ: Хадум и Зелёная Свита. На ГТС расположены КС Октябрьская, КС Егорлык, КС Привольная, КС Изобильная, КС Невинномысская, КС Рождественская, КС Георгиевская, КС Моздок, КС Артезиан, КС Зензели, КС Замьяны, КС Кизил-Юрт, КС Избербаш.

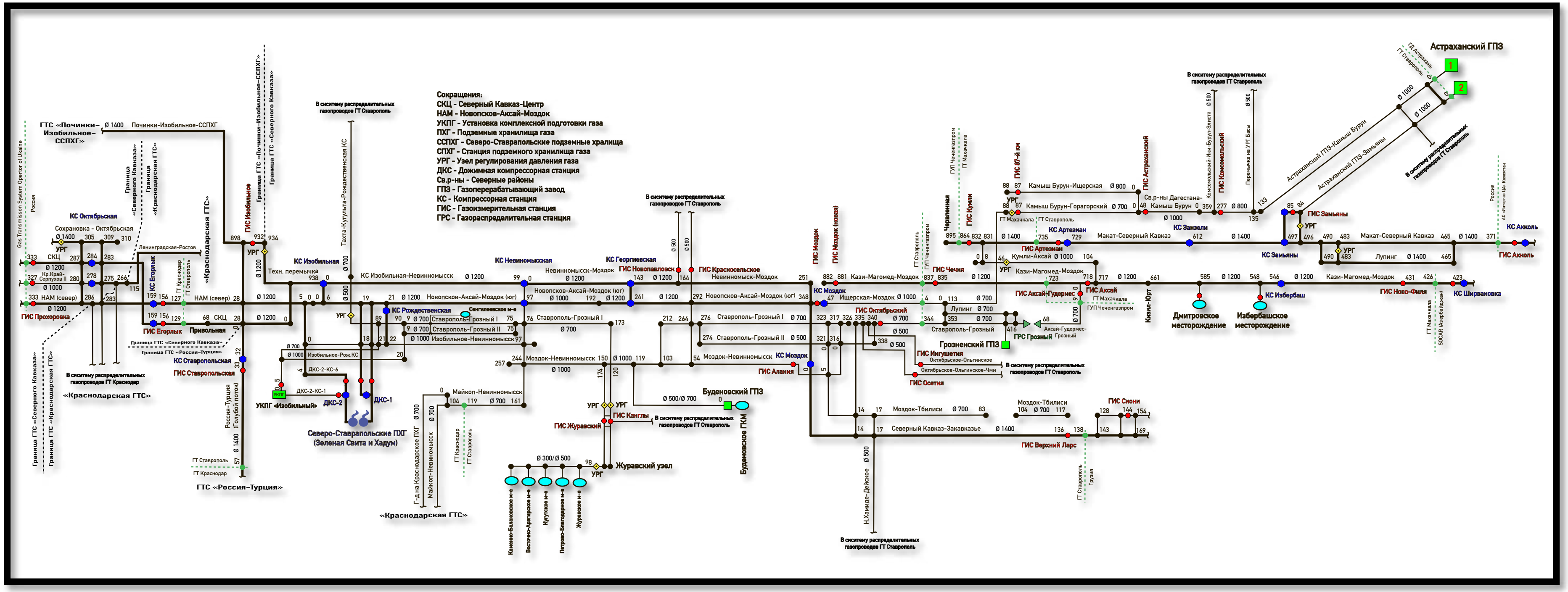


Рис. 2.2.10. Принципиальная схема ГТС Северного Кавказа

2.2.3.9 Томская ГТС

Таблица 2.2.9

Участки Томской ГТС

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	ко-нец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	НВГПЗ - КС Верти-кос	1	Нижневартовский ГПЗ - Парабель I	0	305	1020	55
		2	Белозерский ГПЗ - Пара-бель I	0	44	1020	55
2	КС Вертикос - КС Парабель	1	Нижневартовский ГПЗ-Парабель I	305	449	1020	55
		2	Нижневартовский ГПЗ-Парабель II	305 (0)	449	1020	55
3	КС Парабель – КС Проскоково	1	Парабель-Кузбасс I (НГПЗ-Парабель I 449 км)	0 (449)	404	1020	55
		2	Парабель-Кузбасс II (НГПЗ-Парабель II 449 км	0 (449)	404	1020	55
4	КС Проскоково - 572 км	1	Парабель-Кузбасс I	404	572	1020	55
		2	Новосибирск-Кузбасс	138	313	1020	55
5	572 км – ГРС Ново-кузнецк	1	Парабель-Кузбасс I	572	714	1020	45
6	КС Богандинская - Граница ГТГ Сургут/ ГТГ Томск	1	СРТО – Омск (1410 км Уренгой-Челябинск I)	1182	1521	1220	55
7	Граница ГТГ Сургут/ ГТГ Томск- КС Омская	1	СРТО – Омск	1521	1717	1220	55
8	КС Омская- 1759 (42) км	1	Омск – Новосибирск (1717 км СРТО – Омск)	0	42	1220	55
		2	СРТО – Омск	1717	1759	1220	55
9	1759 (42) км - КС Новосибирская	1	Омск – Новосибирск	42	658	1220	55
10	КС Новосибирская - КС Проскоково	1	Новосибирск-Кузбасс (Омск – Новосибирск 657 км)	0	138	1020	55
11	КС Проскоково-104 км (Мошково)	1	Юрга – Новосибирск (404 км Парабель - Кузбасс)	0	104	720	55
12	104 км (Мошково) – ГРС Горно-Алтайск	1	Новосибирск – Барнаул (104 км Юрга - Новоси-бирск)	0	282	720	55
		2	Юрга – Новосибирск	104	154	720	55
		3	Барнаул – Бийск (204 км Новосибирск – Барнаул)	0	150	720	55
		4	Бийск – Горно-Алтайск (148 км Барнаул – Бийск)	0	152	530	55

Томская ГТС состоит из двух газотранспортных направлений, сходящихся на КС Проскоково.

Основная часть системы начинается магистральным газопроводом НГПЗ – Парабель I D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* от Нижневартовского ГПЗ. На 32 км к газопроводу подключается газопровод D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* (ООО «Запсибтрансгаз») от Белозёрного газоперерабатывающих заводов, которые в свою очередь подключены к Варьеганскому нефтегазоконденсатному месторождению.

На участке КС Вертикос – КС Парабель к ГТС подключён второй магистральный газопровод НГПЗ – Парабель II D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.*

На КС Парабель газопроводы НГПЗ – Парабель I и НГПЗ – Парабель II меняют название на газопроводы Парабель - Кузбасс I и Парабель - Кузбасс II.

Вторая часть системы начинается от КС Богандинская газопроводом СРТО – Омск D_y=1200 *мм* P_y=7,5 *МПа.* На отметке 1717 км КС Омск начинается газопровод Омск – Новосибирск, а газопровод СРТО – Омск заканчивается на 1759 км, переходя в газопроводы газораспределительной системы ОО «Газпром трансгаз Томск».

Газопровод Омск – Новосибирск заканчивается на КС Новосибирск переходя в газопровод Новосибирск – Кузбасс D_y=1000 *мм* P_y=7,5 *МПа*.

Между КС Богандинская и 1717 км (р. Иртыш) проходит граница между ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Томск», на которой установлена ГИС Аббатская.

На КС Проскоково газопровод Новосибирск – Кузбасс D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* поворачивает и продолжается параллельно с газопроводом Парабель - Кузбасс I до отметки 527 км. Дальше ГТС состоит из одного газопровода «Парабель - Кузбасс I», который заканчивается на 714 км ГРС Новокузнецк.

Особенностью *Томской* ГТС является то, что это локальная газотранспортная система, предназначенная только для поставки газа потребителям и никак не влияет на распределение потоков газа по другим ГТС ЕСГ.

От КС Проскоково начинается распределительная газотранспортная система до города Горно-Алтайск. В этой системе находятся газопроводы: Югра – Новосибирск, Новосибирск – Барнаул, Барнаул – Бийск, Бийск – Горно-Алтайск.

К *Томской* ГТС подключены газоконденсатные месторождения Мыльджинское, Северо-Васюганское, Лугенецкое, Усть-Сильгинское.

В составе ГТС находятся КС Александровская, КС Вертикос, КС Парабель, КС Чажемто, КС Володино, КС Проскоково, КС Карасульская, Омская, КС Кожурлинская.

Томская ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО Газпром трансгаз Томск».

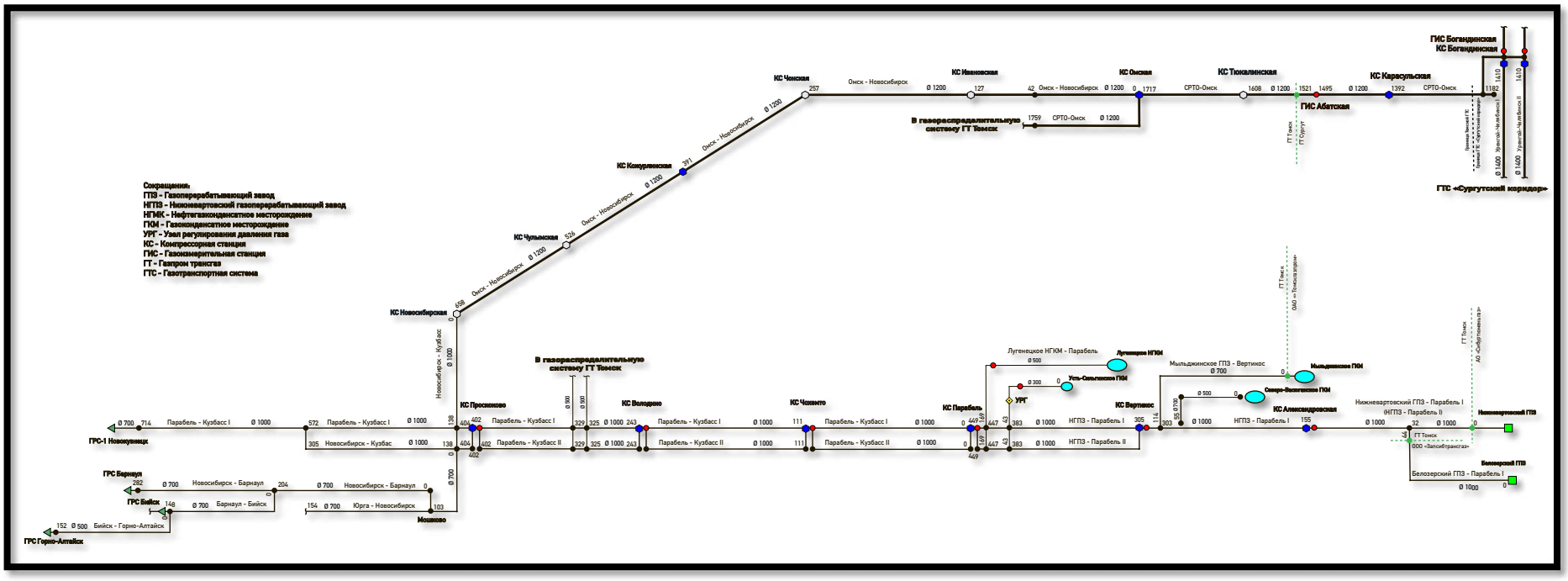


Рис. 2.2.11. Принципиальная схема Томской ГТС

2.2.3.10 ГТС Ужгородский коридор

Таблица 2.2.10

Участки ГТС Ужгородский коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Новокунгурская - КС Ординская	1	Ямбург-Елец II	1689	1728/ 1735	1420	75
		2	Ямбург-Елец II	1728/ 1735	1812	1420	75
		3	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	1689	1728/ 1735	1420	75
		4	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	1728/ 1735	1812	1420	75
2	КС Кунгурская - КС Ординская	1	Уренгой-Ужгород	1577	1700	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	1578	1701	1420	75
		3	Уренгой-Центр II	1578	1701	1420	75
		4	Ямбург-Елец I	1687	1812	1420	75
3	КС Ординская – Граница ГТГ Чайковский/ ГТГ Казань	1	Уренгой-Ужгород	1700	2028	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	1701	2029	1420	75
		3	Уренгой-Центр II	1701	2029	1420	75
		4	Ямбург-Елец I	1812	2140	1420	75
		5	Ямбург-Елец II	1812	2140	1420	75
		6	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	1812	2140	1420	75
4	Граница ГТГ Чайковский/ ГТГ Казань – Граница ГТГ Казань/ГТГ Н. Новгород	1	Уренгой-Ужгород	2028	2174	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	2029	2177	1420	75
		3	Уренгой-Центр II	2029	2177	1420	75
		4	Ямбург-Елец I	2140	2291	1420	75
		5	Ямбург-Елец II	2140	2290	1420	75
		6	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	2140	2295	1420	75
5	Граница ГТГ Казань/ГТГ Н. Новгород – КС Починки	1	Уренгой-Ужгород	2174	2517	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	2177	2519	1420	75
		3	Уренгой-Центр II	2177	2531	1420	75
		4	Ямбург-Елец I	2291	2644	1420	75
		5	Ямбург-Елец II	2290	2644	1420	75
		6	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	2295	2649	1420	75
6	КС Починки – Граница ГТГ Н. Новгород/ГТГ Москва	1	Уренгой-Ужгород	2517	2698	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	2519	2701	1420	75
		3	Уренгой-Центр II	2531	2713	1420	75
		4	Ямбург-Елец I	2644	2828	1420	75
		5	Ямбург-Елец II	2644	2827	1420	75
		6	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	2649	2833	1420	75

Окончание табл. 2.2.10

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
7	Граница ГТГ Н. Новгород/ ГТГ Москва – КС Давыдовская (Узел сброса в САЦ)	1	Уренгой-Ужгород	2698	2744	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	2698	2744	1420	75
		3	Уренгой-Центр II	2698	2744	1420	75
		4	Ямбург-Елец I	2828	2873	1420	75
		5	Ямбург-Елец II	2828	2873	1420	75
		6	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	2833	2878	1420	75
8	КС Давыдовская (Узел сброса в САЦ) - КС Донская (Узел сброса в СКЦ)	1	Уренгой-Ужгород	2744	3020	1420	75
		2	Уренгой-Центр I	2744	3020	1420	75
		3	Уренгой-Центр II	2744	3020	1420	75
		4	Ямбург-Елец I	2873	3150	1420	75
		5	Ямбург-Елец II	2873	3150	1420	75
		6	Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)	2878	2879	1420	75
9	КС Донская (Узел сброса в СКЦ) - ГИС Суджа (Граница с Украиной)	1	Уренгой-Ужгород	3020	3324	1420	75
		2	Елец-Кременчуг-Кр. Рог (Ямбург-Елец I 3150 км)	0	298	1420	75
		3	Ямбург - Западная граница СССР (Прогресс) (Ямбург-Елец II 3150 км)	3175	3473	1420	75

ГТС *Ужгородский коридор* начинается двумя потоками на КС Новокунгурская магистральными газопроводами $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* Прогресс и Ямбург – Елец II от ГТС *Новый коридор Карпинского направления* и на КС Кунгурская магистральными газопроводами $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* Уренгой - Ужгород, Ямбург – Елец I, Уренгой - Центр I и Уренгой - центр II ГТС *Новый коридор Лялинского направления*. На КС Ординская все эти газопроводы сходятся вместе в одном технологическом коридоре.

В районе КС Починки от ГТС *Ужгородский коридор* начинается ГТС *Починки – Ярославль*.

Перед КС Давыдовская и после КС Первомайская от всех магистральных газопроводов ГТС с *Ужгородский коридор* существует соединение с ГТС *Средняя Азия – Центр*. После КС Давыдовская заканчивается магистральный газопровод Прогресс.

После КС Донская существует соединение с ГТС *Северный Кавказ – Центр*. Именно здесь заканчиваются газопроводы Уренгой - Центр I и Уренгой - Центр II, а газопровод Ямбург – Елец I меняет название на Елец – Кременчуг – Кривой Рог (ЕККР). Газопровод Ямбург – Елец II меняет название на Ямбург – Западная граница (Прогресс).

ГТС *Ужгородский коридор* заканчивается на границе Российской Федерации и Украины, перед которой установлена ГИС Суджа.

ГТС *Ужгородский коридор* в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ООО «Газпром трансгаз Москва».

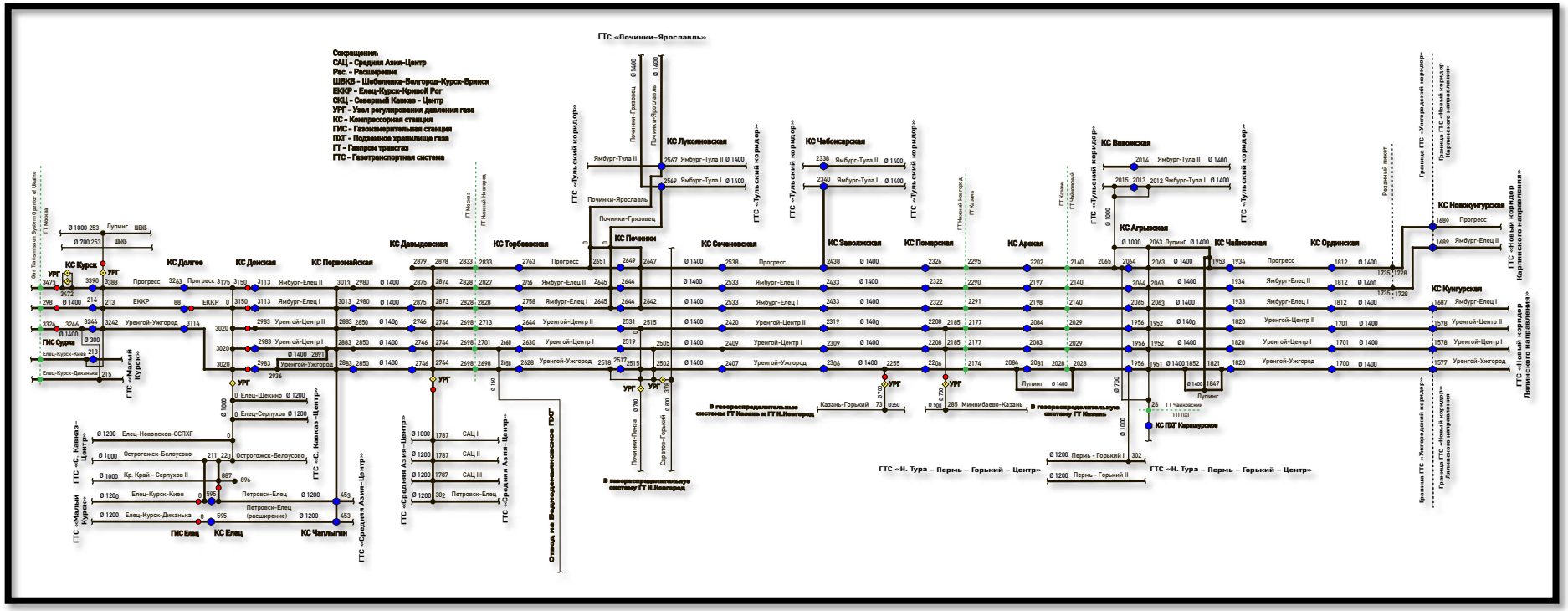


Рис. 2.2.12. Принципиальная схема ГТС Ужгородский коридор

Недалеко от границы ООО «Газпром трансгаз Чайковский» и ООО «Газпром трансгаз Казань» установлена ГИС Агрызская, а после КС Донская установлена ГИС Донская.

На ГТС *Ужгородский коридор* расположены КС Новокунгурская, КС Кунгурская, КС Ординская, КС Чайковская, КС Агрызская, КС Арская, КС Помарская, КС Заволжская, КС Сеченовская, КС Починки, КС Торбеевская, КС Дывыдовская, КС Первомайская, КС Донская, КС Долгое, КС Курская.

К ГТС *Ужгородский коридор* подключены ПХГ Карашурское и ПХГ Беднодемьяновское

ГТС *Ужгородский коридор* имеет межсистемные технологические перемычки с ГТС *Малый Курск*, *Средняя Азия - Центр*, *Тульский коридор* и *Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр*.

К ГТС подключено Карашуровское ПХГ.

2.2.3.11 ГТС Тульский коридор

Таблица 2.2.11.

Участки ГТС Тульский коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Гремяченская - Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Н. Новгород	1	Ямбург-Тула I	1554	1635/ 1679	1420	75
		2	Ямбург-Тула I	1635/ 1679	2112	1420	75
		3	Ямбург-Тула II	1554	1635/ 1679	1420	75
		4	Ямбург-Тула II	1635/ 1679	2112	1420	75
2	Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Н. Новгород - КС Лукояновская	1	Ямбург-Тула I	2113	2569	1420	75
		2	Ямбург-Тула II	2094	2567	1420	75
3	КС Лукояновская - Граница ГТГ Н. Новгород/ГТГ Москва	1	Ямбург-Тула II	2567	2709	1420	75
4	Граница ГТГ Н. Новгород/ГТГ Москва - КС Щёкинская (Пришня)	1	Ямбург-Тула II	2723	3110	1420	75

ГТС *Тульский коридор* начинается на КС Гремяченская магистральными газопроводами $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* Ямбург – Тула I и Ямбург – Тула II. На КС Лукояновская газопровод Ямбург – Тула I заканчивается. Газопровод Ямбург – Тула II продолжается до КС Щекинская. На КС Щекинская существуют технологические перемычки с магистральными газопроводами Тула – Торжок, Елец – Серпухов, Острогожск – Белоусово и распределительным газопроводом высокого давления Тула – Шостка – Киев.

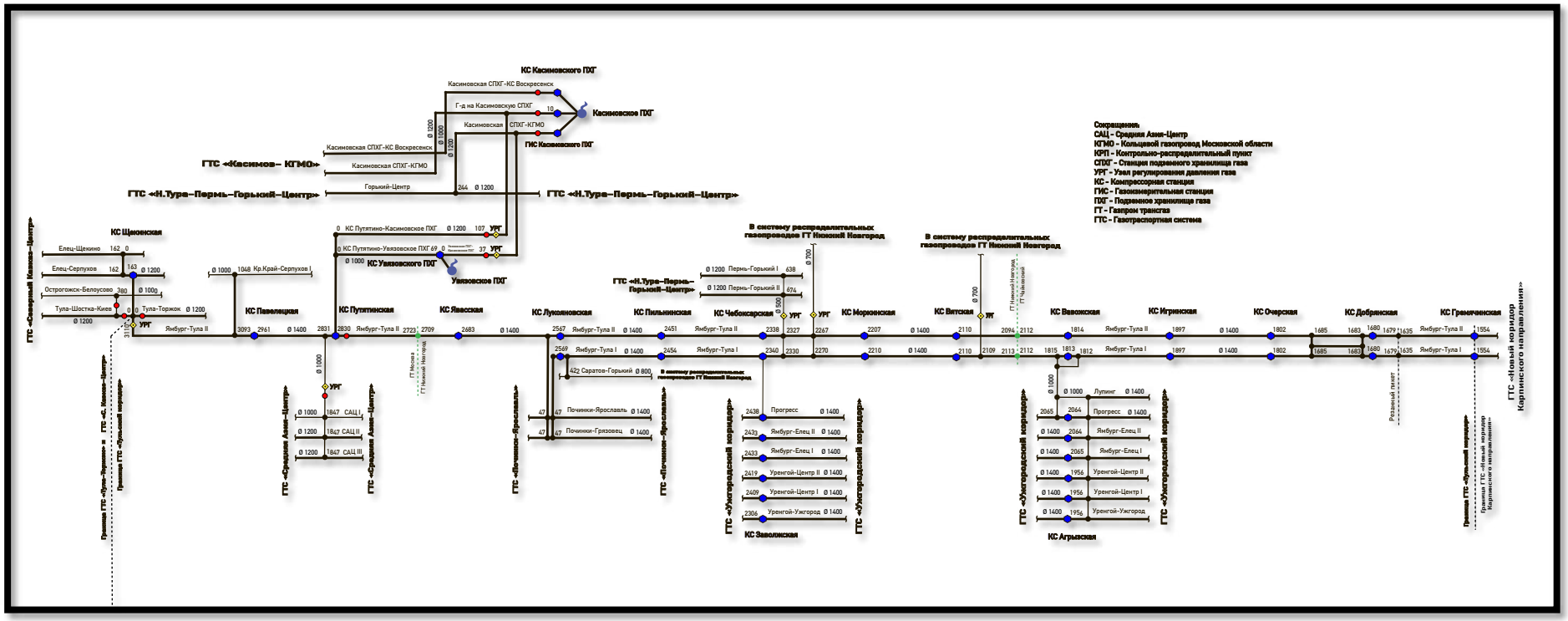


Рис. 2.2.13. Принципиальная схема ГТС Тульский коридор

После КС Вавожская существует межсистемная перемычка с магистральным газопроводом Прогресс ГТС *Ужгородский коридор*.

В районе КС Чебоксарская существует межсистемная перемычка с ГТС *Нижняя Тура-Пермь-Горький-Центр*.

На КС Лукояновская газопровод Ямбург – Тула I и Ямбург – Тула II соединяются с ГТС *Починки – Ярославль*.

От КС Путятинская магистральные газопроводы КС Путятино – Касимовское ПХ и КС Путятино – Увязовское ПХГ соединяют ГТС *Тульский коридор* с газопроводами ГТС *Касимов – КГМО*.

ГТС *Тульский коридор* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ООО «Газпром трансгаз Москва».

Недалеко от границы ООО «Газпром трансгаз Чайковский» и ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» установлена ГИС Вавожская. Недалеко от границы «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ООО «Газпром трансгаз Москва» установлена ГИС Путятинская.

В состав ГТС входят КС Гремяченская, КС Добрянская, КС Очерская, КС Игринская, КС Вавожская, КС Вяткинская, КС Моркинская, КС Чебоксарская, КС Пильненская, КС Лукояновская, КС Явасская, КС Путятинская, КС Павелецкая, КС Щекинская.

2.2.3.12 ГТС Новопсковский коридор

Таблица 2.2.12

Участки ГТС Новопсковский коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Кунгурская - Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Уфа	1	Уренгой-Новопсков	1573	1753	1420	75
		2	Уренгой-Петровск	1571	1751	1420	75
2	КС Новокунгурская - Граница Г ТГ Чайковский/Г ТГ Уфа	1	СРТО-Урал	1690	1706/ 1732	1420	75
		2	Ямбург-Поволжье	1690	1706/ 1732	1420	75
		3	СРТО-Урал	1706/ 1732	1856	1420	75
		4	Ямбург-Поволжье	1706/ 1732	1856	1420	75
3	Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Уфа - КС Полянская	1	Уренгой-Новопсков	1751	1844	1420	75
		2	Уренгой-Петровск	1751	1845	1420	75
		3	СРТО-Урал	1894	1986	1420	75
		4	Ямбург-Поволжье	1894	1984	1420	75
4	КС Полянская - Граница ГТГ Уфа/ГТГ Казань	1	Уренгой-Новопсков	1844	2062	1420	75
		2	Уренгой-Петровск	1845	2062	1420	75
		3	Челябинск-Петровск	333	549	1420	75
5	Граница ГТГ Уфа/ ГТГ Казань - Граница ГТГ Казань/ ГТГ Самара	1	Уренгой-Новопсков	2062	2123	1420	75
		2	Уренгой-Петровск	2062	2123	1420	75
		3	Челябинск-Петровск	549	610	1420	75

Окончание табл. 2.2.12

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
6	Граница ГТГ Казань/ГТГ Самара - Граница ГТГ Самара/ГТГ Саратов	1	Уренгой-Новопсков	2123	2645	1420	75
		2	Уренгой-Петровск	2123	2645	1420	75
		3	Челябинск-Петровск	610	1130	1420	75
7	Граница ГТГ Самара/ГТГ Саратов - КС Петровск	1	Уренгой-Новопсков	2645	2735	1420	75
		2	Уренгой-Петровск	2645	2735	1220	75
		3	Челябинск-Петровск	1130	1220	1420	75
8	КС Петровск - Граница ГТГ Саратов/ГТГ Волгоград	1	Петровск-Новопсков	0	270	1220	55
		2	Уренгой-Новопсков	2735	3005	1420	75
9	Граница ГТГ Саратов/ГТГ Волгоград – Граница Россия/Украина (ГИС Писаревка)	1	Петровск-Новопсков	270	567	1220	55
		2	Уренгой-Новопсков	3008	3305	1420	75

ГТС *Новопсковский коридор* начинается двумя потоками на КС Кунгурская магистральными газопроводами D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* «Уренгой - Новопсков» и Уренгой – Петровск ГТС *Новый коридор Лялинского направления* и на КС Новокунгурская магистральными газопроводами D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* СРТО – Урал и Ямбург – Поволжье ГТС *Новый коридор Карпинского направления*, которые заканчиваются на КС Полянская. Здесь же к ГТС подключается газопровод Челябинск – Петровск D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* ГТС *Долгая деревня – Поляна* и начинается газопровод Поляна – Канчуринская СПХГ. Дальше от КС Полянская до КС Петровская ГТС состоит из трёх газопровода D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*: Уренгой – Новопсков, Уренгой – Петровск и Челябинск – Петровск.

На КС Петровская газопровод Челябинск – Петровск заканчивается, а газопровод Уренгой – Петровск переходит в газопровод Петровск – Новопсков D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа.* На КС Петровская от ГТС начинается газопровод Починки – Изобильное – ССПХГ. На КС Калач ГТС *Новопсковский коридор* соединяется реверсными межсистемными перемычками с ГТС *Александров Гай – Острогожск*. На КС Писаревка начинается газопровод Писаревка – Анапа ГТС *Южно-Европейский газопровод*.

ГТС заканчивается на границе Российская Федерация – Украина, где установлена ГИС Писаревка.

ГТС «Новопсковский коридор» находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Волгоград». На границах ответственности газотранспортных обществ недалеко от одноимённых КС установлены ГИС Алмазная, ГИС Шаран, ГИС Павская, ГИС Балашов.

ГТС принадлежат КЦ КС Кунгурская, КЦ КС Новокунгурская, КС Алмазная, КС Полянская, КС Москово, КС Шаран, КС Соковка, КС Сергиевская, КС Тольятти, КС Сызрань, КС Павловская, КС Петровская, КС Екатериновка, КС Балашов, КС Бубновка, КС Калач, КС Писаревка.

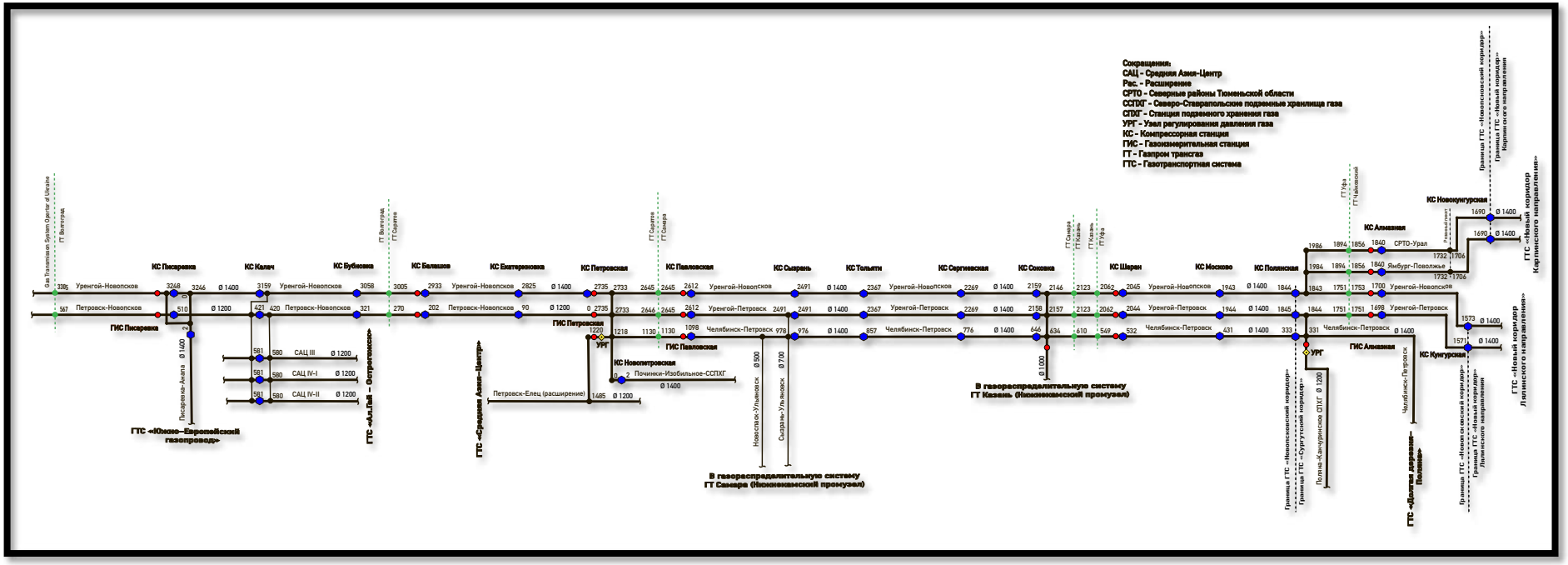


Рис. 2.2.14. Принципиальная схема ГТС Новопсковский коридор

2.2.3.13 ГТС Нижняя Тура–Пермь–Горьки– Центр

Таблица 2.2.13.

Участки ГТС Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$Р_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Н. Тура - Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Чайковский	1	Н. Тура-Пермь I (Игрим-Серов-Н.Тагил 617 км)	0	57	1020	55
		2	Н. Тура-Пермь II (СРТО-Урал II 617 км и Надым-Пунга-Н. Тура III 1176 км)	0	57	1020	55
		3	Н. Тура-Пермь III (Надым-Пунга-Н. Тура III 1176 км)	0	57	1220	55
2	Граница ГТГ Югорск/ГТГ Чайковский - КС Пермская	1	Н. Тура-Пермь I	57	242	1020	55
		2	Н. Тура-Пермь II	57	244	1020	55
		3	Н. Тура-Пермь III	60	188/ 194	1220	55
		4	Н. Тура-Пермь III	194	257	1220	55
3	КС Пермская - Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Казань	1	Н. Тура - Пермь I	244	272	1020	55
		2	Н. Тура-Пермь II	244	285	1220	55
		3	Пермь-Горький I (Н. Тура – Пермь II 285 км)	0	378	1220	55
		4	Пермь-Горький II (Н. Тура – Пермь III 257 км)	0	414	1220	55
4	Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Казань - Граница ГТГ Казань/ГТГ Н. Новгород	1	Пермь-Горький I	378	530	1220	55
		2	Пермь-Горький II	414	565	1220	55
5	Граница ГТГ Казань/ГТГ Н. Новгород – 876 и 922 км (перемычки с Саратов-Горький)	1	Пермь-Горький I	530	876	1220	55
		2	Пермь-Горький II	565	922	1220	55
6	876 и 922 км (перемычки с Саратов-Горький) - Граница ГТГ Н. Новгород/ ГТГ Москва	1	Горький-Центр (Пермь-Горький I 876 км)	0	221	1220	55
7	Граница ГТГ Н. Новгород/ГТГ Москва - 244 км	1	Горький-Центр	221	244	1220	55
8	244 км - 330 км	1	Горький-Центр	244	330	1220	55
		2	(Касимовская СПХГ-КГМО)	16	102	1220	55
		3	(Касимовское ПХГ-КС Воскресенск)	16	102	1220	55
9	330 км - Теряево	1	Горький-Центр	330	550	1220	55

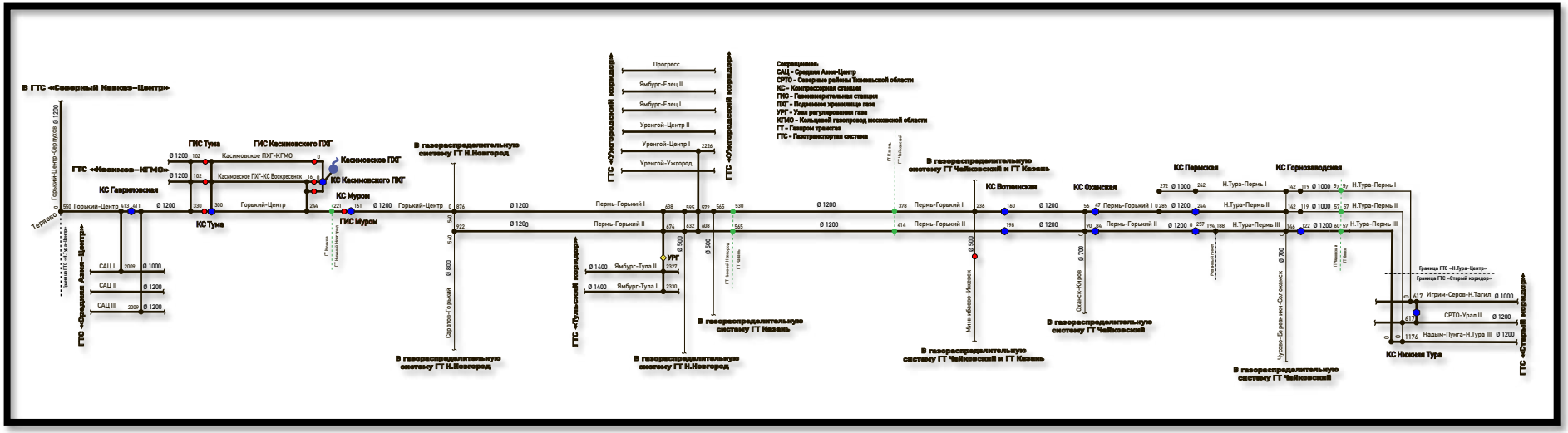


Рис. 2.2.15. Принципиальная схема ГТС Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр

ГТС *Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр* начинается на КС Н. Тура двумя магистральными газопроводами D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* Н. Тура – Пермь I, Н. Тура – Пермь II и одним газопроводом Н. Тура – Пермь III D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа.*

После КС Пермская газопровод Н. Тура – Пермь I заканчивается, а газопровод Н. Тура – Пермь II переходит в газопровод Пермь – Горький I D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* и газопровод Н. Тура – Пермь III переходит в газопровод Пермь – Горький II» D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа*.

В зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Н. Новгород ГТС *Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр* соединяется межсистемными перемычками с ГТС *Ужгородский коридор* и ГТС *Тульский коридор*.

Газопровод «Пермь – Горький I» в районе города Нижний Новгород (пересечение с распределительным газопроводом «Саратов-Горький») переходит в газопровод Горький – Центр D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа.*

На участке 224 – 330 км газопровод Горький – Центр работает в одном гидравлическом режиме с газопроводами D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* ПХГ Касимов – КС Воскресенск и Касимовское СПХГ – КГМО ГТС *Касимов-КГМО*, которые транспортируют газ от Касимовского и Увязовского ПХГ.

ГТС заканчивается в районе населённого пункта Теряево, где от газопровода Горький – Центр» начинается газопровод перемычка D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Горький-Центр – Серпухов.

ГТС *Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ООО «Газпром трансгаз Москва».

На границе ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ООО «Газпром трансгаз Москва» возле КС Муром установлена ГИС Муром.

На ГТС установлены КС Нижняя Тура, КЦ КС Горнозаводская, КС Пермская, КС Оханская, КС Воткинская, КС Муром, КС Тума, КС Гавриловская.

2.2.3.14 ГТС Средняя Азия – Центр

Таблица 2.2.14.

Участки ГТС Средняя Азия – Центр

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Граница Казахстан/Россия – КС Ал.Гай	1	Средняя Азия-Центр I	1144	1146	1020	55
		2	Средняя Азия-Центр II (лупинг)	1134	1144	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр II (лупинг)	1144	1145	1220	55
		4	Средняя Азия-Центр III	1134	1145	1220	55
		5	Средняя Азия-Центр IV	1134	1145	1420	75
		6	Средняя Азия-Центр V	1134	1145	1220	55
2	КС Ал.Гай – КС Мокроус	1	Средняя Азия-Центр I	1146	1187	1020	55
		2	Средняя Азия-Центр I	1124	1291	1020	55
		3	Средняя Азия-Центр II	1145	1291	1220	55
		4	Средняя Азия-Центр II-2 (1145 км Средняя Азия-Центр IV и Средняя Азия-Центр V)	1145	1290	1220	55

Окончание табл. 2.2.14.

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
2	КС Мокроус - КС Петровск	1	Средняя Азия-Центр I (1339 км Средняя Азия-Центр II)	1339	1485	1020	55
		2	Средняя Азия-Центр II	1292	1339	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр II	1339	1399	1220	55
		4	Средняя Азия-Центр II	1442	1489	1220	55
		5	Средняя Азия-Центр II-2	1290	1398	1220	55
		6	Средняя Азия-Центр II-2	1398	1485	1220	55
		7	Средняя Азия-Центр II (лупинг, 1290–1339)	1290	1339	1220	55
		8	Средняя Азия-Центр II (лупинг, 1397–1442)	1399	1442	1220	55
3	КС Петровск - Граница ГТГ Саратов/ ГТГ Москва	1	Средняя Азия-Центр I	1485	1761	1020	55
		2	Средняя Азия-Центр II	1485	1761	1220	55
		3	Петровск-Елец расширение (1485 км Средняя Азия-Центр II)	0	277	1220	55
		4	Петровск-Елец (1220 км Челябинск-Петровск)	0	277	1220	55
4	Граница ГТГ Саратов/ГТГ Москва - КС Алгасово	1	Средняя Азия-Центр I	1761	1793	1020	55
		2	Средняя Азия-Центр II	1761	1793	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр III (Петровск-Елец расширение 306 км)	1761 (277)	1792 (306)	1220	55
		4	Петровск-Елец	277	306	1220	55
5	КС Алгасово - КС Воскресенск	1	Средняя Азия-Центр I	1793	2063	1020	55
		2	Средняя Азия-Центр I	2063	2065	1020	55
		3	Средняя Азия-Центр II	1793	2063	1220	55
		4	Средняя Азия-Центр II	2063	2065	1220	55
		5	Средняя Азия-Центр III	1793	1914	1220	55
		6	Средняя Азия-Центр III	1914	2063	1020	55

Газотранспортная система *Средняя Азия – Центр (САЦ)* начинается на границе Россия – Казахстан недалеко от КС Александров - Гай (является продолжением ГТС *САЦ*, проходящей по территории Казахстана) газопроводами $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* САЦ II лупинг, САЦ III, и САЦ V, а так же газопроводами Dy=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* САЦ IV. После КС Александров - Гай до КС Петровск ГТС состоит из трех параллельных газопроводов $D_у$=1220 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* САЦ II лупинг, САЦ II-2, САЦ II, которые на отдельных участках меняют название переходя один в другой, и газопровода САЦ I $D_у$=1020 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, который также отсутствует на некоторых участках. На этом участке к ГТС подключено небольшое Южно-Мечеткинское месторождение и газопроводами $D_у$=1220 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* САЦ – Степное I, $D_у$=1020 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* САЦ – Степное II подключено Степновское ПХГ.

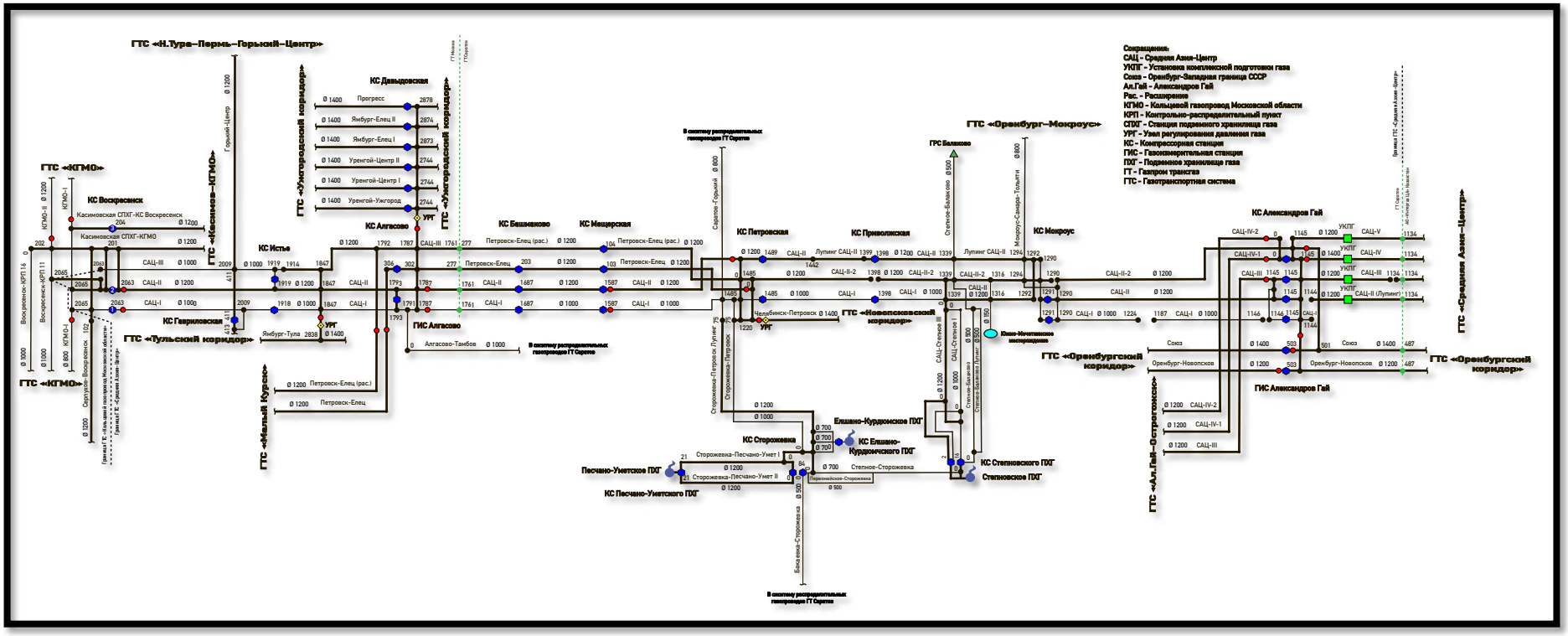


Рис. 2.2.16. Принципиальная схема ГТС Средняя Азия – Центр

На КС Петровская к ГТС *Средняя Азия – Центр* подключается газопровод Челябинск – Петровск ГТС *Новопсковский коридор*. От КС Петровская газопроводами D_y=1020 *мм* P_y=5,5 *МПа* Сторожевка – Петровск и D_y=1220 *мм* P_y=5,5 *МПа* Сторожевка – Петровск лупинг подключены Елшано-Курдюмское ПХГ и Песчано-Уметское ПХГ. После КС Петровская ГТС *Средняя Азия – Центр* состоит из газопроводов D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* САЦ II, Петровск – Елец, Петровск – Елец расширение» и газопровода D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* САЦ I.

На границе между ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Москва» газопровод D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Петровск – Елец расширение меняет название на САЦ III.

Перед КС Алгасово ГТС *Средняя Азия – Центр* соединяется с ГТС *Ужгородский коридор* межсистемной перемычкой с узлом регулирования давления газа.

После КС Алгасово на 1792 км от газопровода САЦ III отделяется газопровод, который снова называется Петровск – Елец расширение и вместе с газопроводом Петровск – Елец они образуют ГТС *Малый Курск*.

Остальные три газопровода САЦ I, САЦ II и САЦ III заканчиваются на КС Воскресенск.

На участке КС Истье – КС Воскресенск газопровод САЦ III соединяется с газопроводом «Горький – Центр».

ГТС *Средняя Азия – Центр* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Москва». После границы недалеко от КС Алгасово установлена ГИС Алгасово.

На ГТС *Средняя Азия – Центр* находятся КС Александров Гай, КС Мокроус, КС Приволжская, КС Петровская, КС Мещерская, КС Башмаково, КС Алгасово, КС Истье, КС Воскресенск.

2.2.3.15 ГТС Северный Кавказ – Центр

Таблица 2.2.15.

Участки ГТС Северный Кавказ – Центр

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Граница Россия/Украина (ГИС Серебрянка) – КС Острогожск	1	Краснодарский край - Серпухов II	560	676	1020	55
		2	Краснодарский край - Серпухов I	560	676	1020	55
		3	Ставрополь – Москва I	560	676	1020	55
		4	Ставрополь – Москва II	560	560	1020	55
2	КС Острогожск - КС Елец	1	Краснодарский край - Серпухов II (Шебелинка - Острогожск 130 км)	676	887	1020	55
		2	Острогожск-Белоусово (Краснодарский край - Серпухов II 676 км)	0	211	1020	55
		3	Елец-Новопсков-Северо-Ставропольские СПХГ	217	0	1220	55
3	КС Елец – КС Щекинская	1	Елец – Серпухов	0	163	1220	55
		2	Елец – Щекино	0	162	1220	55
		3	Острогожск – Белоусово	211	380	1020	55

Окончание табл. 2.2.15.

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
4	КС Щекинская – Н. Павшино	1	Острогожск – Белоусово	380	434	1020	55
		2	Тула – Торжок (3110 км Ямбург-Тула II)	0	46	1220	55
		3	Елец – Серпухов	163	208	1220	55
5	Н. Павшино – КС Серпухов	1	Елец – Серпухов	208	295	1220	55
		2	КРП-14-Серпухов (Елец – Серпухов 295 км)	115	110	1220	55
		3	Горький-Центр – КС Серпухов (Горький–Центр 550 км)	2	41	1220	55
		4	Тула – Торжок	46	138	1220	55

Потоки газа по нынешней ГТС *Северный Кавказ – Центр (СКЦ)* необходимо рассматривать по двум направлениям от КС Острогожск: на север в сторону КС Серпухов и на юг в сторону ГИС Серебрянка, расположенной на границе с Украиной. Однако для удобства будем рассматривать ГТС *Северный Кавказ – Центр* от границы России с Украиной (ГИС Серебрянка). На границу со стороны Украины подходят четыре газопровода $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Ставрополь – Москва I, Ставрополь – Москва II, Краснодарский край - Серпухов I и Краснодарский край - Серпухов II. Сразу после границы газопровод Ставрополь – Москва II прерывается.

От КС Острогожск направляются газопроводы $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, Краснодарский край – Серпухов II, Острогожск – Белоусово, и $D_у$=1200 *мм* и $P_у$=5,5 *МПа* Елец – Новопсков – Северо-Ставропольские ПХГ, который подходит к КС Острогожск от КС Елец, расположенной на ГТС *Малый Курск*.

При пересечении ГТС *Северный Кавказ – Центр* с ГТС *Малый Курск* в районе КС Елецкая и ГТС *Ужгородский коридор* в районе КС Донская существует большая газотранспортная развязка, соединяющая эти три ГТС. Имеется технологическая возможность переброса части газа из ГТС *Ужгородский коридор* и ГТС *Малый Курск* в ГТС систему *Северный Кавказ – Центр*. После этой газотранспортной развязки (КС Елецкая) ГТС *Северный Кавказ – Центр* состоит из трех газопроводов $D_у$=1200 *мм* и $P_у$=5,5 *МПа* Елец – Серпухов, Елец – Щёкино и $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Острогожск – Белоусово.

На КС Щёкинская (до 2014 г. КС Пришня) к ГТС *Северный Кавказ – Центр* подключается газопровод газопроводов $D_у$=1400 *мм* и $P_у$=7,5 *МПа* «Тула - Торжок», от которого начинается газопровод $D_у$=1200 *мм* и $P_у$=5,5 *МПа* «Тула - Торжок». Около д. Ново-Павшино газопровод Острогожск – Белоусово поворачивается и его участие в составе ГТС *Северный Кавказ – Центр* прекращается.

Примерно на 99 км газопровода Тула – Торжок в ГТС включается газопровод перемычка Горький-Центр – Серпухов.

ГТС *Северный Кавказ – Центр* заканчивается на КС Серпухов газопроводами $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Елец – Серпухов, Тула - Торжок и газопровод перемычка $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Горький-Центр – Серпухов.

Вся ГТС СКЦ находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС расположены КС Острогожск, КС Ефремовская, КС Щёкинская, КС Серпухов.

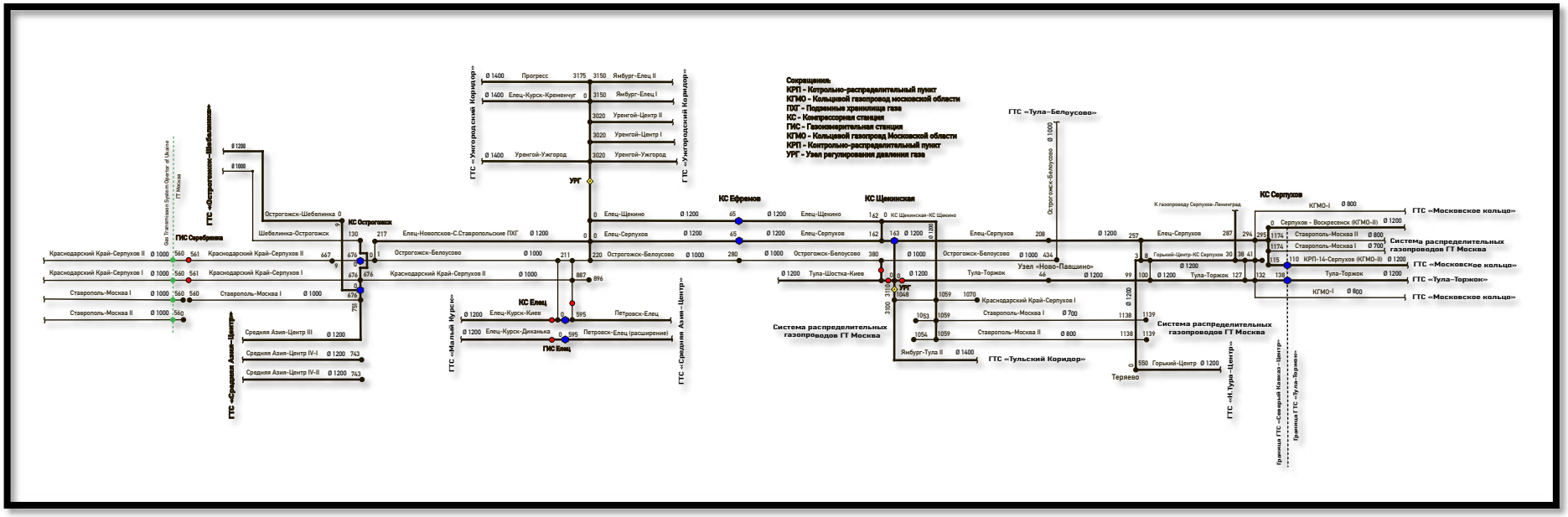


Рис. 2.2.17. Принципиальная схема ГТС Северный Кавказ – Центр

2.2.3.16 ГТС Оренбургский коридор

Таблица 2.2.16

Участки ГТС Оренбургский коридор

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Оренбургская - Граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан	1	Оренбург-Западная граница СССР (Союз)	0	170	1420	75
		2	Оренбург-Новопсков	0	170	1220	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан - Граница Казахстан/ГТГ Саратов	1	Оренбург-Западная граница СССР (Союз)	170	487	1420	75
		2	Оренбург-Новопсков	170	487	1220	55
3	Граница Казахстан/ГТГ Саратов - КС Ал.Гай	1	Оренбург-Западная граница СССР (Союз)	487	503	1420	75
		2	Оренбург-Новопсков	487	503	1220	55
4	КС Ал.Гай - Граница ГТГ Саратов/Казахстан	1	Оренбург-Западная граница СССР (Союз)	503	543	1420	75
		2	Оренбург-Новопсков	503	543	1220	75
5	Граница ГТГ Саратов/Казахстан - Граница Казахстан/ГТГ Волгоград	1	Оренбург-Западная граница СССР (Союз)	543	606	1220	75
		2	Оренбург-Новопсков	543	606	1220	75
6	Граница Казахстан/ГТГ Волгоград - Граница Россия/Украина (ГИС Сохрановка)	1	Оренбург-Западная граница СССР (Союз)	606	1140	1420	75
		2	Оренбург-Новопсков	606	1140	1220	75

ГТС *Оренбургский коридор* начинается на КС Оренбургская газопроводами Оренбург – Н. Псков $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и Союз $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа,* в которые газ поступает от Оренбургского ГПЗ.

На КС Александров Гай газопровод Оренбург – Н. Псков изменяет свои характеристики на $D_у$=1200 *мм* $P_у$=7,5 *МПа*.

На всём своём протяжении ГТС *Оренбургский коридор* имеет несколько межсистемных технологических перемычек с ГТС *Александров Гай – Острогожск*. На отметке 802 км перед КС Фролово газопровод Оренбург – Н. Псков соединяется перемычкой с газопроводом ГТС *Починки-Фролово-Изобильное-ССПХГ*. Перед КС Сохрановская от ГТС начинается (отметка 1108 км) газопровод КС Сохрановская – КС Октябрьская. ГТС заканчивается на границе с Украиной, перед которой находится ГИС Сохрановка.

ГТС *Оренбургский коридор* расположена в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», «Газпром трансгаз Саратов», «Газпром трансгаз Волгоград» и частично Казахстана.

В составе ГТС находятся КС Оренбургская, КС Александров Гай, КС Антиповка, КС Палласовка, КС Фролово, КС Калининская, КС Сохрановская.

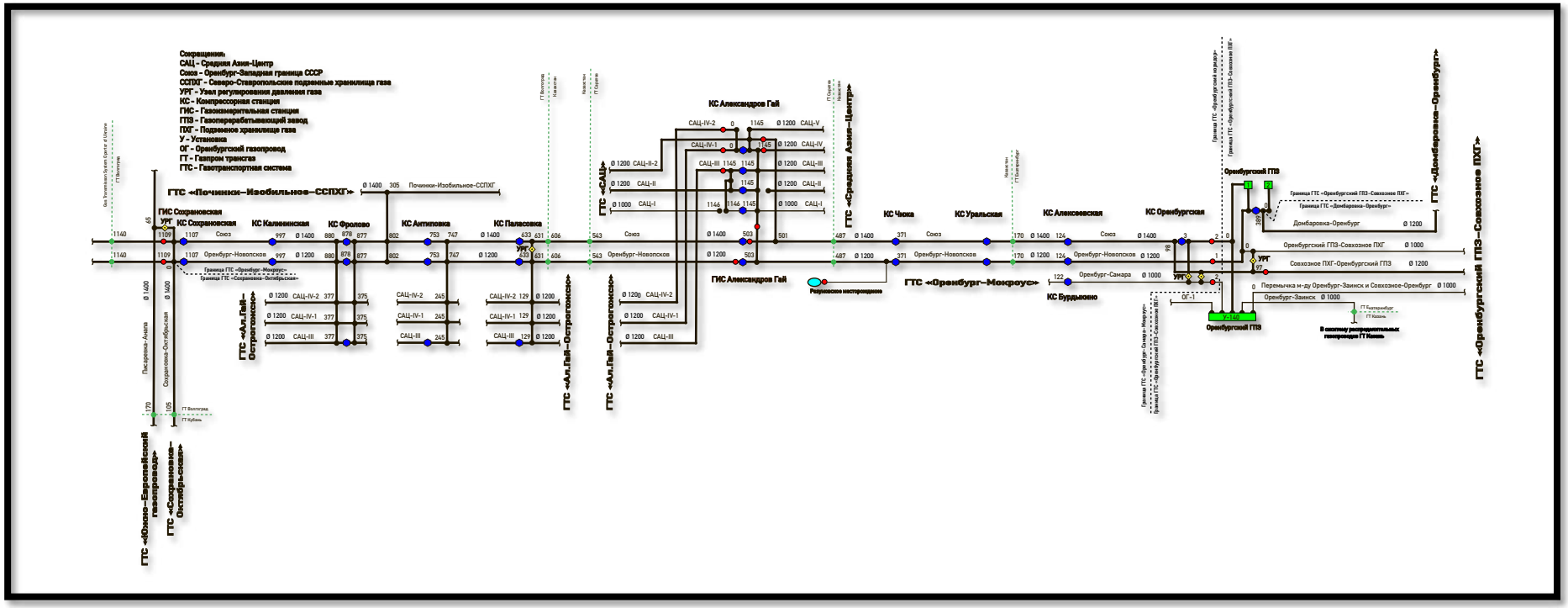


Рис. 2.2.18. Принципиальная схема ГТС Оренбургский коридор

2.2.3.17 ГТС Александров Гай – Острогожск

Таблица 2.2.17

Участки ГТС Александров Гай – Острогожск

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Ал.Гай - Граница ГТГ Саратов/Казахстан	1	Средняя Азия-Центр III	0	41	1220	55
		2	Средняя Азия-Центр IV-1 (1145 км САЦ IV)	0	41	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр IV-2 (1145 км САЦ IV)	0	41	1220	55
2	Граница ГТГ Саратов/Казахстан - Граница Казахстан/ГТГ Волгоград	1	Средняя Азия-Центр III	41	104	1220	55
		2	Средняя Азия-Центр IV-1	41	104	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр IV-2	41	104	1220	55
3	Граница Казахстан/ГТГ Волгоград - КС Палласовка	1	Средняя Азия-Центр III	104	129	1220	55
		2	Средняя Азия-Центр IV-I	104	129	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр IV-2	104	129	1220	55
4	КС Палласовка - Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Москва	1	Средняя Азия-Центр III	129	662	1220	55
		2	Средняя Азия-Центр IV-1	129	662	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр IV-2	129	662	1220	55
5	Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Москва - КС Острогожск	1	Средняя Азия-Центр III	662	751	1220	55
		2	Средняя Азия-Центр IV-1	662	743	1220	55
		3	Средняя Азия-Центр IV-2	662	743	1220	55

ГТС *Александров Гай – Острогожск (Ал.Гай - Острогожск)* начинается на КС Александров Гай тремя параллельно расположенными магистральными газопроводами $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* САЦ II, САЦ IV-1»и «САЦ IV-2.

На КС Паласовка, КС Антиповка, КС Фролово, ГТС *Александров Гай – Острогожск* соединена межсистемными перемычками с газопроводами «Оренбург – Новопсков» и «Союз» ГТС *Оренбургский коридор*.

На КС Калач ГТС *Александров Гай – Острогожск* соединена межсистемными перемычками с газопроводами Петровск – Новопсков и Уренгой – Новопсков ГТС *Новопсковский коридор*.

Перед КС Острогожск газопроводы САЦ III, САЦ IV-1 и САЦ IV-2 заканчиваются, соединяясь с ГТС *Северный Кавказ - Центр*.

ГТС *Александров Гай – Острогожск* находится в зоне ответственности «Газпром трансгаз Саратов», «Газпром трансгаз Волгоград» и ООО «Газпром трансгаз Москва».

В составе ГТС находятся КС Александров Гай, КС Палласовка, КС Антиповка, КС Фролово, КС Усть-Бузулук, КС Калач.

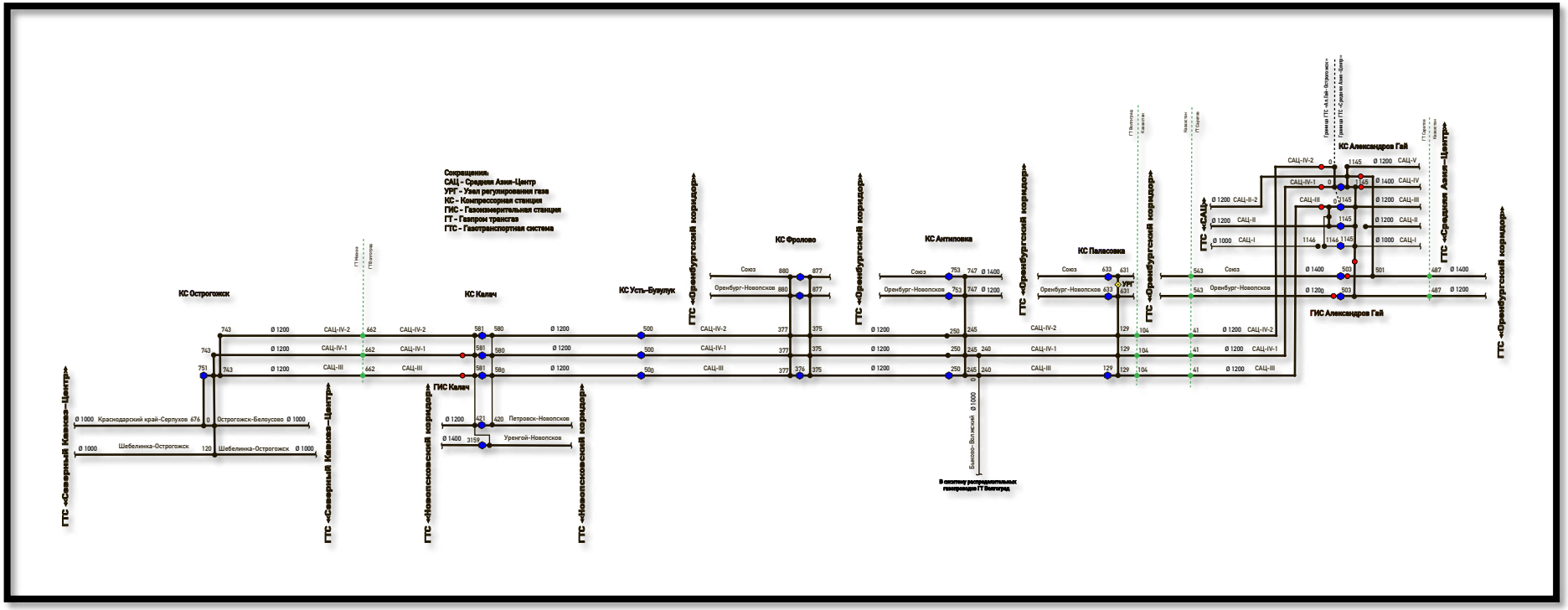


Рис. 2.2.19. Принципиальная схема ГТС Александров Гай – Острогожск

2.2.3.18 ГТС Малый Курск

Таблица 2.2.18.

Участки ГТС Малый Курск

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Алгасово - КС Елец	1	Петровск – Елец	306	595	1220	55
		2	Петровск – Елец (расширение)	306	595	1220	55
2	КС Елец - ГИС Суджа (граница Россия/Украина)	1	Елец – Курск – Киев (Петровск - Елец 595 км). 1 км ЕКК соединяется с 212 км Острогожск – Белоусово и 6,3 км перемычки между У-ЦІ и КС-7А	0	297,2	1220	55
		2	Елец – Курск – Диканька (Петровск – Елец расширение 595 км). 1 км ЕКД соединяется с 6,3 км перемычки между У-ЦІ и КС-7А	0	297,5	1220	55

ГТС *Малый Курск* начинается перед КС Алгасово ответвлением от ГТС *Средняя Азия - Центр* газопроводами $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Петровск – Елец и Петровск – Елец расширение. После КС Чаплыгино ГТС *Малый Курск* соединяется межсистемной перемычкой с газопроводами ГТС *Ужгородский коридор*. После КС Елецкая газопровод Петровск – Елец меняет название на Елец – Курск – Киев $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, а газопровод Петровск – Елец расширение на Елец – Курск – Диканька $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. На КС Елецкая газопроводы ГТС *Малый Курск* соединяются межсистемной перемычкой с узлом регулирования давления газа с ГТС *Северный Кавказ - Центр* и ГТС *Ужгородский коридор*, образуя сложный транспортный узел, который позволяет осуществлять переброску газа из одной ГТС в другую.

После КС Курская к ГТС *Малый Курск* подключен газопровод распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Москва» Шебелинка – Белгород – Курс – Брянск с лупингом.

ГТС *Малый Курск* заканчивается на границе с Украиной, перед которой установлена ГИС Суджа.

ГТС *Малый Курск* полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС расположены КС Алгасово, КС Чаплыгин, КС Елецкая, КС Черемисиново, КС Курская.

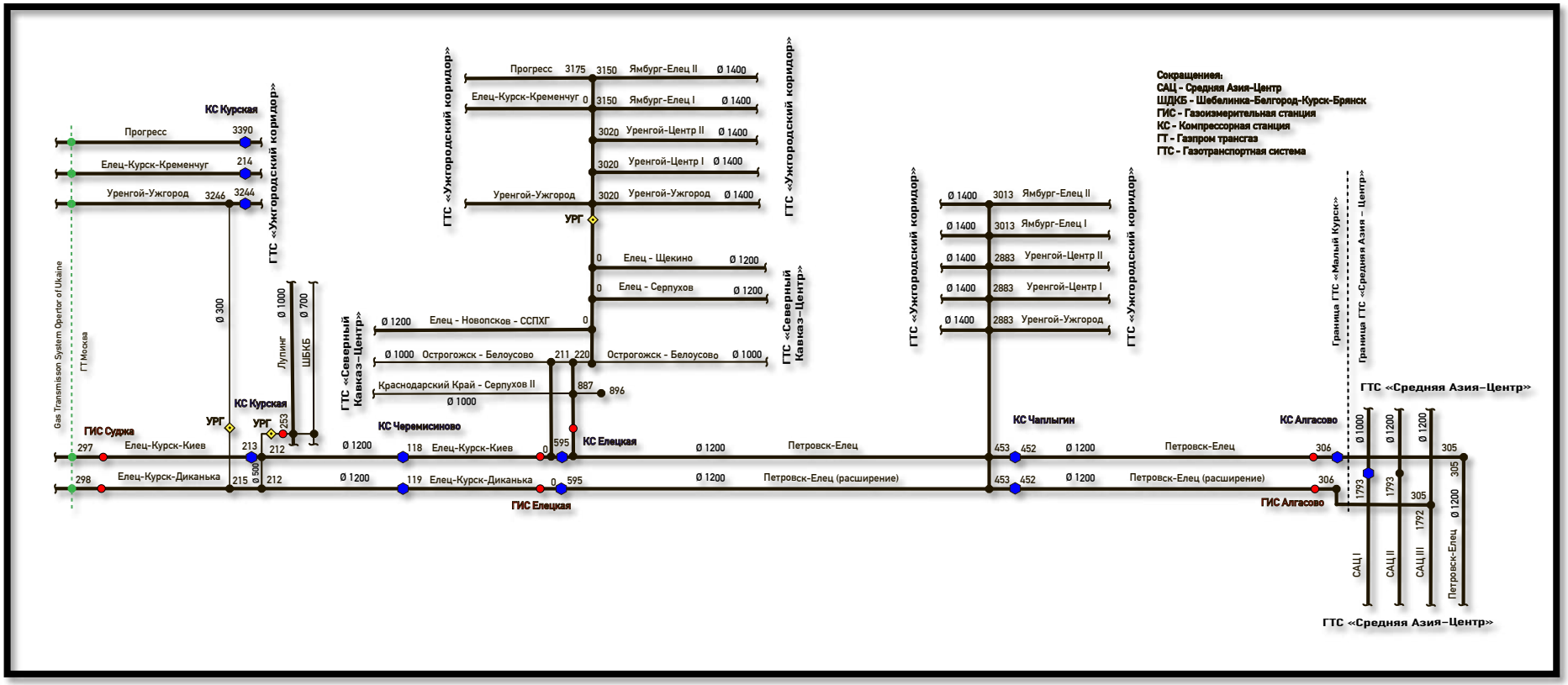


Рис. 2.2.20. Принципиальная схема ГТС Малый - Курск

2.2.3.19 ГТС Грязовец – Ленинград – Гос. граница

Таблица 2.2.19.

Участки ГТС Грязовец – Ленинград – Гос. граница

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Грязовец - Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург	1	Грязовец – Ленинград I (943 км Ухта – Торжок II, Ухта – Грязовец III)	0	324	1020	55
		2	Грязовец – Ленинград II (945 км Ухта – Грязовец III, Грязовец – Торжок IV)	0	317	1220	55
		3	Вологда – Череповец	0	157	1020	55
2	Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург – 607 км	1	Грязовец – Ленинград I	317	607	1020	55
		2	Грязовец – Ленинград II	317	607	1220	55
3	607 - КС Северная	1	Конная Лахта (607 км Грязовец – Ленинград II)	0	43	1220	55
		2	Белоусово – Ленинград	735	802	1020	55
4	КС Северная - Гос. Граница Россия/Финляндия (ГИС Иматра)	1	Конная Лахта	43	62	1220	55
		1	Ленинград – Выборг – Госграница I (Белоусово-Ленинград 802)	0	162	820	55
		2	Ленинград – Выборг – Госграница II (43 км Конная Лахта)	0	157	1020	55

ГТС *Грязовец – Государственная граница* начинается на КС Грязовец магистральными газопроводами Грязовец – Ленинград I $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, Грязовец – Ленинград II $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и распределительным газопроводом $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Вологда – Череповец. Распределительным газопровод Вологда – Череповец в составе ГТС заканчивается на 157 км. Остальные газопроводы ГТС заканчиваются на 607 км. Газопровод Грязовец – Ленинград II переходит в газопровод Конная – Лахта $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. На 735 км газопровод Белоусово – Ленинград поворачивается и включается в состав ГТС *Грязовец – Государственная граница*. На 802 км газопровод Белоусово – Ленинград» заканчивается, переходя в газопровод Ленинград – Выборг – Гос. граница I $D_у$=800 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. Газопровод Конная – Лахта» на 43 и 62 км перемычками соединяется с газопроводом Ленинград – Выборг – Гос. граница II $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа,* на котором установлена КС Северная. На этом участке эти два газопровода и газопровод Ленинград – Выборг – Гос. граница I ГТС *Грязовец – Государственная граница* работают параллельно в едином гидравлическом режиме.

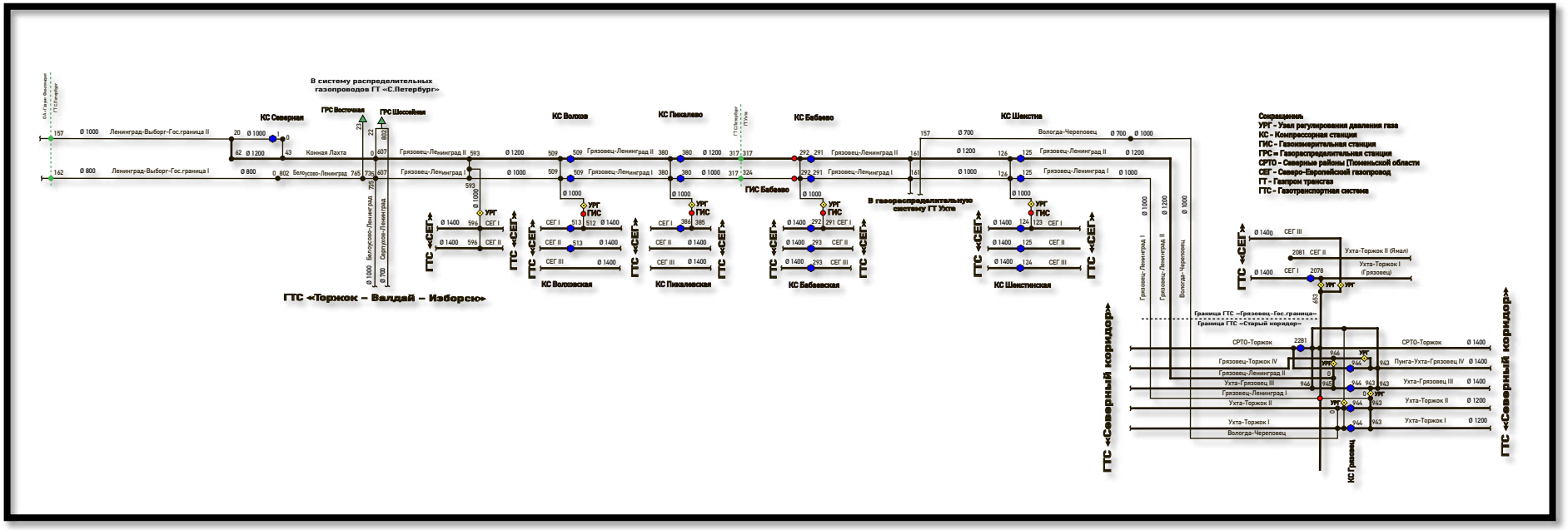


Рис. 2.2.21. Принципиальная схема ГТС Грязовец – Государственная граница

ГТС *Грязовец – Государственная граница* имеет пять межсистемных перемычек с ГТС *Северо-Европейский газопровод,* оборудованных узлами регулирования давления газа.

На 607 *км* газопроводы ГТС *Грязовец – Государственная граница* пересекаются с газопроводами ГТС *Торжок – Валдай – Изборск*.

ГТС заканчивается на границе с Финляндией, где установлена ГИС Иматра.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз С. Петербург».

На ГТС установлены КС Шекстна, КС Бабаево, КС Пикалёво, КС Волхов, КС Северная.

2.2.3.20 ГТС Бухара – Урал

Таблица 2.2.20.

Участки ГТС Бухара – Урал

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Граница Казахстан/ГТГ Екатеринбург – КС Карталы	1	Бухара-Урал I	1445	1732	1020	55
		2	Бухара-Урал II	1445	1732	1020	55
2	КС Карталы - Граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан	1	Бухара-Урал I	1732	1801	1020	55
		2	Бухара-Урал II	1732	1801	1020	55
		3	Бухара-Урал III	1732	1801	1020	55
3	Граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан - Граница Казахстан/ГТГ Екатеринбург	1	Бухара-Урал I	1801	1827	1020	55
		2	Бухара-Урал II	1801	1827	1020	55
		3	Бухара-Урал III	1801	1827	1020	55
4	Граница Казахстан/ГТГ Екатеринбург - Граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан	1	Бухара-Урал I	1827	1833	1020	55
		2	Бухара-Урал II	1827	1833	1020	55
		3	Бухара-Урал III	1827	1833	1020	55
5	Граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан - Граница Казахстан/ГТГ Екатеринбург	1	Бухара-Урал I	1833	1847	1020	55
		2	Бухара-Урал II	1833	1847	1020	55
		3	Бухара-Урал III	1833	1847	1020	55
6	Граница Казахстан/ГТГ Екатеринбург – КС Долгодеревенская	1	Бухара-Урал I	1847	2013	1020	55
		2	Бухара-Урал II	1847	1918	1020	55
		3	Долгодеревенская-Красногорск (Бухара-Урал II)	1918	2013	1020	55
		4	Бухара-Урал III	1847	2013	1020	55
7	КС Долгодеревенская - Екатеринбург	1	Бухара-Урал I	2013	2184	1020	55
		2	Долгодеревенская-Сысерть (2013 км Долгодеревенская-Красногорск (Бухара-Урал II)	0	127	1020	55

Окончание табл. 2.2.20.

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
7	КС Долгодеревенская - Екатеринбург	3	Свердловск-Сысерть (Долгодеревенская-Сысерть (127 км Долгодеревенская-Сысерть) (Бухара-Урал II)	127	0	1020	55
8	КС Н. Тура - Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Екатеринбург	1	Игрим-Серов-Н.Тагил	617	629	1020	55
		2	СРТО - Урал II	617	629	1220	55

Несмотря на то, что в настоящее время направление газовых потоков по ГТС *Бухара – Урал* может отличаться от проектных, для удобства рассмотрим ГТС от границы России с Казахстаном и от КС Н. Тура.

ГТС *Бухара – Урал* начинается на границе России и Казахстана двумя газопроводами $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Бухара – Урал и «Бухара – Урал II. На 1469 км, где расположена КС Домбаровка начинается магистральный газопровод $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Домбаровка – Оренбург и распределительные газопроводы высокого давления $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Орск – Гай – Новотроицк I и Орск – Гай – Новотроицк II. От КС Карталы в ГТС появляется третий газопровод $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Бухара – Урал III. На участке от КС Карталы до КС Красногорск ГТС *Бухара – Урал* несколько раз пересекает границы между Россией и Казахстаном. После КС Красногорск газопровод Бухара – Урал II меняет название на Долгодеревенская – Красногорск. КС Долгодеревенская является узловой для ГТС *Бухара – Урал*. Здесь к ГТС *Бухара – Урал* подключаются газопровды ГТС *Сургутский коридор* и начинается ГТС *Долгодеревенская – Поляна*. Здесь газопровод Долгодеревенская – Красногорск меняет название на Долгодеревенская – Сысерть $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, а на 127 км этот газопровод меняет название на Свердловск – Сысерть $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, с отсчетом километража от г. Екатеринбурга. Газопровод Бухара – Урал I прерывается на 2184 км и снова начинается на 2198 км с названием Свердловск – Н. Тагил» $D_у$=800 мм $P_у$=5,5 МПа.

От КС Нижняя Тура ГТС *Старый коридор* в сторону г. Екатеринбург направляются газопровод СРТО – Урал $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и газопровод Игрим – Серов – Н.Тагил $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа,* который заканчивается на отметке 2340 км и здесь начинается газопровод Свердловск – Нижний Тагил $D_у$=800 *мм* $P_у$=5,5 *МПа.* Газопровод СРТО – Урал заканчивается на 870 км, соединяясь с газопроводом Свердловск – Сысерть.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» и ООО «Газпром трансгаз Югорск».

На ГТС расположены КС Домбаровка, КС Теренсай, КС Карталы, КС Красногорск, КС Долгодеревенская и КС Нижняя Тура.

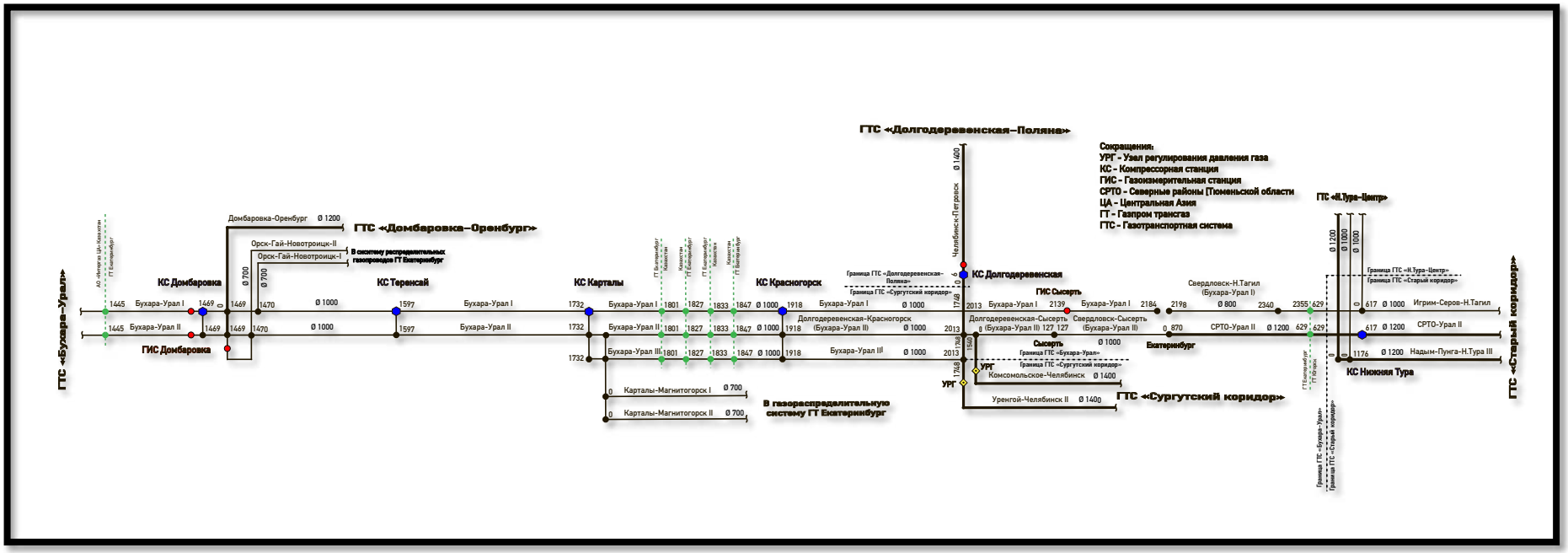


Рис. 2.2.22. Принципиальная схема ГТС Бухара - Урал

2.2.3.21 ГТС Тула – Белоусово

Таблица 2.2.21

Участки ГТС Тула – Белоусово

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	425 км (Павшино) - 510 км	1	Острогожск-Белоусово	434	510	1020	55

ГТС *Тула – Белоусово* представляет собой один газопровод, который начинается после КС Щёкинская (до 2014 г. КС Пришня). Недалеко от населенного пункта Павшино газопровод Острогожск – Белоусово D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*, который до 434 км работал параллельно с другими газопроводами ГТС *Северный Кавказ – Центр* в одном гидравлическом режиме, поворачивает и становится самостоятельным обособленным газопроводом ГТС *Тула – Белоусово*. На 510 км газопровод Острогожск – Белоусово включается в ГТС *Тула – Торжок* и начинает работать с ними в одном гидравлическом режиме.

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

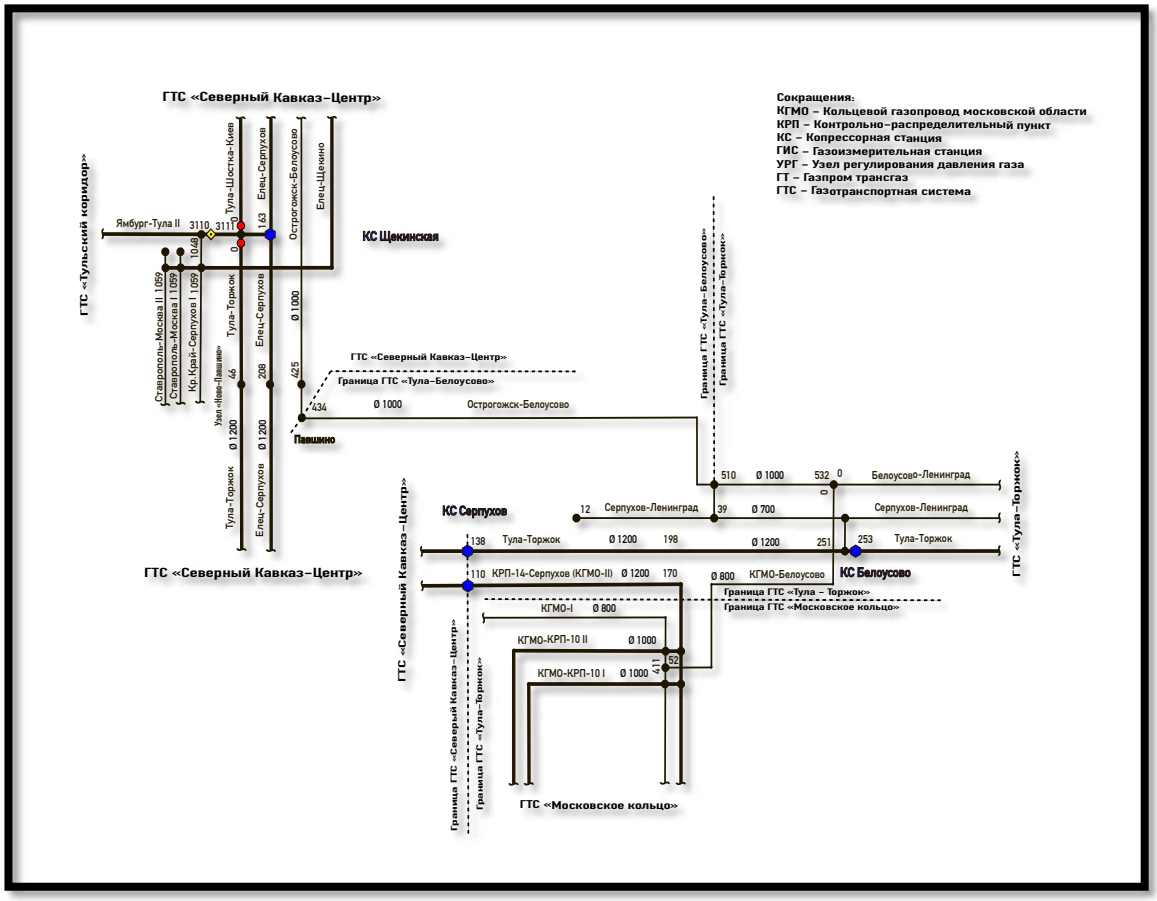


Рис. 2.2.23. Принципиальная схема ГТС Тула - Белоусово

2.2.3.22 ГТС Тула – Торжок

Таблица 2.2.22

Участки ГТС Тула - Торжок

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Серпухов - КС Белоусово	1	Белоусово-КГМО (411 км КГМО-I и 53,0 км КРП-14-Серпухов)	51	0	820	55
		2	Тула-Торжок	138	253	1220	55
		3	КРП-14 - Серпухов	110	72	1220	55
		4	Серпухов-Ленинград	12	61	720	55
		5	Острогожск - Белоусово	510	532	1020	55
2	КС Белоусово - Граница ГТГ Москва/ГТГ Санкт-Петербург	1	Белоусово-Ленинград (Острогожск - Белоусово 532 км)	0	177	1020	55
		2	Серпухов-Ленинград	61	236	720	55
		3	Тула-Торжок	253	430	1220	55
3	Граница ГТГ Москва/ГТГ Санкт-Петербург - КС Торжок	1	Белоусово-Ленинград	177	256	1020	55
		2	Серпухов-Ленинград	236	315	720	55
		3	Тула-Торжок (2608 км Торжок – Долина)	430	513	1220	55

ГТС *Тула – Торжок* начинается на КС Серпухов газопроводом Тула – Торжок $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и газопроводом КРП-14 – Серпухов $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. В районе населенного пункта Павшино к ГТС *Тула – Торжок* подключаются газопроводы Острогожск – Белоусово $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, КГМО – Белоусово $D_у$=800 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, и Серпухов – Ленинград $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. Газопровод КГМО – Белоусово заканчивается перед КС Белоусово, соединяясь с газопроводом Острогожск – Белоусово на 522 км, после этого начинается газопровод Белоусово – Ленинград $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*.

От КС Белоусово до КС Торжок ГТС *Тула – Торжок* состоит из трех газопроводов Тула – Торжок $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, Белоусово – Ленинград $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и «Серпухов – Ленинград» $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*.

Газопроводов Тула – Торжок заканчивается на КС Торжок, переходя в газопровод «Торжок – Долина» ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи – Кобрин*.

Газопроводы Белоусово – Ленинград и Серпухов – Ленинград после КС Торжок продолжаются в составе ГТС *Торжок – Валдай – Изборск*.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва» и ООО «Газпром трансгаз С. Петербург».

На ГТС установлены КС Серпухов, КС Белоусово, КС Волоколамская, КС Торжок.

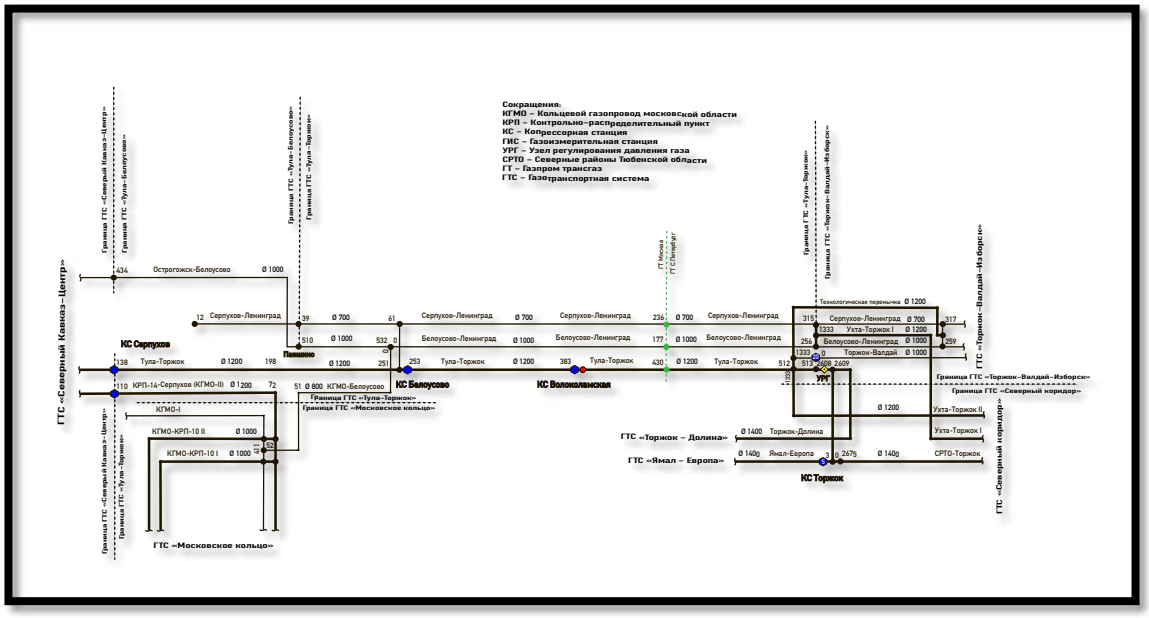


Рис. 2.2.24. Принципиальная схема ГТС Тула - Торжок

2.2.3.23 ГТС Торжок – Валдай – Изборск

Таблица 2.2.23.

Участки ГТС Торжок – Валдай -Изборск

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, км	конец, км	$D_н$, мм	$P_{пр}$, кг/см^2
1	КС Торжок – КС Валдайская	1	Белоусово - Ленинград	256	432	1020	55
		2	Серпухов - Ленинград	315	481	720	55
		3	Торжок - Валдай (Ухта - Торжок II 1333 км)	0	184	1020	55
2	КС Валдайская – Невское ПХГ	1	Белоусово - Ленинград	432	504	1020	55
		2	Серпухов - Ленинград	481	551	720	55
3	Невское ПХГ – КС Новгород	1	Серпухов - Ленинград I (551 км Серпухов - Ленинград)	551	627	720	55
		2	Серпухов -Ленинград II (551 км Серпухов-Ленинград)	551	644	1020	55
		3	Белоусово - Ленинград	504	596	1020	55
4	КС Новгород – 735/780 км (пересечение с ГТС Грязовец Гос. граница) – ГРС Шоссейная	1	Серпухов-Ленинград (6744 км Серпухов-Ленинград II)	644	780	720	55
		2	Белоусово-Ленинград	596	735	1020	55

Окончание табл. 2.2.23.

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
5	735/780 км (пересечение с ГТС *Грязовец Гос. граница*) - ГРС Шоссейная	1	Серпухов – Ленинград	780	802	720	55
6	КС Валдайская – Граница Россия/Эстония	1	Валдай-Псков – Рига (184 км Торжок – Валдай)	0	338	1020	55
		2	Валдай – Псков – Рига	338	365	720	55
		3	Изборск – Инчукалское ПХГ (338 км Валдай-Псков – Рига)	0	26	720	55

ГТС *Торжок – Валдай - Изборск* начинается на КС Торжок двумя газопроводами $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Торжок – Валдай, Белоусово – Ленинград (как продолжение газопровода Белоусово – Ленинград ГТС *Тула – Торжок*) и газопроводом Серпухов – Ленинград $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* (как продолжение газопровода Серпухов – Ленинград ГТС *Тула – Торжок*), которые до КС Валдайская работают в одном гидравлическом режиме.

На КС Валдайская газопроводы ГТС *Торжок – Валдай - Изборск* расходится на два направления.

Первое направление от КС Валдайская на город С. Петербург продолжается газопроводом Белоусово – Ленинград $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и газопроводом Серпухов – Ленинград $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*.

На 504/551 км к газопроводам ГТС *Торжок – Валдай – Изборск* подключается Невское ПХГ с дожимной компрессорной станцией. Здесь же газопровод Серпухов – Ленинград разделяется на два газопровода Серпухов – Ленинград I $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и Серпухов – Ленинград II $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. Газопровод Серпухов – Ленинград I заканчивается на 627 км. После КС Новгород газопровод Серпухов – Ленинград II меняет свое название на Серпухов – Ленинград и диаметр на $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и в дальнейшем работая совместно с газопроводами распределительной системы ООО «Газпром трансгаз С. Петербург (газопроводы $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Кипень – Петродворец, Кипень – Гатчина, Ям-Ижора – Гатчина, также относятся к этой системе) заканчивается на 802 км, где подключена ГРС Шоссейная. Газопровод Белоусово – Ленинград на 735 км соединяется с газопроводом Грязовец – Ленинград I и поворачивая дальше становится частью ГТС *Грязовец – Гос. граница*.

Второе направление от КС Валдайская на КС Изборская состоит из одного газопровода Валдай – Псков – Рига $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МП.*

На КС Изборская газопровод Валдай – Псков – Рига разделяется на три газопровода: собственно газопровод Валдай – Псков – Рига $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, который заканчивается на границе с Эстонией, газопровод Изборск – Инчукалское ПХГ $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, который заканчивается на границе с Эстонией и газопровод Изборск – Тарту – Раквере $D_у$=500 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, который относится к системе распределительных газопроводов ОО «Газпром трансгаз Санкт Петербург и заканчивается на границе с Эстонией.

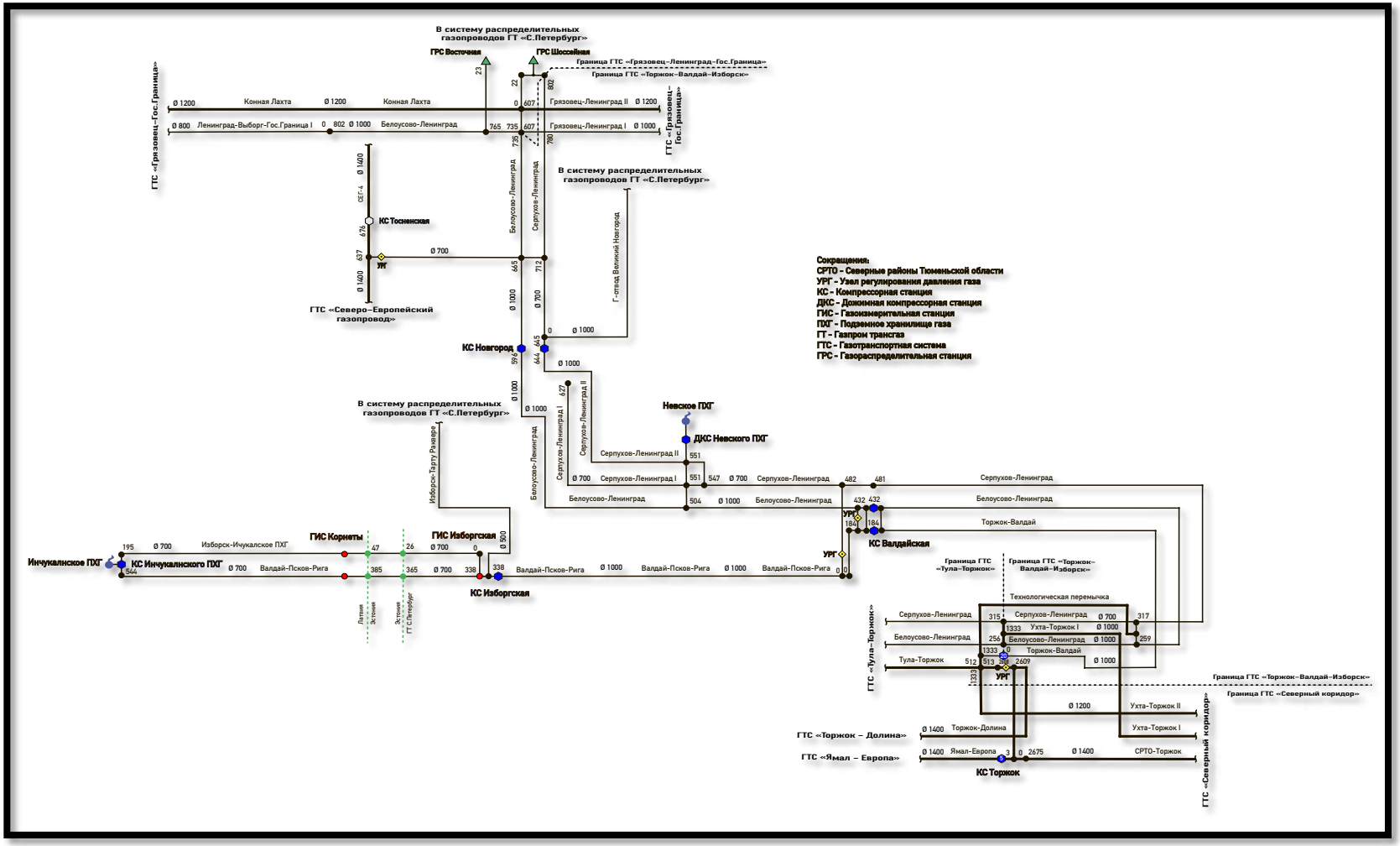


Рис. 2.225. Принципиальная схема ГТС Торжок - Валдай

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз С. Петербург».

На ГТС установлены КС Торжок, КС Валдай, КС Изборская, КС Новгород.

2.2.3.24 ГТС Кольцевой газопровод Московской области

Таблица 2.2.24

Участки ГТС Кольцевой газопровод Московской области

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Серпухов - Воскресенск	1	КГМО I	0	38	820	55
		2	КГМО I	38	86	1220	55
		3	КГМО I	86	102	800/ 700/ 500	55
		4	Серпухов – Воскресенск (КГМО II)	0	102	1220	55
2	Серпухов – Чириково	1	Тула - Торжок	138	198	1220	55
		2	КРП-14 – Серпухов (КГМО II) (295 км Елец – Серпухов)	115	0	1220	55
		3	КГМО I	464	366	820	55
3	Яхрома – Чириково	1	Грязовец – КГМО (КГМО II)	416	493	1220	55
		2	КГМО I	288	366	820	55
4	Яхрома – Ногинск	1	Яхрома – Ногинск (КГМО II)	0	82	1220	55
		2	КГМО I	288	206	820	55
		3	Ногинск - Яхрома	15	0	1220	55
5	Ногинск - Воскресенск	1	КГМО II	105	0	1220	55
		2	Ногинск-Воскресенск (КГМО I)	0	106	1220	55

ГТС *Кольцевой газопровод Московской области (КГМО)* состоит из отдельных участков с подключенными к ним комплексными распределительными пунктами (КРП), осуществляющими очистку, замер расхода и понижение давления газа с высокого до среднего. В ГТС *КГМО* образовано несколько узловых точек: КС Серпухов, КС Воскресенск, крановая площадка (КП) Ногинск, КС Яхрома, крановая площадка (КП) Чириково.

В узловую точку ГТС *КГМО* КС Серпухов приходят магистральные газопроводы $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* Тула – Торжок, Елец – Серпухов и технологическая перемычка Горький-Центр – Серпухов ГТС *Северный Кавказ - Центр*.

Участок ГТС *КГМО* КС Серпухов – КС Воскресенск состоит из газопроводов КГМО I, который меняет диаметр $D_у$=800/1200/800/700/500 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и Серпухов – Воскресенск (КГМО II) $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа.*

Участок ГТС *КГМО* КС Серпухов – Чириково состоит из газопроводов Тула - Торжок, который на 198 км поворачивает от ГТС *КГМО* в сторону КС Белоусово, начиная ГТС *Тула – Торжок*, КРП-14 – Серпухов (КГМО II) $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и КГМО I $D_у$=800 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. От газопроводов КРП-14 – Серпухов (КГМО II) на 53 *км* и КГМО I на 411 *км* начинаются газопроводы $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* КГМО – КРП ГТС *Тула*-10 I и КГМО – КРП-10 II до КРП-10. К КГМО I на 411 км подключается газопровод $D_у$=800 *мм* и $P_у$=5,5 *МПа* Белоусово – КГМО.

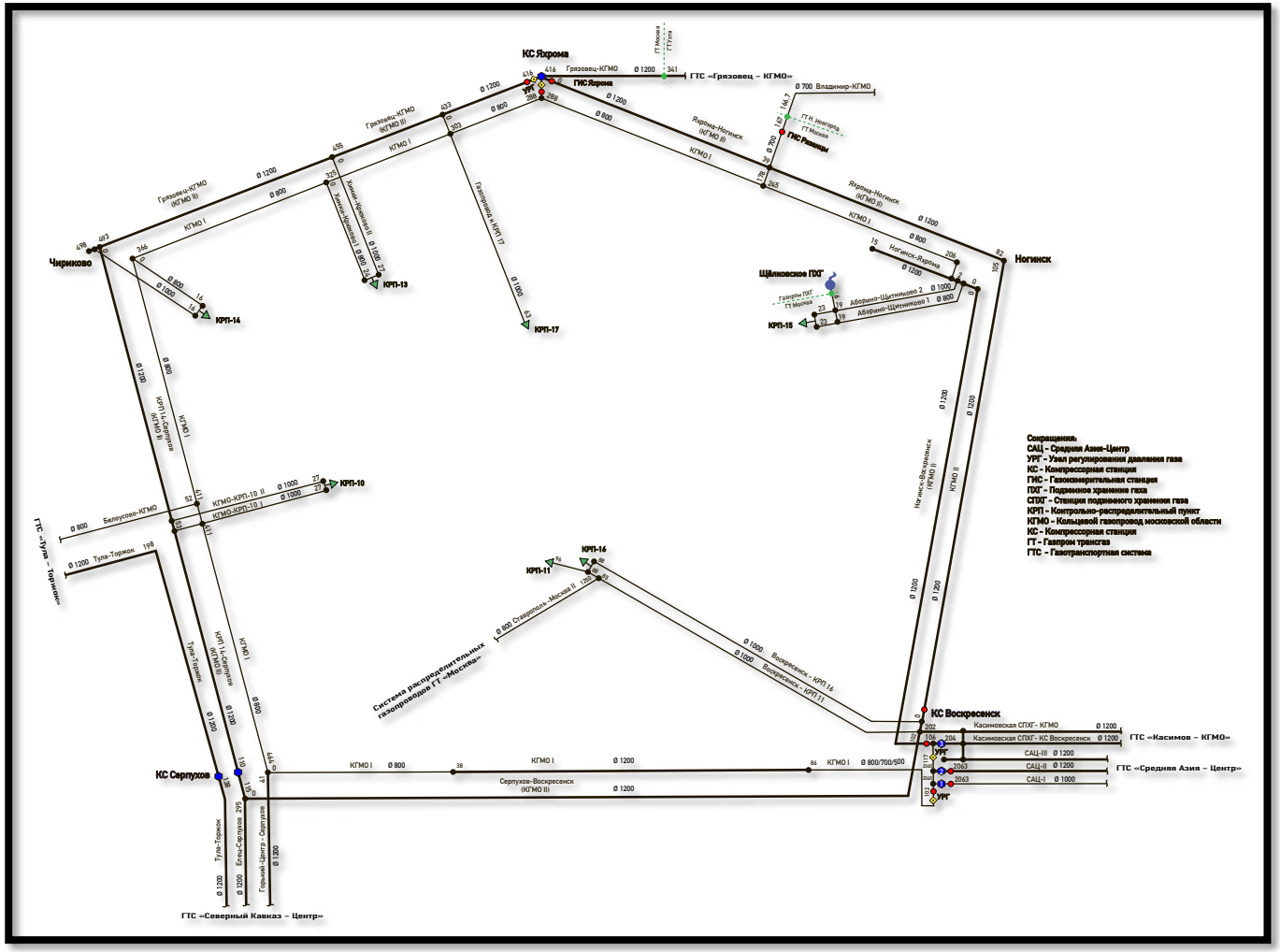


Рис. 2.2.26. Принципиальная схема ГТС Кольцевой газопровод Московской области

От узловой точки Чириково от ГТС *КГМО* начинаются газопроводы D_y=800 *мм* P_y=5,5 *МПа* и D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* до КРП-14.

В узловую точку КС Яхрома приходит магистральный газопровод D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Грязовец – КГМО и далее в составе ГТС *КГМО* он продолжается до узловой точки Чириково с названием Грязовец – КГМО (КГМО II) D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Грязовец - КГМО. Вторым газопроводом на участке ГТС *КГМО* КС Яхрома – Чириково является газопровод КГМО I D_y=800 *мм* P_y=5,5 *МПа*. На этом участке ГТС подключены КРП-17 газопроводом «КГМО – КРП-17» D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* и КРП-13 газопроводами Химки – Крюково I D_y=800 *мм* P_y=5,5 *МПа* и Химки – Крюково II D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*.

От узловой точки КС Яхрома до узловой точки Ногинск расположены два газопровода ГТС *КГМО* Яхрома – Ногинск (КГМО II) и КГМО I D_y=800 *мм* P_y=5,5 *МПа*. На 39/245 км к ГТС подключается распределительный газопровод «Владимир – КГМО» D_y=700 *мм* P_y=5,5 *МПа*. На 206 км газопровод КГМО I подключается к газопроводу D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Ногинск – Яхрома, который на протяжении 15 км является третьим газопроводом ГТС на участке КС Яхрома - Ногинск. В узловой точке Ногинск к газопроводу Ногинск – Яхрома подключен КРП-15 газопроводами Аборино – Шитниково 1 D_y=800 *мм* P_y=5,5 *МПа* и Аборино – Шитниково 2 D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.* К этому газопроводу на 19 км присоединяется газопровод подключения к Щёлковскому ПХГ.

В узловую точку ГТС *КГМО* КС Воскресенск приходят магистральные газопроводы ГТС *Средняя Азия – Центр* САЦ I, САЦ II, САЦ III и ГТС *Касимов - КГМО* Касимовское СПХГ – КГМО, Касимовская СПХГ – КС Воскресенск. На участке ГТС *КГМО* КС Воскресенск – Ногинск располагаются газопровды D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Ногинск – Воскресенск (КГМО I) и D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* КГМО II. К газопроводу КГМО II в узловой точке КС Воскресенск подключены КРП-11 газопроводом «КС Воскресенск – КРП-11» D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*, к которому на 85 км подключается распределительный газопровод Ставрополь – Москва II и КРП-16 газопроводом КС Воскресенск – КРП-16 D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.*

ГТС *КГМО* полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На *КГМО* установлены КС Серпухов, КС Воскресенск, КС Яхрома.

2.2.3.25 ГТС Грязовец – КГМО

Таблица 2.2.25

Участки ГТС Грязовец – КГМО

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Грязовец - ГИС Бурмакино	1	Грязовец-КГМО	0	174	1220	55
2	ГИС Бурмакино - граница Г ТГ Ухта/Г ТГ Москва	1	Грязовец-КГМО	174	341	1220	55
3	Граница Г ТГ Ухта/Г ТГ Москва – КС Яхрома	1	Грязовец-КГМО	341	416	1220	55

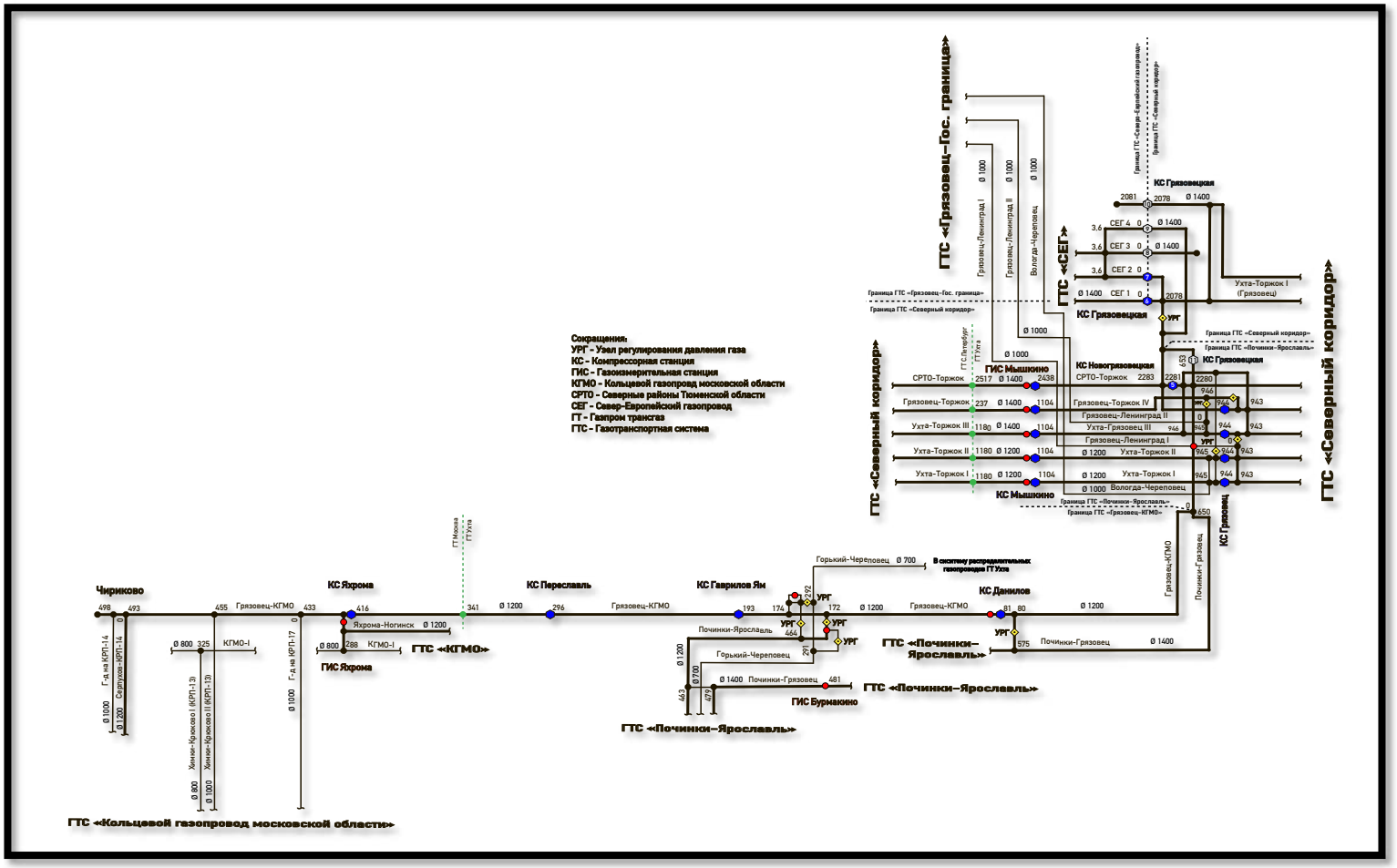


Рис. 2.2.27. Принципиальная схема ГТС Грязовец – КГМО

ГТС *Грязовец – КГМО* начинается на КС Грязовец газопроводом Грязовец – КГМО D_y=1200 *мм* Ру=5,5 *МПа*. На участке до 80 км параллельно с газопроводом Грязовец – КГМО располагается газопровод Починки – Грязовец D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* ГТС *Починки – Ярославль*, который на 80 км соединяется с газопроводом Грязовец – КГМО перемычкой с УРГ. От отметки 80 км газопровод Грязовец – КГМО продолжается один и заканчивается на КС Яхрома, переходя в ГТС *КГМО*.

На отметке 174 км установлена ГИС Бурмакино с расположенными на ней узлами замера расхода газа и узлами регулирования давления газа. Здесь к ГТС *Грязовец – КГМО* подключаются магистральный газопровод D_y=1200 *мм* Ру=5,5 *МПа* Починки – Ярославль и распределительный газопровод D_y=700 *мм* Ру=5,5 *МПа* Горький – Череповец.

ГТС *Грязовец – КГМО* может работать в различных режимах. Первоначально газ направлялся от КС Грязовец к КС Яхрома. После строительства газопровода Починки – Грязовец газ от ГИС Бурмакино направляется в два противоположных направления: на КС Грязовец и на КС Яхрома (перемычка между 463 км газопровода Починки – Ярославль и 479 км газопровода Починки – Грязовец).

ГТС *Грязовец – КГМО* заканчивается на КС Яхрома, где газопровод Грязовец – КГМО переходит в состав ГТС *КГМО*.

ГТС *Грязовец – КГМО* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС установлены КС Данилов, КС Гаврилов Ям, КС Переславль и КС Яхрома.

2.2.3.26 ГТС Касимов – КГМО

Таблица ***2.2.26***

Участки ГТС Касимов – КГМО

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Касимов – 16 км	1	Касимовская СПХГ – КГМО	0	16	1220	55
		2	Отвод: Касимовская ПХГ	20	0	1020	55
		3	Касимовская СПХГ – КС Воскресенск	0	16	1220	55
2	16 км – 138/137 км	1	Горький – Центр	244	359	1220	55
		2	Касимовская СПХГ– КГМО	16	137	1220	55
		3	Касимовская СПХГ – КС Воскресенск	16	138	1220	55
3	138/137 км – КС Воскресенск	1	Касимовская СПХГ – КГМО	137	202	1220	55
		2	Касимовская СПХГ – КС Воскресенск	138	204	1220	55

ГТС *Касимов – КГМО* начинается на КС Касимовского ПХГ газопроводом Касимовская СПХГ – КГМО D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа*, Касимовская СПХГ – КС Воскресенск D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* и газопроводом-отводом к Касимовскому ПХГ от отметки 224 км газопровода Горький – Центр D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*, который используется для закачки газа в ПХГ. К газопроводу СПХГ – КГМО и газопроводу-отводу подключаются газопроводы D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* КС Путятино – Касимовское ПХГ и «Увязовское ПХГ – Касимовское ПХГ, соединяющие ГТС *Тульский коридор* и ГТС *Касимов – КГМО* .

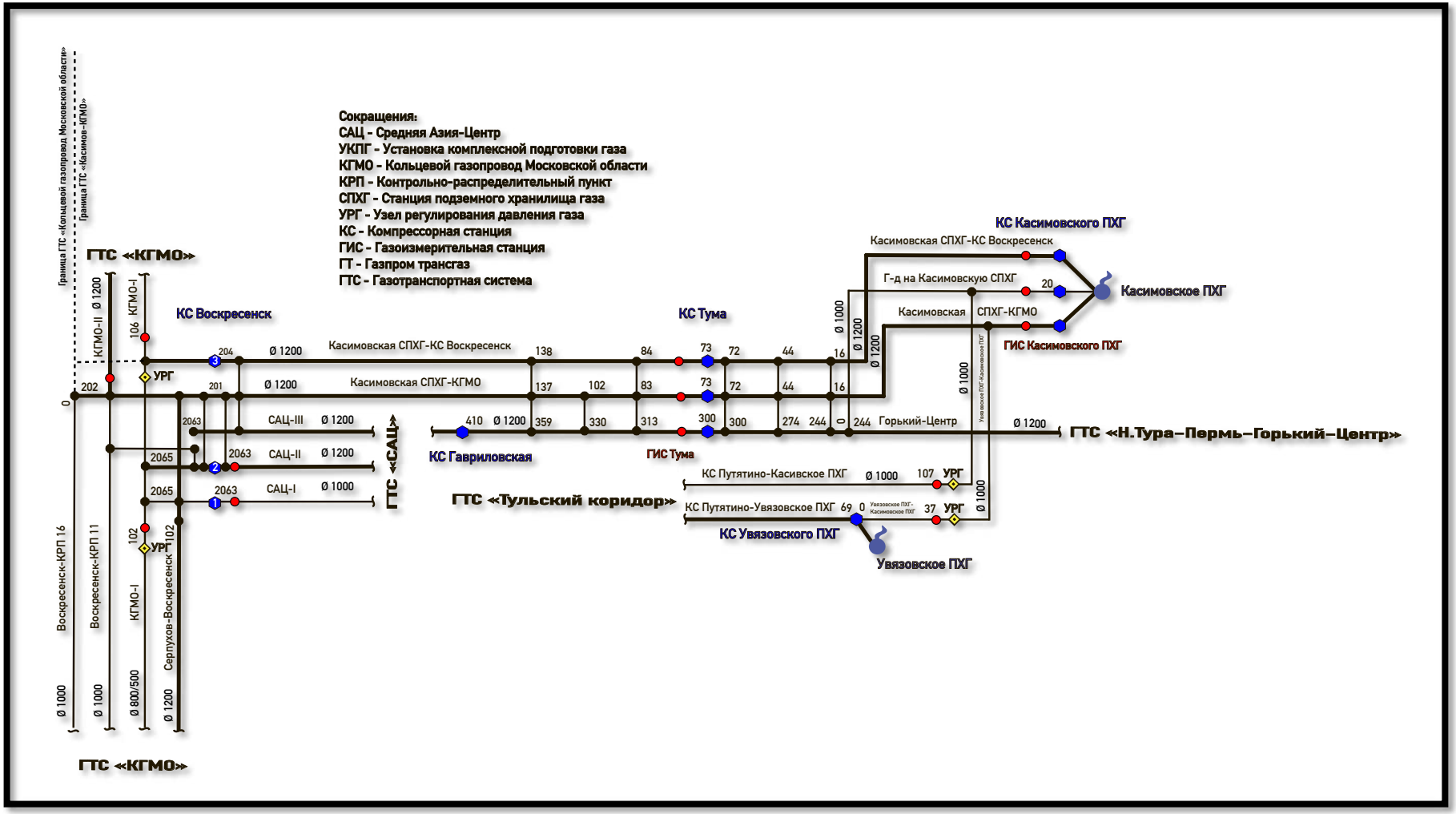


Рис. 2.2.28. Принципиальная схема ГТС Касимов - КГМО

От отметки 16 км до отметки 138/137 км параллельно с газопроводами Касимовская СПХГ – КГМО и Касимовская СПХГ – КС Воскресенск в ГТС *Касимов – КГМО* входит участок газопровода Горький – Центр (от 224 до 359 км). От отметки 138/137 км до КС Воскресенск ГТС *Касимов – КГМО* состоит из двух газопроводов Касимовская СПХГ – КГМО и Касимовская СПХГ – КС Воскресенск.

Через ГТС *Касимов – КГМО* происходит основное снабжение газом ГТС КГМО от Касимовского и Увязовского ПХГ.

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС установлены КС Касимовского ПХГ, КС Тума и КС Воскресенск.

2.2.3.27 ГТС Починки – Ярославль

Таблица 2.2.27

Участки ГТС Починки – Ярославль

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Починки - Граница ГТГ Н. Новгород/ГТГ Ухта	1	Починки-Ярославль (2642 км и 2645 км Ямбург-Елец I; 2645 км Ямбург-Елец II; 2647 км и 2651 Прогресс)	0	447	1420	75
		2	Починки-Грязовец (2642 км и 2645 км Ямбург-Елец I; 2645 км Ямбург-Елец II; 2647 км и 2651 Прогресс)	0	458	1420	75
2	Граница ГТГ Н. Новгород/ГТГ Ухта - ГИС Бурмакино	1	Починки-Ярославль (172 км Грязовец-КГМО)	447	464	1420	75
		2	Починки - Грязовец	462	481	1420	75
3	ГИС Бурмакино – 575 км	1	Починки - Грязовец	481	575	1420	75
4	575 км – КС Грязовец	1	Починки - Грязовец	575	650	1420	75
		2	Грязовец - КГМО	80	0	1220	75

ГТС *Починки – Ярославль* начинается на КС Починки газопроводом Починки – Ярославль D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*, берущего начало от газопроводов Ямбург – Елец I (2642 и 2645 км) и Прогресс (2647 и 2651 км) и газопроводом Починки – Грязовец Dy=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*, начинающегося от газопровода Ямбург – Елец I (2642 и 2645 км), Ямбург – Елец II (2645 км). Параллельно газопроводам ГТС проходит распределительный газопровод Саратов – Горький, далее переходящий в газопровод «Горький – Череповец».

На 47 км, где установлена КС Лукояновская, ГТС *Починки – Ярославль* пересекает ГТС *Тульский коридор*. На 2569 км газопровод Ямбург – Тула I заканчивается, соединяясь с газопроводами Починки – Грязовец и Починки – Ярославль.

На ГИС Бурмакино газопровод Починки – Ярославль заканчивается, подключаясь к газопроводу Грязовец – КГМО. Наличие перемычки между газопроводами Починки – Ярославль и Починки – Грязовец, который продолжается дальше, позволяет направлять потоки по газопроводу Грязовец – КГМО, как в сторону КС Яхрома ГТС *КГМО*, так и в сторону КС Грязовец ГТС *Северный коридор*.

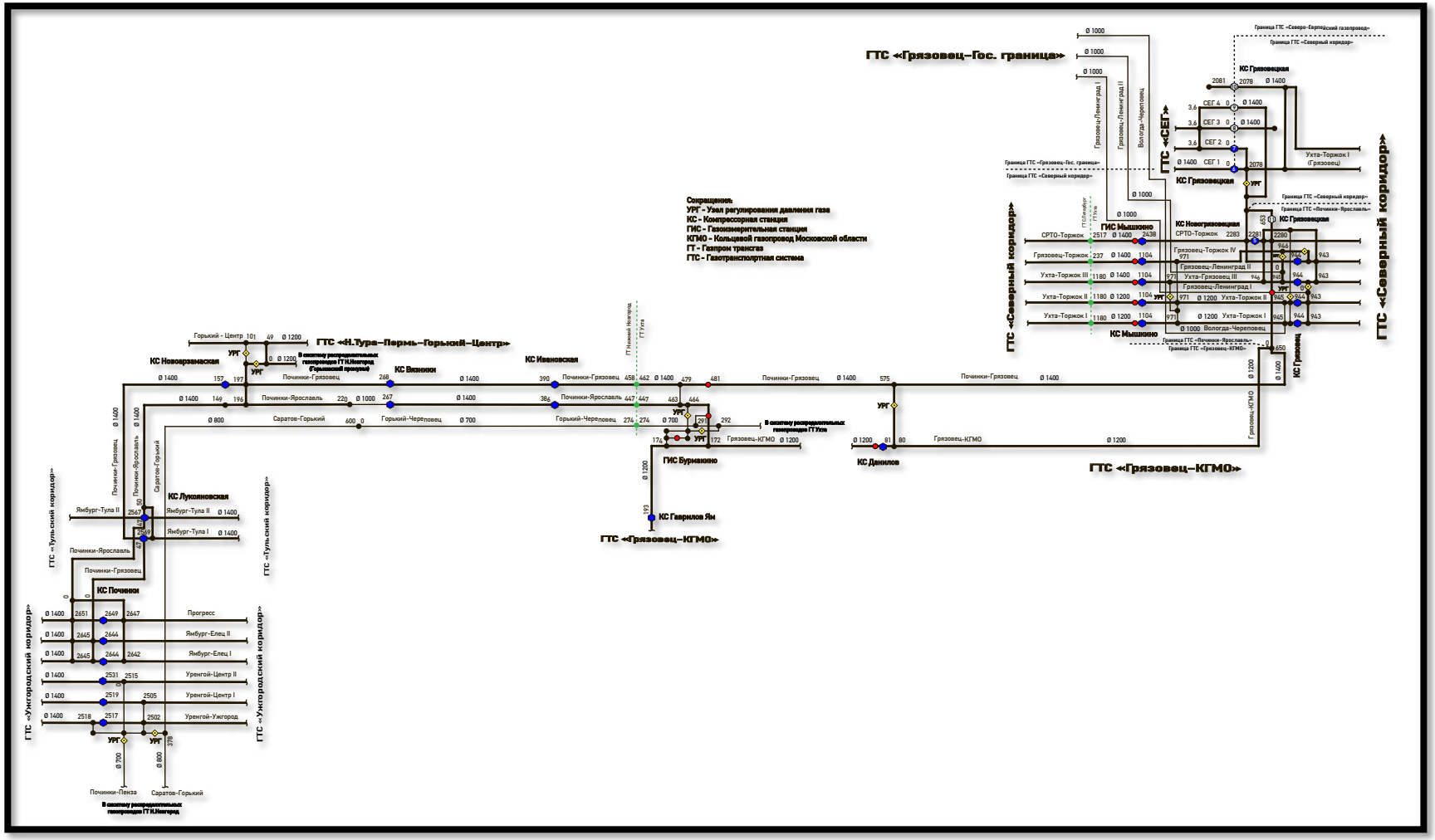


Рис. 2.2.29. Принципиальная схема ГТС Починки - Ярославль

На 575 км между газопроводом Починки – Грязовец и газопроводом Грязовец – КГМО установлена перемычка с УРГ.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и «Газпром трансгаз Ухта».

На ГТС установлены КЦ КС Лукояновская, КС Новоарзомаская, КС Вязники и КС Ивановская.

2.2.3.28 ГТС Починки – Фролово – Изобильное – Северо-Ставропольские ПХГ

Таблица 2.2.28

Участки ГТС Починки–Изобильное–Северо-Ставропольские ПХГ

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Н. Петровская - Граница ГТГ Саратов/ГТГ Волгоград	1	Починки-Изобильное-ССПХГ (1218 км Челябинск-Петровск, 2733 км Уренгой-Петровск, 2733 км Уренгой-Новопсков)	0	147	1420	75
2	Граница ГТГ Саратов/ГТГ Волгоград-КС Ольховская	1	Починки- Изобильное-ССПХГ (перемычка с 802 км Союз и Оренбург-Н. Псков)	147	305	1420	75
3	КС Ольховская - Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Ставрополь	1	Починки-Изобильное-ССПХГ	305	619	1400	75
4	Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Ставрополь - ГИС Изобильная	1	Починки-Изобильное-ССПХГ	619	934	1420	75

ГТС *Починки – Фролово – Изобильное – Северо-Ставропольские ПХГ (ССПХГ)* начинается на КС Новопетровская газопроводом Починки – Изобильное – ССПХГ (участок Петровск – Фролово – Изобильное) $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа.* Газ в ГТС поступает от ГТС *Новопсковский коридор* на КС Петровская. ГТС *Починки – Фролово – Изобильное – ССПХГ* перед КС Ольховская соединяется с газопроводами ГТС *Оренбургский коридор* перед КС Фролово.

Перед КС Изобильное газопровод Починки – Изобильное - ССПХГ (898 км) соединяется перемычкой с газопроводами Новопсков – Аксай – Моздок север и Северный Кавказ – Центр ГТС *Северного Кавказа*. От этой перемычки начинается газопровод Россия – Турция ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)*.

ГТС *Починки – Фролово – Изобильное – ССПХГ* заканчивается на 934 км после ГИС Изобильная перед УРГ после которого газопровод Починки – Изобильное - ССПХГ переходит в технологическую перемычку ГТС *Северного Кавказа*.

ГТС *Починки – Изобильное – ССПХГ* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

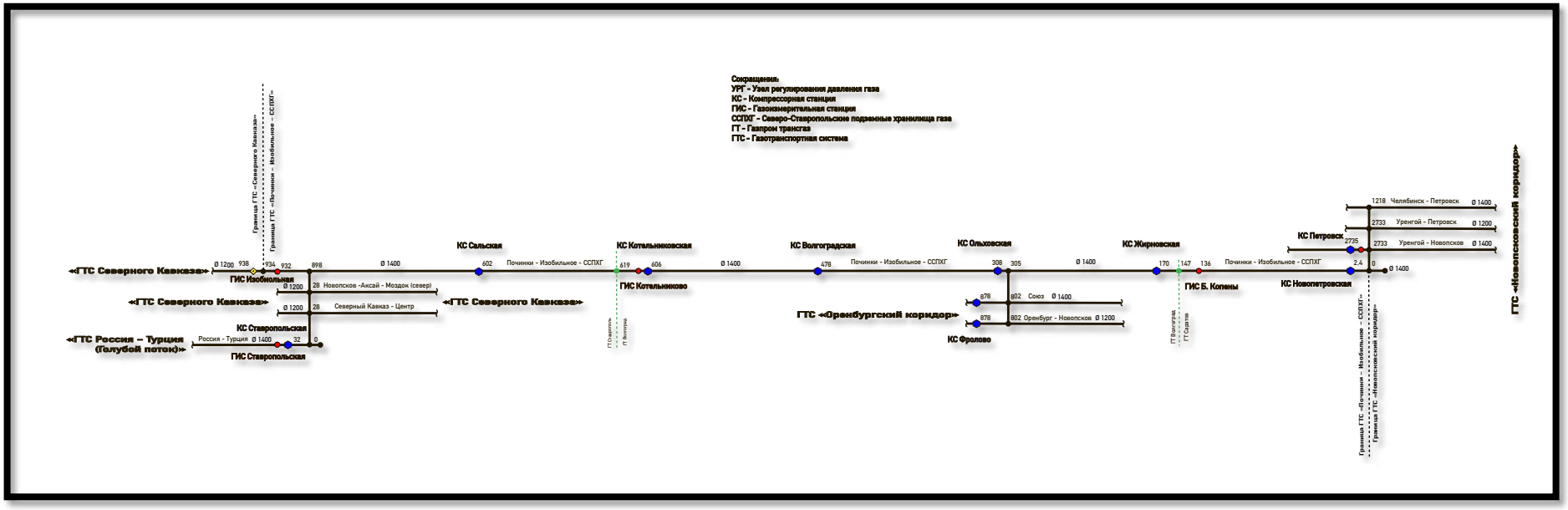


Рис. 2.2.30. Принципиальная схема ГТС Починки – Изобильное – Северо-Ставропольские ПХГ

На ГТС *Починки – Изобильное – ССПХГ* установлены ГИС Большие Копены на границе «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ГИС Котельниково на границе ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

На ГТС *Починки – Изобильное – ССПХГ* установлены КС Новопетровская, КС Жирновская, КС Ольховская, КС Волгоградская, КС Котельниковская, КС Сальская.

2.2.3.29 ГТС Россия – Турция (Голубой поток)

Таблица 2.2.29

Участки ГТС Россия – Турция

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	ГИС Изобильная - Граница ГТГ Ставрополь/ГТГ Краснодар	1	Россия-Турция (Голубой поток) (898 км Починки-Изобильное-ССПХГ, 28 км Новопсков-Аксай-Моздок север, 28 Северный Кавказ-Центр)	0	57	1420	75
2	Граница ГТГ Ставрополь/ГТГ Краснодар – КС Краснодарская	1	Россия-Турция (Голубой поток)	57	300	1420	75
2	КС Краснодарская - Граница ГТГ Краснодар/BSPC	1	Россия-Турция (Голубой поток)	300	364	1220	100

ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)* начинается газопроводом $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* Россия – Турция (Голубой поток), который начинается от перемычки, соединяющей газопровод Починки – Изобильное – ССПХГ (898 км) ГТС *Починки – Фролово – Изобильное – ССПХГ* с газопроводами Новопсков – Аксай – Моздок север (28 км) и Северный Кавказ – Центр (28 км) ГТС *Северного Кавказа*, расположенной перед ГИС Изобильная.

От этой перемычки начинается газопровод «Россия – Турция» ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)*.

От КС Краснодарская до границы с газопроводом между ООО «Газпром трансгаз Краснодар» и Blue Stream Pipeline Company B.V. (BSPC B.V.), на которой заканчивается ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)*, газопровод Россия – Турция имеет параметры $D_у$=1200 *мм* $P_у$=10,0 *МПа*. После границы перед началом подводного газопровода установлены ГИС Береговая и КС Береговая, принадлежащие Blue Stream Pipeline Company B.V. (компания по эксплуатации КС Береговая, участка МГ от отметки 364 км и подводного МГ $D_у$=600 *мм* $P_у$=25 *МПа*.).

ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Кубань».

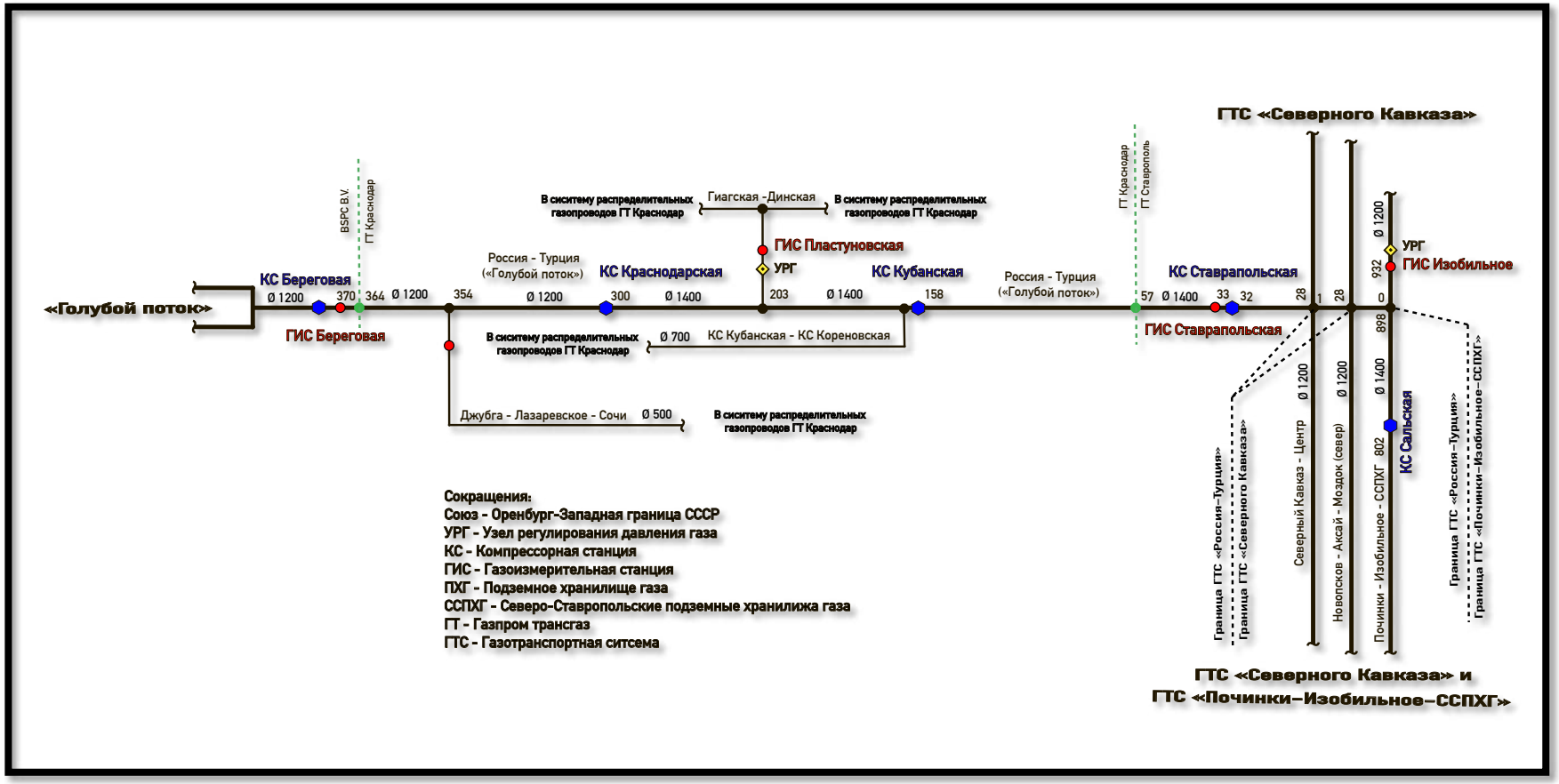


Рис. 2.2.31. Принципиальная схема ГТС Россия – Турция (Голубой поток)

К ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)* подключены газопроводы КС Кубанская – КС Кореновская, Гиагская – Диканская, Джубга – Лазаревская – Сочи, относящиеся к системе распределительных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Краснодар.

На ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)* установлены ГИС Ставропольская на границе «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Кубань» и ГИС Береговая на границе ООО «Газпром трансгаз Кубань» и Blue Stream Pipeline Company B.V.

На ГТС *Россия – Турция (Голубой поток)* установлены КС Ставропольская, КС Краснодарская и КС Береговая.

2.2.3.30 ГТС Острогожск – Шебелинка

Таблица 2.2.30

Участки ГТС Острогожск – Шебелинка

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Острогожск - Граница Россия/Украина (ГИС Валуйки)	1	Шебелинка-Острогожск (676 км Краснодарский Край-Серпухов II)	0	130	1020	55
		2	Острогожск-Шебелинка (0 км Острогожск-Шебелинка соединяется с 9 км Шлейф 1 IV цеха КС Острогожск)	0	120	1220	55

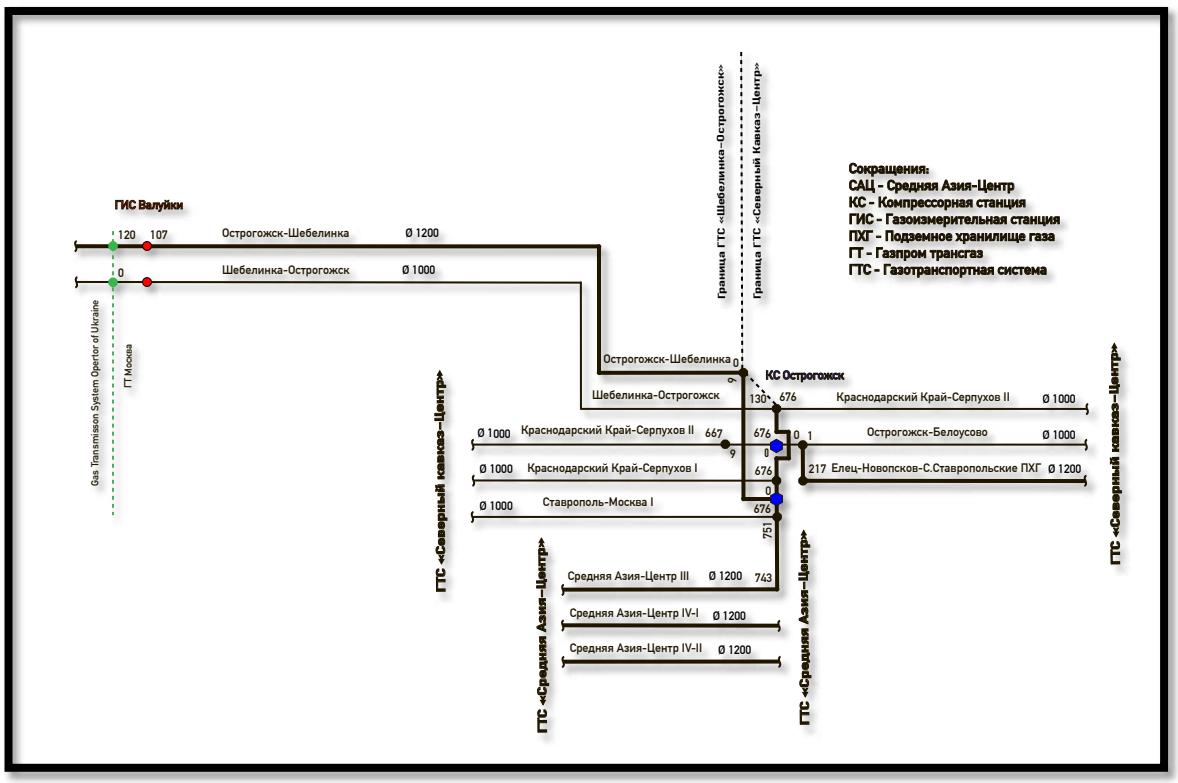


Рис. 2.2.32. Принципиальная схема ГТС Острогожск – Шебелинка

В настоящее время работу ГТС *Острогожск – Шебелинка* необходимо рассматривать как работу двух параллельных газопроводов от КС Острогожск и до границы с Украиной, в отличие от первоначальных проектных решений.

ГТС *Острогожск – Шебелинка* начинается на КС Острогожск газопроводами Шебелинка – Острогожск D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* и Острогожск – Шебелинка D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* и заканчивается на границе с Украиной, перед которой установлена ГИС Валуйки.

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС установлена только КС Острогожская.

2.2.3.31 ГТС Домбаровка – Оренбург

Таблица 2.2.31

Участки ГТС Домбаровка – Оренбург

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Домбаровка - граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан	1	Домбаровка - Оренбург (1469 км Бухара-Урал 1 и Бухара-Урал 2)	0	74	1220	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/Казахстан -Граница Казахстан /ГТГ Екатеринбург	1	Домбаровка - Оренбург	74	83	1220	55
3	Граница ИЦА/Г ТГ Екатеринбург – Оренбург	1	Домбаровка - Оренбург	83	389	1220	55

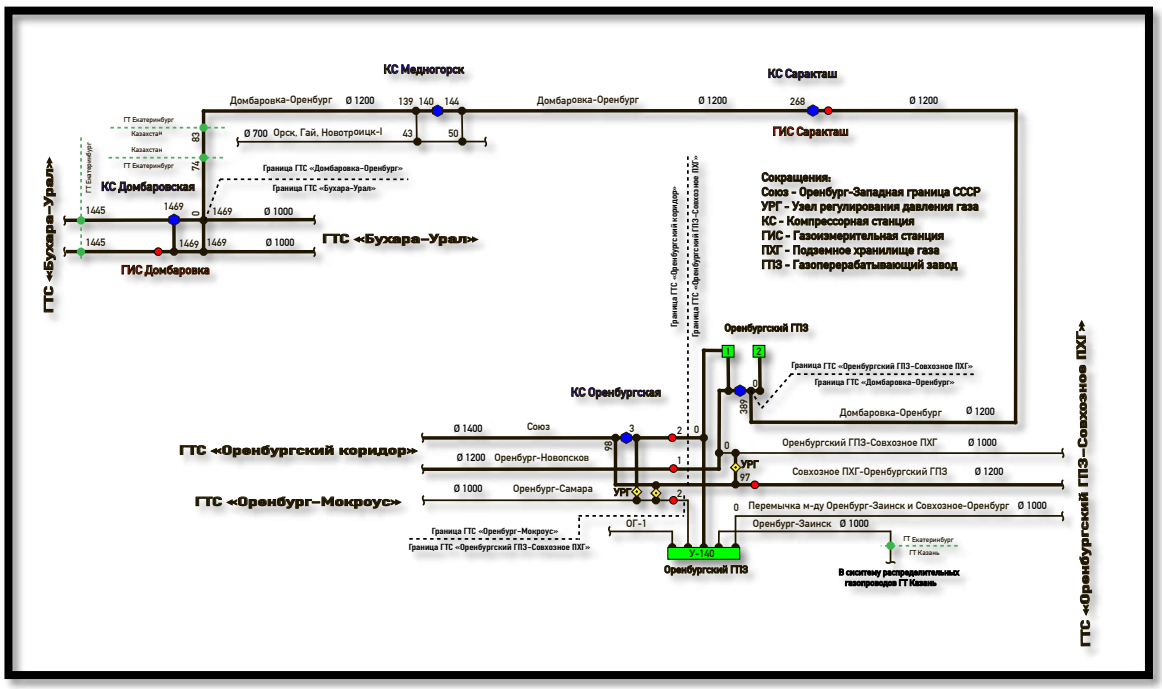


Рис. 2.2.33. Принципиальная схема ГТС Домбаровка - Оренбург

ГТС *Домбаровка – Оренбург* начинается на КС Домбаровка газопроводом Домбаровка – Оренбург D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа*, подключённым на отметке 1469 км к газопроводам ГТС *Бухара – Урал* и заканчивается на КС Оренбургская.

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» за исключением небольшого участка, проходящего по территории Казахстана. На ГТС установлен ГИС Саракташ.

На ГТС установлены КС Домбаровская, КС Медногорск, КС Саракташ и КС Оренбургская.

2.2.3.32 ГТС Оренбург – Самара – Мокроус

Таблица 2.2.32

Участки ГТС Оренбург – Самара – Мокроус

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Оренбург - Граница ГТГ Екатеринбург/ ГТГ Самара	1	Оренбург – Самара	0	250	1020	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/ГТГ Самара- 380 км (265 км г-да Мокроус - Самара — Тольятти)	1	Оренбург – Самара	250	380	1020	55
3	380 км - Граница ГТГ Самара/ГТГ Саратов	1	Мокроус-Самара – Тольятти (380 км Оренбург – Самара)	265	195	820	55
		2	Мокроус - Оренбург – Самара и (лупинг) (380 км Оренбург – Самара)	265	257	820	55
4	Граница ГТГ Самара/ГТГ Саратов – КС Мокроус (1294 км г-да САЦ-II-2)	1	Мокроус – Самара – Тольятти	195	0	820	55

ГТС *Оренбург – Самара – Мокроус* начинается на КС Оренбург газопроводом Оренбург – Самара D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа.* На отметке 380 км к ГТС *Оренбург – Самара – Мокроус* подключается газопровод Мокроус – Самара – Тольятти D_y=800 *мм* P_y=5,5 *МПа*, который начинается на отметке 1293 км газопровода САЦ-II-2, недалеко от КС Мокроус. В настоящее время в большинстве случаев запорная арматура на этом МГ на границе между ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Самара» закрыта и участки ГТС *Оренбург – Самара - Мокроус* работают как региональные распределительные системы ООО «Газпром трансгаз Самара» и ООО «Газпром трансгаз Саратов».

ГТС *Оренбург – Самара - Мокроус* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Самара» и ООО «Газпром трансгаз Саратов».

На ГТС *Оренбург – Самара – Мокроус* установлены КС Бурдыкино, КС Староалександровская, КС Красноармейская.

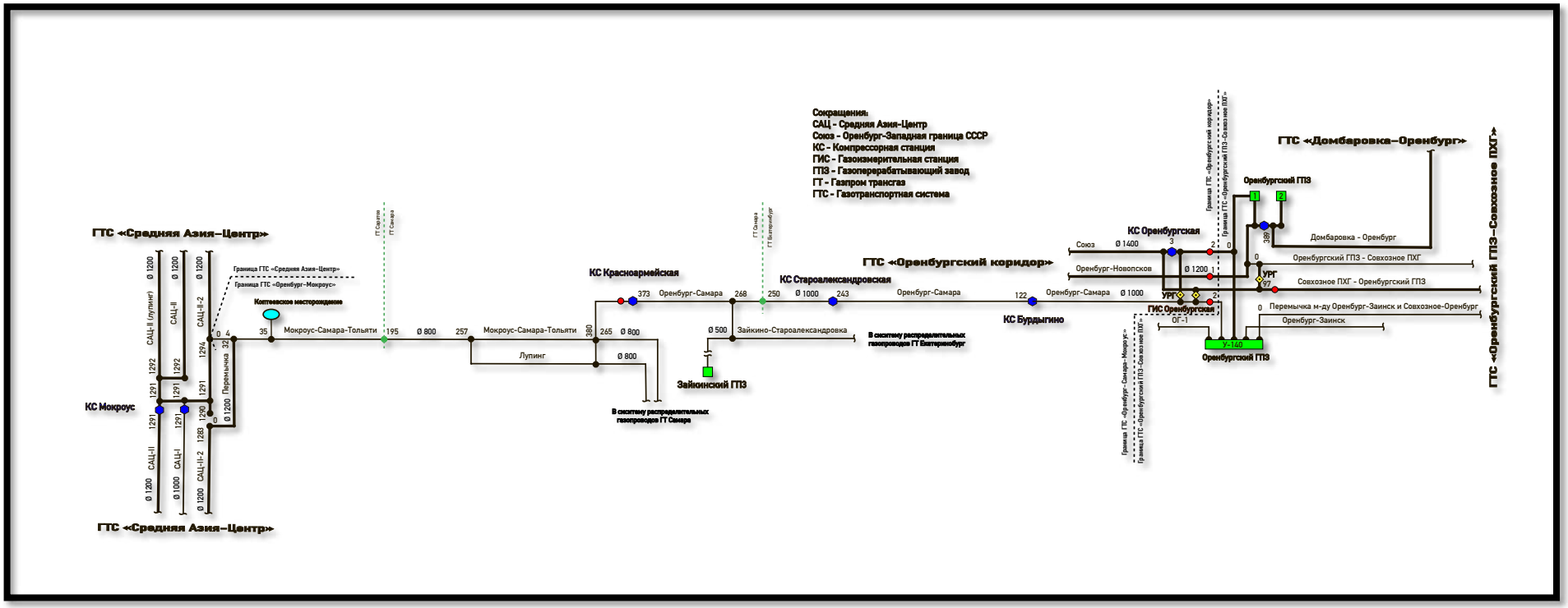


Рис. 2.2.34. Принципиальная схема ГТС Оренбург – Самара - Мокроус

2.2.3.33 ГТС Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ

Таблица 2.2.33

Участки ГТС Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Оренбургский ГПЗ - Совхозное ПХГ	1	Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ	0	95	1020	55
		2	Совхозное ПХГ-Оренбургский ГПЗ	97	0	1200	55
		3	Перемычка между г-д Оренбург-Заинск – Совхозное-Оренбург	0	52	1020	55
		4	Лупинг (52 км перемычка между г-ми Оренбург-Заинск – Совхозное-Оренбург)	0	44	720	55
		5	Октябрьское-Оренбург (44 км перемычки между г-ми Оренбург-Заинск – Совхозное-Оренбург)	82	0	529	55

ГТС *Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ* начинается на Оренбургском газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) газопроводом Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*, газопроводом Совхозное ПХГ – Оренбургский ГПЗ D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа*, газопроводом Перемычка между газопроводами Оренбург-Заинск и Совхозное-Оренбург D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа*, который на отметке 52 км переходит в газопровод-лупинг D_y=700 *мм* P_y=5,5 *МПа* и газопровод Октябрьское – Оренбург D_y=500 *мм* P_y=5,5 *МП.*

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

В ГТС входят только компрессорные станции Оренбургского ГПЗ и Совхозного ПХГ.

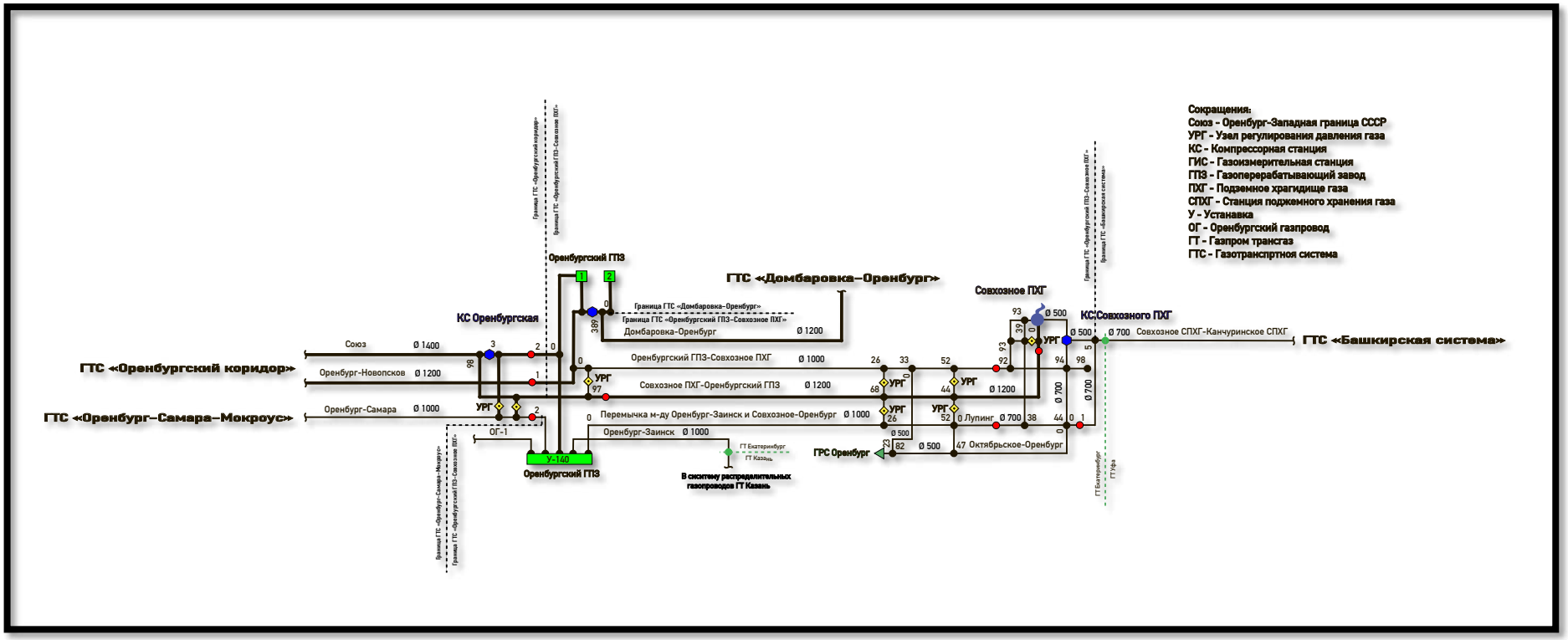


Рис. 2.2.35. Принципиальная схема ГТС Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ

2.2.3.34 Башкирская ГТС

Таблица 2.2.34

Участки Башкирской ГТС

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Совхозная СПХГ - Граница ГТГ Екатеринбург/ГТГ Уфа	1	Совхозная СПХГ- Канчуринская СПХГ	0	1,8	520	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/ГТГ Уфа - Канчуринская СПХГ	1	Совхозная СПХГ- Канчуринская СПХГ	1,8	60	720	55
3	КС Полянская - Канчуринская СПХГ	1	Поляна-Канчуринская СПХГ (1843 км Уренгой-Новопсков, 331 км Челябинск-Петровск)	0	310	1220	55

Башкирская ГТС начинается на КС Полянская газопроводом КС Поляна – Канчуринская СПХГ (КС Полянская – Старая система Баштрансгаз) $D_у$=1000 *мм* Ру=5,5 *МПа* и продолжается газопроводом Совхозная СПХГ – Канчуринская СПХГ $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа.*

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» и ООО «Газпром трансгаз Уфа».

В ГТС входят только компрессорные станции Канчуринского ПХГ и Совхозного ПХГ, которые принадлежат ООО «Газпром ПХГ».

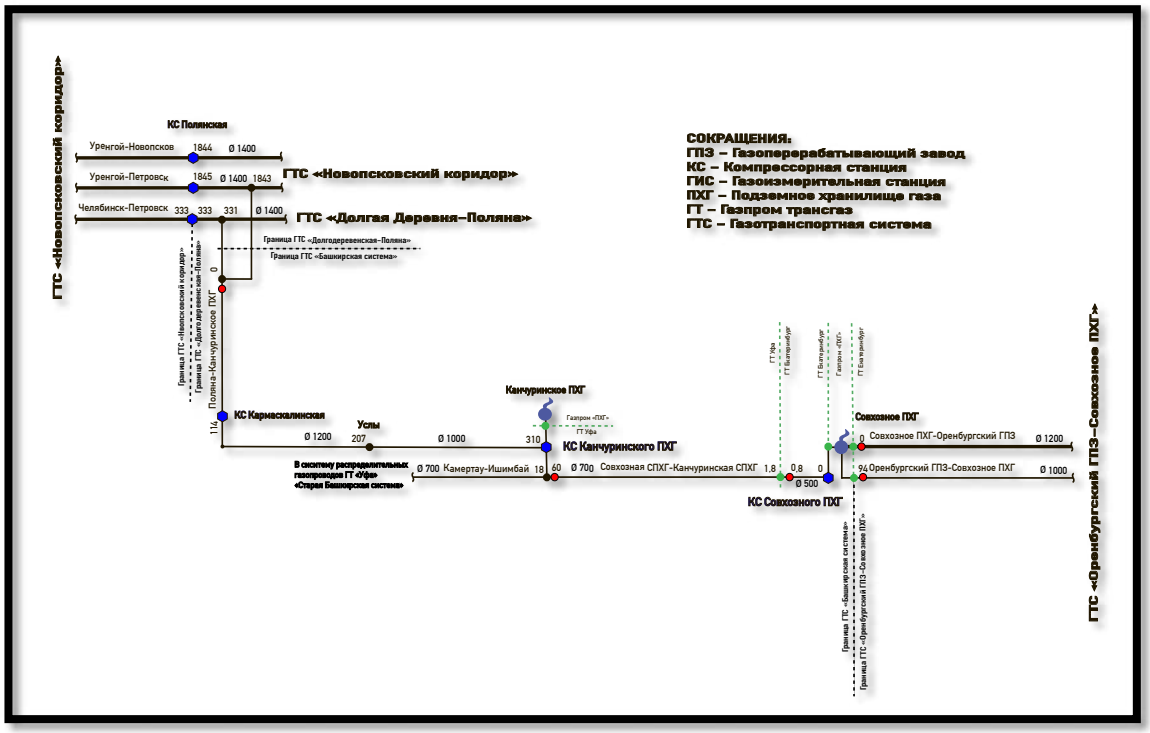


Рис. 2.2.36. Принципиальная схема Башкирская ГТС

2.2.3.35 Краснодарская ГТС

Таблица 2.2.35

Участки Краснодарской ГТС

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	257 км (р. Дон) - ГИС Батайск	1	Ленинградская - Ростов (257 км Краснодарский Край-Серпухов II)	115	84	1220	55
		2	Краснодарский Край-Серпухов I (242 км. Северный Кавказ-Центр)	92	84	1020	55
2	ГИС Батайск - КС Кущевская	1	Ростов – Майкоп II (Ленинградская-Ростов 84 км)	0	55	1020	55
		2	Ростов–Майкоп I (Краснодарский край-Серпухов I 84 км)	0	55	1020	55
3	КС Кущевская - КС Березанская	1	Ростов – Майкоп I	55	163	1020	55
		2	Ростов – Майкоп II	55	171	1020	55
		3	Ростов –Краснодарский край-III (84 км Ростов – Майкоп II)	84	102	820	55
		4	Ростов – Краснодарский край-II (99 км Ростов – Краснодарский край-III)	99	124	700	55
		5	Березанская – Куликовский I (124 км Ростов – Краснодарский край-II)	124	166	820	55
		6	Привольная – Ленинградская (99 км Ростов-Краснодарский край-II и 30 км Челбасское м-ние)	99	30	700	55
4	КС Березанская - ГИС Некрасовская	1	Ростов – Майкоп II	171	251	1020	55
		2	Некрасовская - Березанская I (163 км Ростов – Майкоп I)	163	251	820	55
		3	Перемычка Гиагинская-Динская - Некрасовская-Березанская (227 км Некрасовская-Березанская I и 60 км Гиагинская-Динская)	33	10	520	55
		1	Майкоп-Некрасовская	59	58	820	55
		2	Майкоп - Некрасовская	58	15	1020	55
		3	Майкоп - Некрасовская	15	0	820	55
		4	Гиагинская – Киевский (251 км Ростов – Майкоп II)	38	0	720	55
		5	Майкоп - Гиагинская I (20 км Гиагская - Киевский)	20	0	520	55
		6	Гиагинская - Динская (58 км Майкоп - Некрасовская)	37	0	720	55
		7	Майкоп - Гиагинская II (0 км Гиагинская - Динская)	19	0	600	55
5	КС Майкопская – 171 км	1	Майкоп – Самурская – Сочи	0	171	720	55
6	КС Майкопская – Граница ГТГ Краснодар/ ГТГ Ставрополь	1	Майкоп – Невинномысск	0	119	720	55
		2	Г-д на Краснодарское ПХГ (104 км Майкоп – Невинномысск)	0	22	720	55

Окончание табл. 2.2.35

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
7	Краснодарская СПХГ - граница ГТ Краснодар/ГТ Ставрополь	1	Майкоп – Невинномысск	0	119	720	55

Краснодарская ГТС начинается газопроводом на отметке 257 км (р. Дон) Ленинградская – Ростов $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, который является продолжением газопровода Краснодарский Край – Серпухов II и газопроводом Краснодарский Край – Серпухов I $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, который начинается на отметке 92 км. (р. Дон) от 242 км газопровода Северный Кавказ – Цент. На отметке 84 км (ГИС Батайск) газопровод Ленинградская – Ростов переходит в газопровод Ростов – Майкоп II $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, а газопровод Краснодарский Край – Серпухов I переходит в газопровод Ростов – Майкоп I $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа.* На 56 км после КС Кущёвская к газопроводу Ростов – Майкоп I подключается газопровод Кущёвская КС – Кущёвская СПХГ $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа.*

После КС Кущёвская газопровод Ростов – Майкоп I соединяется перемычкой с УРГ с газопроводом Южно-Европейский газопровод.

После КС Кущёвская с отметки 84 км до отметки 102 км, как лупинги газопроводов Ростов – Майкоп II и Ростов – Майкоп I подключены газопроводы Ростов – Кр. Край III $D_у$=800 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* и газопровод Ростов – Кр. Край II $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа,* который потом переходит в газопровод Березанская – Куликовская I $D_у$=800 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. Все эти газопроводы заканчиваются на КС Березанская. На участке КС Кущевская – КС Березанская к *Краснодарской* ГТС подключены целый ряд распределительных газопроводов и небольших месторождений.

После КС Березанская газопровод Ростов – Майкоп I переходит в газопровод Некрасовская – Березанская I $D_у$=800 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, а газопровод *МПа* Ростов – Майкоп II продолжается до ГИС Некрасовская.

После ГИС Некрасовская *Краснодарская* ГТС состоит из газопровода Майкоп – Некрасовская $D_у$=1000 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, Гиагинская – Динская $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, Некрасовская – Афипская $D_у$=500 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, Гиагинская – Киевский $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, переходящего в газопровод Майкоп – Гиагинская I $D_у$=500 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, Гиагинская – Динская I $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, переходящего в газопровод Майкоп – Гиагинская II $D_у$=600 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, газопровод Обвод г. Краснодар $D_у$=500 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*. Многие из этих газопроводов работают ка распределительные газопроводы высокого давления *Краснодарской* ГТС.

На КС Майкопская начинается газопровод Майкоп – Невинномысск $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, на отметке 104 км которого подключен газопровод $D_у$=700 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* до Краснодарского ПХГ.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Краснодар».

В *Краснодарскую* ГТС входят КС Кущёвская, КС Березанская, КС Майкопская.

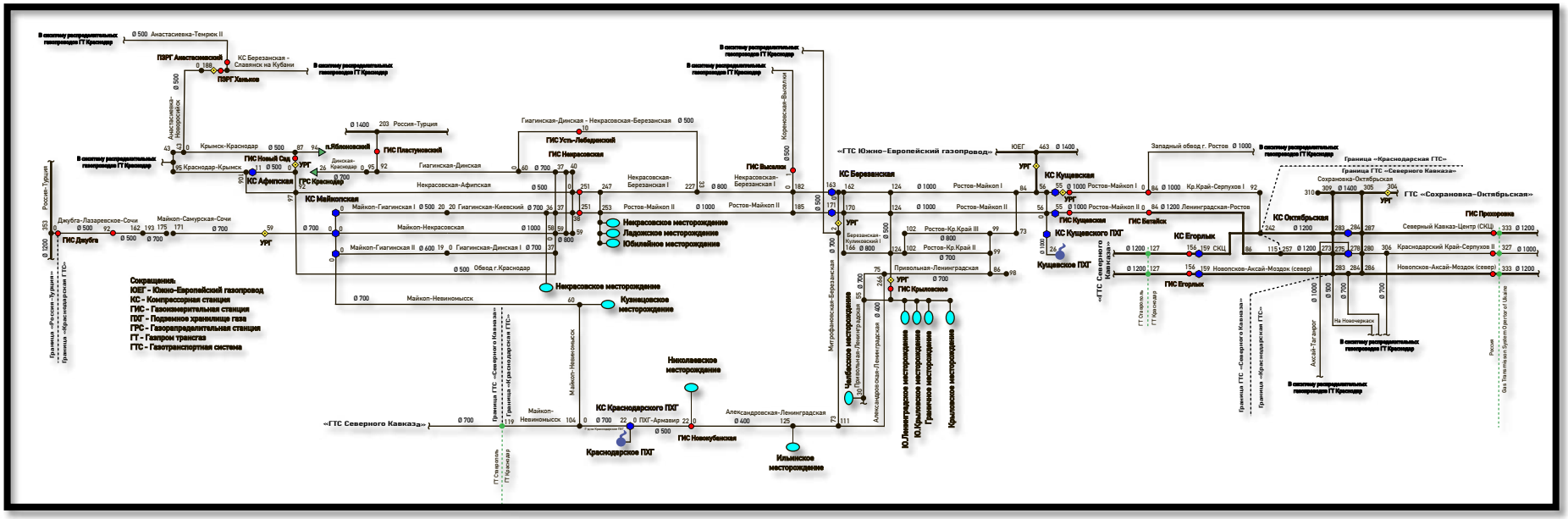


Рис. 2.2.37. Принципиальная схема Краснодарской ГТС

2.2.3.36 ГТС Сохрановка – Октябрьская

Таблица 2.2.36

Участки ГТС Сохрановка – Октябрьская

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Сохрановка - Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Краснодар	1	КС Сохрановка-КС Октябрьская (1108 км Оренбург-Новопсков)	0	105	1420	75
2	Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Краснодар - КС Октябрьская	1	КС Сохрановка-КС Октябрьская	105	304	1420	75
		2	КС Сохрановская-КС Октябрьская	304	310	1420	55

ГТС *Сохрановка – Октябрьская* начинается (после КС Сохрановка) от магистральных газопроводов Союз и Оренбург – Новопсков на отметке 1108 км ГТС *Оренбургский коридор* магистральным газопроводом Сохрановка – Октябрьская D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа.* В этом же месте к газопроводу подключена перемычка с УРГ с Южно-Европейский газопровод ГТС *Южно-Европейский газопровод.* С газопроводом Южно-Европейский газопровод установлена такая же перемычка с УРГ на КС Каменск-Шахтинск.

ГТС *Сохрановка – Октябрьская* заканчивается на отметке 310 км. В районе КС Октябрьская существуют технологические перемычки с магистральными газопроводами D_y=1200 *мм* P_y=5,5 *МПа* Новопсков – Аксай – Моздок север, Северный Кавказ – Центр и магистральным газопроводом Краснодарский Край – Серпухов II D_y=1000 *мм* P_y=5,5 *МПа* ГТС *Северного Кавказа*.

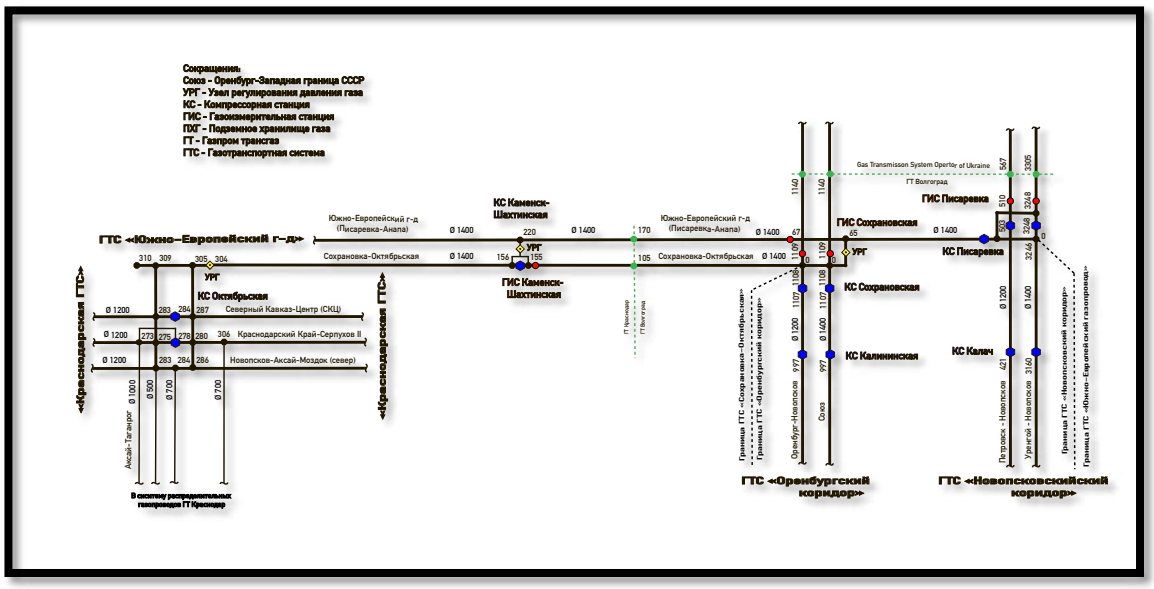


Рис. 2.2.38. Принципиальная схема ГТС Сохрановка-Октябрьская

2.2.3.37 ГТС Ямал – Европа

Таблица 2.2.37

Участки ГТС Ямал – Европа

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Торжок - Граница ГТГ С. Петербург/ ГТГ Беларусь (ГИС Смоленск)	1	Ямал-Европа (2675 км СРТО - Торжок)	0	402	1420	84
2	Граница ГТГ С. Петербург/ ГТГ Беларусь (ГИС Смоленск) - КС Несвиж	1	Ямал-Европа	402	769	1420	84
3	КС Несвиж - Гос. Граница Беларусь/Польша (ГИС Кондратки)	1	Ямал-Европа	769	977	1420	84

ГТС *Ямал – Европа* начинается от 2652 км магистрального газопровода СРТО – Торжок $D_у$=1400 *мм* $P_у$ =7,5 *МПа* ГТС *Северный коридор* на КС Торжок. В состав ГТС входит один МГ Ямал - Европа $D_у$=1400 *мм* $P_у$=8,4 *МПа*, который соединяется перемычками с МГ Торжок – Долина $D_у$=1400 *мм* Ру =7,5 *МПа* на КС Ржев и КС Холм-Жирковская.

Перед КС Смоленск на отметке 335 км ГТС *Ямал – Европа* соединяется с газопроводом Торжок – Долина $D_у$=1400 *мм* $P_у$ =7,5 *МПа*, который в свою очередь соединен с магистральными газопроводами ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин.* Перед границей с Белоруссией на отметке 337 км магистрального газопровода Ямал - Европа установлена ГИС Смоленская. На КС Несвижская существует перемычка с УРГ с магистральными газопроводами ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин.* ГТС *Ямал – Европа* заканчивается на 977 км на границе с Польшей. На 977,3 км на территории Польши установлена ГИС Кондратки.

ГТС *Ямал – Европа* — это экспортная газотранспортная система, на которой отсутствуют отборы для потребителей газа.

ГТС *Ямал – Европа* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз С. Петербург» и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

В состав ГТС входят: КС Торжок, КС Ржев, КС Холм-Жирковская, КС Смоленск, КС Оршанская, КС Крупская, КС Минская, КС Несвижская, КС Слонимская.

2.2.3.38 ГТС Торжок – Долина

Таблица 2.2.38

Участки ГТС Торжок – Долина

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Торжок - Граница ГТГ С-Петербург/ ГТГ Беларусь (ГИС Смоленск)	1	Торжок-Долина (1332 км Ухта-Торжок 3)	2609	3023	1420	75

Окончание табл. 2.2.38

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
2	Граница ГТГ С-Петербург/ ГТГ Беларусь (ГИС Смоленск) - 3222 км (отбор на ПХГ Осиповичи)	1	Торжок-Долина	3023	3222	1420	75
3	3222 км (отбор на ПХГ Осиповичи) - Мозырьское ПХГ	1	Торжок-Долина	3222	3347	1420	75
4	Мозырьское ПХГ - Граница ГТГ Беларусь/Украина	1	Торжок-Долина	3347	3388	1420	75

ГТС *Торжок – Долина* начинается от 1332 км магистрального газопровода Ухта – Торжок 3 $D_у$=1400 *мм* $P_у$ =7,5 *МПа* ГТС *Северный коридор* на КС Торжок. В состав ГТС входит один магистральный газопровод Торжок – Долина $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* с начальной отметкой 2609 км, который соединяется перемычками с МГ Ямал – Европа $D_у$=1400 *мм* $P_у$=8,4 *МПа* на КС Ржев и КС Холм-Жирковская.

Перед ГИС Смоленская на 2927 км магистральный газопровод Торжок – Долина соединяется перемычкой с магистральными газопроводами Ямал – Европа $D_у$=1400 *мм* $P_у$=8,4 *МПа* и газопроводами $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа ГТС Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин.*

Перед границей с Белоруссией (ОАО «Газпром трансгаз Беларусь») на отметке 3023 км магистрального газопровода Торжок – Долина установлена ГИС Смоленская.

После границы магистральный газопровод Торжок – Долина поворачивает в сторону от ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин*, с которой он находился в одном коридоре на территории России. По сути, на территории Белоруссии ГТС *Торжок – Долина* является распределительной ГТС, на которой отсутствуют КС и транспорт газа осуществляется без компримирования.

На 3222 км ГТС *Торжок – Долина* соединяется с другим большим распределительным газопроводом высокого давления Минск – Гомель на отметке 270 км, который берет свое начало на КС Минская. На КС Минская начинается газопровод подключения длиной 65 км к Осиповичское ПХГ. Через газопровод Минск – Гомель магистральный газопровод Торжок – Долина соединён с газопроводами ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин*.

На отметке 3347 км к магистральному газопроводу Торжок – Долина подключён газопровод к Мозырьскому ПХГ.

На отметке 3348 км на магистральном газопроводе установлена ГИС Мозырь.

ГТС *Торжок – Долина* заканчивается на 3388 км на границе с Украиной.

ГТС *Торжок – Долина* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз С. Петербург» и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

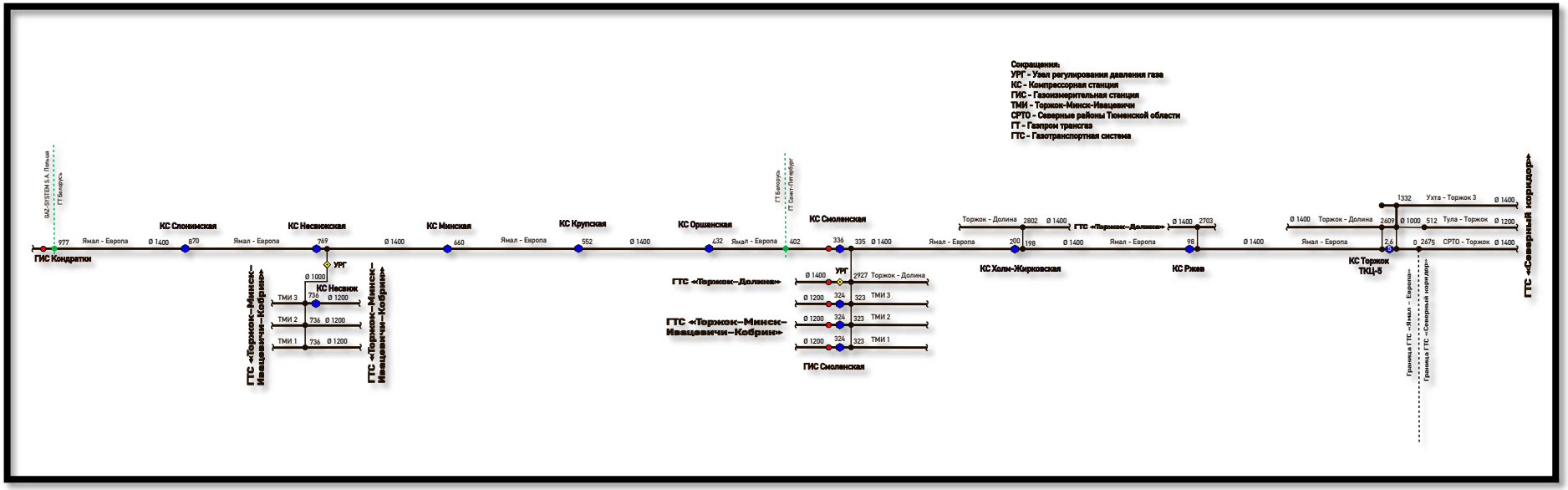


Рис. 2.2.39. Принципиальная схема ГТС Ямал – Европа

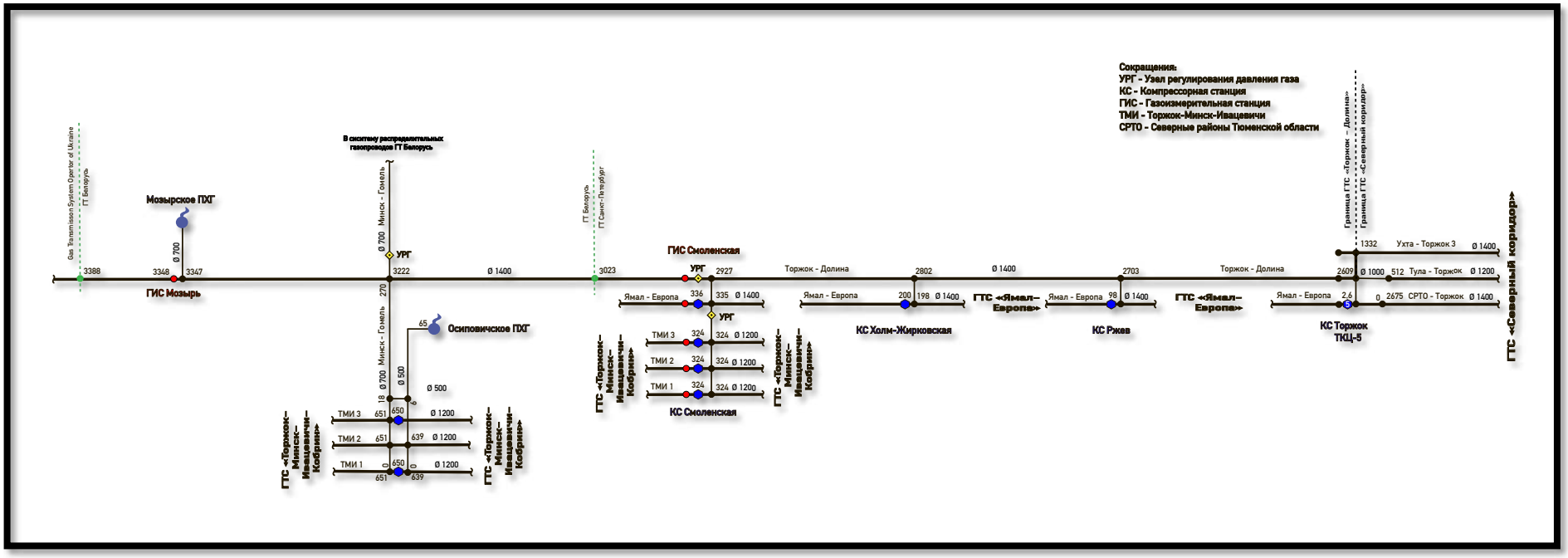


Рис. 2.2.40. Принципиальная схема ГТС Торжок - Долина

2.2.3.39 ГТС Торжок – Минск – Ивацевичи – Кобрин

Таблица 2.2.39

Участки ГТС Торжок – Минск – Ивацевичи – Кобрин

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Торжок – Граница ГТГ С. Петербург / ГТГ Беларусь (ГИС Смоленская)	1	Торжок-Минск-Ивацевичи 1 (1332 км Ухта-Торжок 2)	0	2,8	720	55
		2	Торжок-Минск-Ивацевичи 1	2,8	390	1220	55
		3	Торжок-Минск-Ивацевичи 2 (1334 км Ухта-Торжок 3)	0	390	1220	55
		4	Торжок-Минск-Ивацевичи 3 (392 км Грязовец-Торжок)	0	390	1220	55
2	Граница ГТГ С. Петербург / ГТГ Беларусь (ГИС Смоленская) – КС Минск	1	Торжок-Минск-Ивацевичи 1	390	650	1220	55
		2	Торжок-Минск-Ивацевичи 2	390	650	1220	55
		3	Торжок-Минск-Ивацевичи 3	390	650	1220	55
3	КС Минск - КС Несвиж	1	Торжок-Минск-Ивацевичи 1	650	736	1220	55
		2	Торжок-Минск-Ивацевичи 2	650	736	1220	55
		3	Торжок-Минск-Ивацевичи 3	650	736	1220	55
4	КС Несвиж - Ивацевичи	1	Торжок-Минск-Ивацевичи 1	736	844	1220	55
		2	Торжок-Минск-Ивацевичи 2	736	843	1220	55
		3	Торжок-Минск-Ивацевичи 3	736	850	1220	55
5	Ивацевичи - Граница ГТГ Беларусь/ Украина	1	Ивацевичи - Долина 1 (844 км Торжок-Минск-Ивацевичи 1)	0	146	1220	55
		2	Ивацевичи-Долина 2 (843 км Торжок-Минск-Ивацевичи 2)	0	145	1220	55

ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин* начинается на КС Торжок от магистральных газопроводов ГТС *Северный коридор*. Магистральный газопровод Торжок – Минск – Ивацевичи 1 начинается от отметки 1332 км магистрального газопровода Ухта – Торжок 2 $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* после ОПКС сначала $D_у$=700 *мм*, а после 2,8 км $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа*, магистральный газопровод Торжок – Минск – Ивацевичи 2 $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* начинается от отметки 1334 км магистрального газопровода Ухта – Торжок 3 $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* после УРГ и магистральный газопровод Торжок – Минск – Ивацевичи 3 $D_у$=1200 *мм* $P_у$=5,5 *МПа* начинается от отметки 392 км магистрального газопровода Грязовец – Торжок» $D_у$=1400 *мм* $P_у$ =7,5 *МПа.*

Перед ГИС Смоленская на 324 км магистральный газопровод Торжок – Минск – Ивацевичи 3 соединяется перемычкой с УРГ с магистральными газопроводами Ямал – Европа $D_у$=1400 *мм* $P_у$ =8,4 *МПа* и Торжок – Долина газопроводами Ямал - Европа $D_у$=1400 *мм* $P_у$ =8,4 *МПа* и Торжок – Долина» $D_у$=1400 *мм* $P_у$ =7,5 *МПа.*

Перед границей ООО «Газпром трансгаз С. Петербург и ООО «Газпром трансгаз Беларусь» на 325 км ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин* установлена ГИС Смоленская.

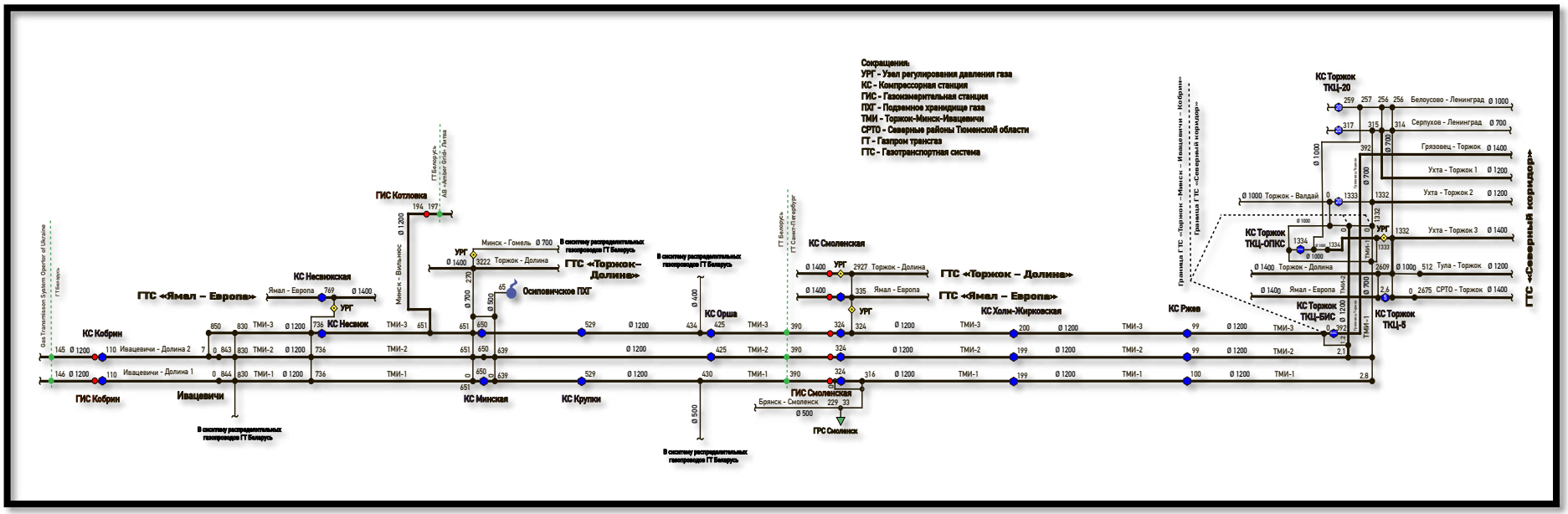


Рис. 2.2.41. Принципиальная схема ГТС Торжок - Минск – Ивацевичи - Кобрин

На ГТС существуют большие газопроводы отводы (D_y 400–1000 *мм*) к крупным населённым пунктам Белоруссии: Витебск, Могилёв, Новополоцк, Минск, Гродно, Белозёрск и другие. На 651 км от магистрального газопровода Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается магистральный газопровод Минск – Вильнюс.

На КС Несвиж магистральные газопроводы ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин* соединены перемычкой с УРГ с магистральным газопроводом Ямал – Европа на отметке.

В районе населённого пункта Ивацевичи магистральный газопровод Торжок – Минск – Ивацевичи 3 заканчивается на отметке 850 км. Магистральный газопровод Торжок – Минск – Ивацевичи 2 на отметке 843 км меняет своё название на Ивацевичи – Долина 2, а магистральный газопровод Торжок – Минск – Ивацевичи 1 на отметке 844 км меняет своё название на Ивацевичи – Долина 1.

Этими газопроводами ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин* заканчивается на границе с Украиной на 145 км. Перед границей на 111 км магистрального газопровода «Ивацевичи – Долина 2» и на отметке 110 км магистрального газопровода Ивацевичи – Долина 1 установлена ГИС Кобрин.

В состав ГТС входят: КС Торжок, КС Ржев, КС Холм-Жирковская, КС Смоленск, КС Орша, КС Крупки, КС Минская, КС Несвиж, КС Кобрин. Хотя часть ГТС *Торжок – Минск – Ивацевичи - Кобрин*, находящейся на территории Белоруссии, юридически не входит в состав ЕСГ России, технологически эта ГТС, управляемая из единого центра (ЦПДД), полностью является продолжением ЕСГ.

2.2.3.40 ГТС Бованенково – Ухта

Таблица 2.2.40

Участки ГТС Бованенково – Ухта

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	Граница ГД Надым/ГТГ Ухта – ГИС 21 (КС-Сосногорская)	1	Бованенково-Ухта 1	0	1106	1420	120
		2	Бованенково-Ухта 2	0	1106	1420	120

ГТС *Бованенково – Ухта* начинается от Бованенковского месторождения газа магистральным газопроводом Бованенково – Ухта 1 D_y=1400 *мм* P_y=12,0 *МПа* и Бованенково – Ухта 2 D_y=1400 *мм* P_y=12,0 *МПа.*

В районе КС Ухтинская и КС Сосногорская две ГТС *Бованенково – Ухта* и *Северный коридор* соединяются и дальше проходят в одном технологическом коридоре до КС Грязовецкая и КС Новогрязовецкая. На 1106 км газопроводов ГТС *Бованенково – Ухта* установлены ГИС-21 с УРГ. Существует технологическая перемычка с магистральным газопроводом СРТО - Торжок (1309 км) в районе КС Ухтинская с установленными на ней ГИС-12 и УРГ. После 1106 км и установленных УРГ начинаются магистральные газопроводы «Ухта – Торжок I (Грязовец)» и Ухта – Торжок II (Ямал) D_y=1400 *мм* P_y=10,0 *МПа.* На всём протяжении этого газопровода до КС Новогрязовецкая существуют технологические перемычки с УРГ с магистральным газопроводом СРТО - Торжок (6 шт.) ГТС *Северный коридор*.

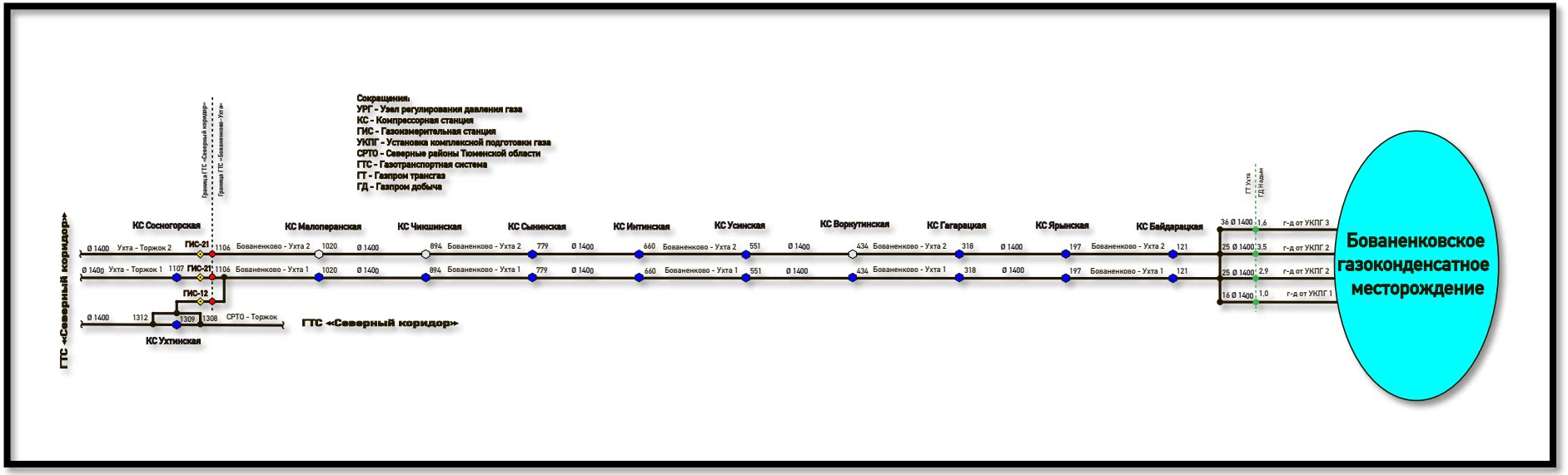


Рис. 2.2.42. Принципиальная схема ГТС Бованенково – Ухта

Ухта – Торжок II (Ямал) D_y=1400 *мм* P_y=10,0 *МПа.* На всём протяжении этого газопровода до КС Новогрязовецкая существуют технологические перемычки с УРГ с магистральным газопроводом СРТО - Торжок (6 шт.) ГТС *Северный коридор*.

ГТС *Бованенково – Ухта* полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта».

В состав ГТС входят: КС Байдарацкая, КС Ярынская, КС Гагарацкая, КС Воркутинская, КС Усинская, КС Интинская, КС Сытинская, КС Чикшинская, КС Малоперанская.

2.2.3.41 ГТС Северо-Европейский газопровод

Таблица 2.2.41

Участки ГТС Северо-Европейский газопровод

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Грязовецкая - Граница ГТГ Ухта/ГТГ С. Петербург	1	СЕГ 1 (2078 км Ухта-Торжок 1 (Грязовец))	0	294	1420	100
		2	СЕГ 2 (2078 км Ухта-Торжок 1 (Грязовец))	0	294	1420	100
		3	СЕГ 3	0	294	1420	100
		4	СЕГ 4	0	3,6	1420	100
2	Граница ГТГ Ухта/ГТГ С. Петербург – КС Волховская	1	СЕГ 1	323	513	1420	100
		2	СЕГ 2	319	460	1420	100
		3	СЕГ 2	511	513	1420	100
		4	СЕГ 3	323	536	1420	100
		5	СЕГ 4	533	536	1420	100
3	КС Волховская - КС Портовая	1	СЕГ 1	513	896	1420	100
		2	СЕГ 2	513	896	1220	98
4	КС Волховская - КС Славянская	1	СЕГ 3	536	538	1420	100
		2	СЕГ 4	536	853	1420	100
5	КС Портовая – Граница ГТГ С. Петербург/Nord Stream	1	Морской шлейф 1	896	900	820	226
		2	Морской шлейф 2	896	900	820	226
		3	Морской шлейф 3	896	900	820	226
		4	Морской шлейф 4	896	900	820	226

ГТС *Северо-Европейский газопровод (СЕГ)*, состоящая из четырех магистральных газопроводов СЕГ 1, СЕГ 2, СЕГ 3 и СЕГ 4 начинается на КС Грязовецкая от магистральных газопроводов D_y=1400 *мм* P_y=10 *МПа* Ухта – Торжок 1 (Грязовец) и Ухта – Торжок 2 (Ямал) ГТС *Северный коридор*.

Магистральный газопроводов СЕГ 4 прерывается на 3,6 км, соединяясь с газопроводами СЕГ 2 и СЕГ 3.

После КС Волховская газопроводов СЕГ 2 меняет свой диаметр на D_y=1200 *мм* P_y=9,8 *МПа*. Газопроводов СЕГ 3 на 538 км выходит из участия в ГТС *Северо-Европейский газопровод*, а газопроводов СЕГ 4 подключается к ГТС.

После КС и ГИС Портовая на отметке 898,8 км магистральные газопроводы СЕГ 1 и СЕГ 2 переходят в четыре участка морских шлейфов D_y=800 *мм* Ру=22,6 *МПа*. На отметке 900 км ГТС *Северо-Европейский газопровод* заканчивается на границе с АО «Норд Стрим», осуществляющим эксплуатацию морского участка.

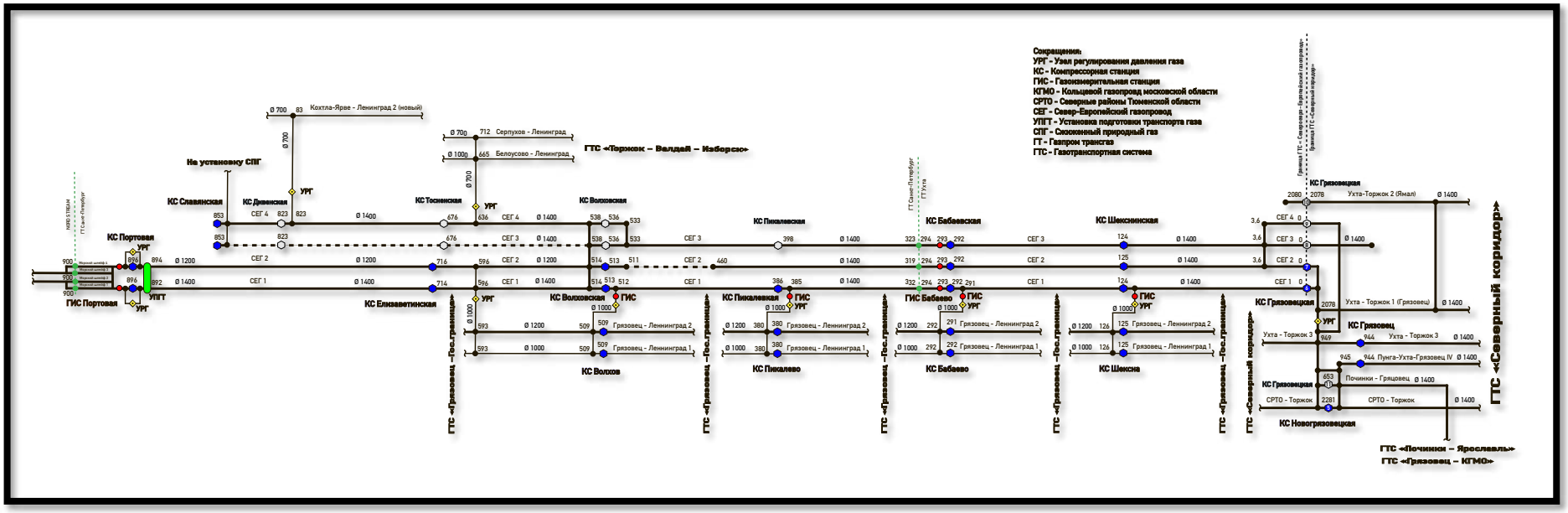


Рис. 2.2.43. Принципиальная схема ГТС Северо-Европейский газопровод

Газопроводов СЕГ 4 заканчивается на КС Славянская, откуда начинается газопровод подключения к заводу СПГ.

ГТС *Северо-Европейский газопровод* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

На всем своем протяжении от газопроводов ГТС *Северо-Европейский газопровод* существуют перемычки с УРГ с газопроводами ГТС *Грязовец – Гос. граница* (4 шт.) и ГТС *Торжок – Валдай – Изборск* (1 шт.).

В состав ГТС входят: КС Грязовецкая, КС Шекстна, КС Бабаевская, КС Пикалёвская, КС Волховская, КС Елизаветинская, КС Портовая, Славянская.

2.2.3.42 ГТС Южно-Европейский газопровод

Таблица 2.2.42

Участки ГТС Южно-Европейский газопровод

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
1	КС Писаревка - Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Краснодар	1	ЮЕГ (уч. Писаревка-Анапа) (3246 км Уренгой-Новопсков)	0	170	1420	75
2	Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Краснодар – 571/1381 км (р. Бейсуг)	1	ЮЕГ (уч. Писаревка-Анапа)	170	572	1420	75
		2	ЮЕГ (уч. Починки-Анапа)	1379	1381	1420	75
3	571/1381 км (р. Бейсуг) - КС Казачья	1	ЮЕГ (уч. Писаревка-Анапа)	572	761	1420	75
		2	ЮЕГ (уч. Починки-Анапа)	1381	1571	1420	75
4	КС Казачья - КС Русская	1	ЮЕГ (уч. Писаревка-Анапа)	761	808	1420	75
		2	ЮЕГ (уч. Починки-Анапа)	1571	1619	1420	75
5	КС Русская – Граница ГТГ Краснодар/South Stream Transport B.V.	1	Морской шлейф 1	808	820	820	
		2	Морской шлейф 2	808	820	820	
		3	Морской шлейф 3	1619	1623	820	
		4	Морской шлейф 4	1619	1623	820	

ГТС *Южно-Европейский газопровод (ЮЕГ)*, начинается на 3246 км газопровода Уренгой – Новопсков ГТС *Новопсковский коридор* на КС Писаревка газопроводом $D_у$=1400 *мм* $P_у$=7,5 *МПа* Южно-Европейский газопровод (участок Писаревка-Анапа). На 65 км газопровода существует перемычка с УРГ с газопроводами Союз и Оренбург – Новопсков ГТС *Оренбургский коридор*. На 220 км газопровода существует перемычка с УРГ с газопроводом Сохрановка – Октябрьская на КС Каменск-Шахтинская. На 4673 км газопровода существует перемычка с УРГ с газопроводами Ростов – Майкоп I и Ростов – Майкоп II *Краснодарская* ГТС возле КС Кущевская.

На 572 км (река Бейсуг) в ГТС *Южно-Европейский газопровод* добавляется газопровод $D_у$= газопроводы Южно-Европейский газопровод (участок Писаревка-Анапа) и Южно-Европейский газопровод (участок Починки- Анапа) меняют свой диаметр на $D_у$=1200 *мм*. ГТС *Южно-Европейский газопровод* заканчивается на границе между ООО «Газпром трансгаз Краснодар» и South Stream Transport B.V.

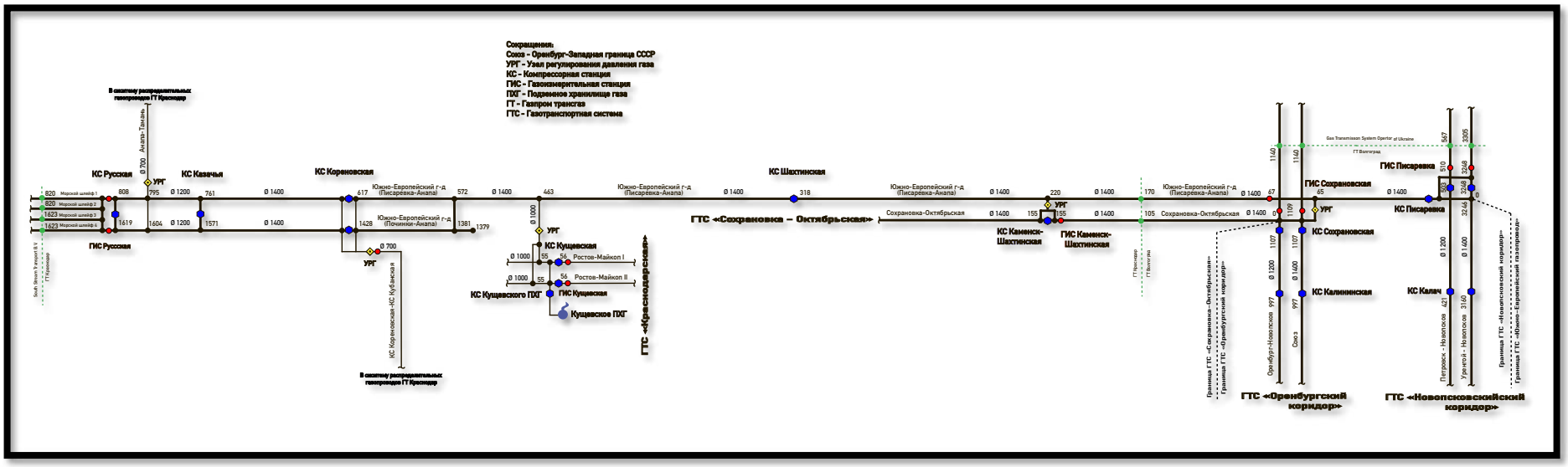


Рис. 2.2.44. Принципиальная схема ГТС Южно-Европейский газопровод

ГТС *Южно-Европейский газопровод* находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ООО Газпром трансгаз Краснодар».

На ГТС *Южно-Европейский газопровод* установлены КС Писаревка, КС Шахтинская, КС Кореновская, КС Казачья и КС Русская.

2.2.4 Межсистемные технологические перемычки ГТС ЕСГ

Одной их отличительных особенностей ЕСГ является наличие межсистемных технологических перемычек. Назначением таких перемычек является перемещение определённых объёмов газа из одной ГТС в другую. Такое перемещение позволяет более эффективно управлять ЕСГ, перераспределяя объёмы газа из более загруженных ГТС в менее загруженные. Особенно такое перераспределение важно при проведении ремонтных работ на ГТС с отключением участков МГ и при возникновении нештатных ситуаций (аварий).

Межсистемная технологическая перемычка представляет собой газопровод длиной от нескольких метров до более сотни километров. На некоторых межсистемных перемычках установлены устройства замера расхода газа. В некоторых случаях (особенно когда перемычка установлена между ГТС, работающих при различных рабочих давлениях) на перемычке устанавливается устройство регулирования давления газа (УРГ). На перемычке с обоих концов обязательно устанавливается отсекающая запорная арматура.

Если на межсистемной перемычке не установлено устройство замера расхода газа, объёмы газа, перемещаемые по перемычке, можно рассчитать путём гидравлического расчёта, зная давление газа в начале и конце перемычки.

Нередко расход газа по перемычке (особенно, когда длина перемычки небольшая) определяют балансовым расчётом.

Таблица 2.2.43

Межсистемные перемычки между газотранспортными системами

(по состоянию на 01 января 2020года)

Наименование Участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
Между ГТС *Сургутский коридор* и ГТС *Старый коридор*					
КС Новоуренгойская ГКС-2 (ГТГ Сургут) - Граница ГТГ Сургут/ГТГ Югорск (КС Новоуренгойская ГКС-1 (ГТК Югорск)	Газопровод перемычка ГКС 2 - ГКС 1 I-я нитка. (Газопровод перемычка между ГТС *Сургутский коридор* (4 км Уренгой-Челябинск I) и ГТС *Старый коридор* (3,2 км Уренгой-Новопсков, 0 км СРТО-Торжок I)	0	192,8	1420	75
КС Новоуренгойская ГКС-2 (ГТГ Сургут) - Граница ГТГ Сургут/ГТГ Югорск (КС Новоуренгойская ГКС-1 (ГТГ Югорск)	Газопровод перемычка ГКС 2 - ГКС 1 II-я нитка. (Газопровод перемычка между ГТС Сургутский коридор (Уренгой-Челябинск II 3 км) и ГТС *Старый коридор* (3,5 км Уренгой-Петровск, 0 км СРТО-Торжок II, 0 км СРТО-Торжок III)	0	193	1420	75

Продолжение табл. 2.2.43

Наименование Участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
Между Уренгойским межпромысловым коллектором и ГТС *Новый коридор*					
УКПГ-15 - КС Ямбургская	Газопровод перемычка МПК Уренгой - КС Ямбург. (УКПГ-15 Уренгой и 0 км МГ Ямбург-Елец I)	0	64,6	1420	75
УКПГ-15 - КС Ямбургская	Перемычка между газопроводом-перемычкой Уренгой - КС Ямбург и МГ Ямбург-Тула I (УКПГ-15 - 58,6 км Уренгой - КС Ямбург и 8,6 км МГ Ямбург-Тула I)	0	0,1	1420	75
Между ГТС *Старым коридо* и ГТС *Новый коридор*					
КС Пангоды – КС Правохеттинская	Газопровод перемычка за КС Правохеттинская (194 км МГ Уренгой-Новопсков и 207 км МГ Уренгой-Ужгород)	0	0,1	1420	75
	Газопровод перемычка с УРГ со входа КС Правохеттинская (185 км МГ СРТО-Торжок I, 182 км МГ Уренгой-Новопсков, 182 км МГ Уренгой-Петровск и 197 км МГ Уренгой-Ужгород, 303 км лупинг МГ Ямбург-Елец I)	0	8	1420	75
	Газопровод перемычка с УРГ со входа КС Правохеттинская (170 км МГ Уренгой-Надым I, 178 км МГ Уренгой-Надым II, 182 км СРТО-Торжок II и 313 км Ямбург-Тула I, 315 км Ямбург-Поволжье)	0	8	1420	75
КС Лонг-Юганская– КС Приозерная	Газопровод перемычка (416 км Уренгой-Новопсков и 548 км СРТО-Урал, 433 км Уренгой-Ужгород)	0	12	1420	75
КС Казымская – КС Верхнеказымская	Газопровод перемычка (617 км Уренгой-Новопсков и 741 км СРТО-Урал, 627 км Уренгой-Ужгород)	0	28,5	1420	75
Между ГТС *Старый коридор* и ГТС *Карпинское направление нового коридора*					
КС Узюм Юганская– КС Новокомсомольская (КС-20)	Газопровод перемычка (936 км Уренгой-Новопсков и 1050 км Ямбург-Елец II)	0	0,2	1420	75
Между ГТС *Старый коридор* и ГТС *Лялинское направление нового коридора*					
КС Узюм-Юган - КС Новокомсомольская (КС-11)	Газопровод перемычка (953 км Уренгой-Новопсков и 960 км Уренгой-Ужгород)	0	0,2	1420	75
490 км (дем. КС Краснотурьинская) – 1256/1261 км	Газопровод перемычка с УРГ (490 км СРТО-Урал II, 490 км Игрим-Серов-Н.Тагил (участок реконструкции системы 55 *МПа*) и 1261 км Уренгой-Новопсков, 1256 км Уренгой-Петровск)	0	0,1	1420	75
Между ГТС *Лялинское направление нового коридора* и ГТС *Карпинское направление нового коридора*					
КС Ивдельская – КС Новоивдельская	Газопровод перемычка (1251,1255 км Ямбург-Елец I и 1255 км Ямбург-Елец II)	0	18,9	1420	75
КС Горнозаводская - КС Гремяченская	Газопровод перемычка (1555 км МГ Ямбург-Елец I и 1522 км МГ Ямбург-Елец II)	0	24,6	1420	75
Между ГТС *Лялинское направление нового коридора* и ГТС *Н. Тура-Пермь-Горький-Центр*					
КС Горнозаводская (КЦ-3;4) - КС Горнозаводская (КЦ-1;2)	Газопровод перемычка (142 км Уренгой-Петровск, 142 км Уренгой-Новопсков и 123 км Н. Тура-Пермь III)	0	0,1	720	55
	Газопровод перемычка с УРГ (1442 км МГ Уренгой-Петровск и УРГ-3)	0	10,2	1020	55

Продолжение табл. 2.2.43

Наименование Участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
Между ГТС *Ужгородский коридор* и ГТС *Н. Тура-Пермь-Горький-Центр*					
КС Агрызская (КЦ-3) - Можга	Газопровод перемычка (1956 км Уренгой-Ужгород и 302 км Пермь-Горький I)	0	0,1	1020	75
Между ГТС *Ужгородский коридор* и ГТС *Тульский коридор*					
КС Агрызская – КС Вавожская	Газопровод перемычка (2065 км Прогресс, 2063 км Прогресс (лупинг) и 2012 км Ямбург-Тула I, 2015 км Ямбург-Тула I)	0	47	1020	75
КС Заволжская – КС Чебоксарская	Газопровод перемычка (2438 км Прогресс и 2340 Ямбург-Тула I)	0	29,7	1020	75
Между ГТС *Ужгородский коридор* и ГТС *Починки-Ярославль*					
КС Починки – КС Лукояновская	Газопровод перемычка (2647 км Прогресс, 2642 км Ямбург-Елец I и 0 км Починки-Грязовец, 0 км Починки-Ярославль)	0	48	1420	75
Между ГТС *Ужгородский коридор* и ГТС *Средняя Азия-Центр*					
КС Давыдовская – КС Алгасово	Газопровод перемычка с УРГ (2878 км Прогресс, 2874 км Ямбург-Елец II, 2873 км Ямбург-Елец I, 2744 км Ямбург-Центр II, 2744 км Ямбург-Центр I, 2744 км Уренгой-Ужгород и 1787 км САЦ I, 1787 км САЦ II, 1787 км МГ САЦ III, 302 км Петровск-Елец)	0	0,105 – 0,639	1220	55
Между ГТС Ужгородский коридор и ГТС Северный Кавказ-Центр					
КС Донская – КС Елец (Узел сброса в СКЦ)	Газопровод перемычка с УРГ (3150 км Ямбург-Елец II, 3150 км Ямбург-Елец I, 3020 км Уренгой-Центр II, 3020 км Уренгой-Центр I, 3020 км Уренгой-Ужгород и 0 км Елец-Серпухов, 0 км Елец-Щекино, 0 км Елец-Новопсков-ССПХГ, 220 км Острогожск-Белоусово)	0	0,035 – 0,3	1020	55
Между ГТС *Тульский коридор* и ГТС *Средняя Азия - Центр*					
КС Путятино – КС Истье	Газопровод перемычка с УРГ (2831 км Ямбург-Тула II и 1847 км САЦ-I, 1847 км САЦ-II, 1847 км САЦ-III)	0	0,05 – 0,13	1020	55
Между ГТС *Тульский коридор* и ГТС Н. *Тура-Пермь-Горький-Центр*					
КС Чебоксарская – Ишлей	Газопровод перемычка с УРГ (2330 км Ямбург-Тула I и 638 км Пермь-Горький I, 638 км Пермь-Горький II)	0	0,67	530	75
Между ГТС *Починки-Ярославль* и ГТС *Н. Тура-Пермь-Горький-Центр*					
КС Новоарзомаская – Ворсма	Газопровод перемычка с УРГ (196 км Починки-Ярославль, 197 км Починки-Грязовец и 49 км, 101 км Горький-Центр)	0	0,18	1020	55
	Газопровод перемычка с УРГ (196 км Починки-Ярославль, 197 км Починки-Грязовец и 0 км г-д расширение Горьковского промузла)	0	46,56	1220	55
Между ГТС *Починки-Ярославль* и ГТС *Грязовец – КГМО*					
КС Ивановская – ГИС Бурмакино	Газопровод перемычка с УРГ (464 км Починки-Ярославль и 174 км Грязовец-КГМО (ГИС "Бурмакино"))	0	0,1	720	55
ГИС Бурмакино – КС Данилов	Газопровод перемычка с УРГ (575 км Починки-Грязовец и 80 км Грязовец-КГМО)	0			
Между ГТС *Н. Тура-Пермь-Горький-Центр* и ГТС *Северный Кавказ-Центр*					
Теряево – ГТС Северный Кавказ-Центр	Газопровод перемычка Горький-Центр – КС Серпухов (550 км Горький-Центр и 257 км Елец – Серпухов 100 км Тула-Торжок)	0 0	3 8	1220 1020	55 55

Продолжение табл. 2.2.43

Наименование Участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
Между ГТС *Средняя Азия - Центр* и ГТС *Н. Тура-Пермь-Горький-Центр*					
КС Гавриловская – 411 км ГТС *САЦ*	Газопровод перемычка (2009 км САЦ-I и 413 км Горький-Центр)	0	0,9	1020	55
	Газопровод-перемычка (2009 км САЦ-III 411 км и Горький-Центр)	0	0,08	720	55
Между ГТС *Малый Курск* и ГТС *Северный Кавказ-Центр*					
КС Елецкая – Узел сброса в ГТС Северный Кавказ-Центр	Газопровод перемычка (1 км Елец – Курск – Киев и 211 км Острогожск - Белоусово)	0	0,15	1020	55
	Газопровод перемычка (595 км Петровск – Елец и 887 км Краснодарский край – Серпухов II, 211 км МГ Острогожск – Белоусово)	0	0,15	1020	55
Между ГТС *Новопсковский коридор* и ГТС *Александров Гай-Острогожск*					
КС Калач (КЦ-2,3) – КС Калач (КЦ-1)	Газопровод перемычка (3159 км Уренгой-Новопсков и 581 км САЦ - III, 581 км САЦ - IV-I, 581 км САЦ -IV-II)	0	1,014	1020	75
	Газопровод перемычка (421 км Петровск-Новопсков и 581 км САЦ - III, 581 км САЦ -IV-I, 581 км САЦ -IV-II)	0	0,1	1020	55
	Газопровод перемычка (420 км МГ Петровск-Новопсков и 580 км САЦ - III, 580 км САЦ -IV-I, 580 км САЦ -IV-II)	0	0,62	1020	55
Между ГТС *Малый Курск* и РГ *Шебелинка – Белгород – Курск – Брянск*					
КС Курская - узел сброса в РГ Шебелинка - Белгород – Курск – Брянск	Перемычка с УРГ (213 км Елец – Курск – Киев и 253 км РГ Шебелинка – Белгород – Курск – Брянск)	0	1,5	1020	55
Между ГТС Ужгородский коридор и ГТС Малый Курск					
КС Чаплыгин – КС Донская	Газопровод перемычка (2883 км Уренгой-Ужгород, 2883 км Уренгой-Центр I, 2883 км Уренгой-Центр II, 3013 км МГ Ямбург-Елец I, 3013 км МГ Ямбург-Елец II и 453 км Петровск-Елец, 453 км Петровск-Елец расширение)	0	0,06	1020	75
КС Курская - граница Россия/Украина (ГИС Суджа)	Газопровод-перемычка с УРГ (3246 км Уренгой-Ужгород и 215 км Елец-Курск-Диканька)	0	0,03	325	75
Между ГТС *Оренбургский коридор* и ГТС *Александров Гай-Острогожск*					
КС Палласовка (КЦ-3) - КС Палласовка (КЦ-2)	Газопровод перемычка (631 км Оренбург-Новопсков и 129 км САЦ- IV-II, 129 км САЦ- IV-I, 129 км САЦ- III)	0	0,106	1020	75
КС Антиповка (КЦ-3) - КС Антиповка (КЦ-2)	Газопровод перемычка (747 км Союз, 747 км Оренбург-Новопсков и 245 км САЦ- IV-II, 245 км САЦ- IV-I, 245 км САЦ- III)	0	0,106	1020	75
КС Фролово (КЦ-3) - КС Фролово (КЦ-2)	Газопровод перемычка (877 км Союз, 877 км Оренбург-Новопсков и 375 км САЦ- IV-II, 375 км САЦ- IV-I, 375 км САЦ- III)	0	0,03	1020	75
КС Фролово (КЦ-3) - КС Фролово (КЦ-2)	(Газопровод перемычка 880 км Союз, 880 км Оренбург-Новопсков и 377 км САЦ- IV-II, 377 км САЦ- IV-I, 377 км САЦ- III)	0	0,03	1020	75
Между ГТС *Ужгородский коридор* и РГ *Шебелинка – Белгород – Курск – Брянск*					
КС Курск - узел сброса в газопровод Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск	Газопровод перемычка (3242 км Уренгой-Ужгород, 3388 км Прогресс, 213 км Елец-Курск-Кр. Рог и 253 км лупинга РГ Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск)	0	0,03	1020	75

Продолжение табл. 2.2.43

Наименование Участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
Между ГТС *Северо-Европейский газопровод* и ГТС *Грязовец – Гос. граница*					
КС Шекстинская – КС Шекстна	Газопровод перемычка с УРГ (123 км СЕГ I и 126 км Грязовец-Ленинград I, 126 км Грязовец-Ленинград II)	0	1,7	1020	75
КС Бабаевская – КС Бабаево	Газопровод перемычка с УРГ (291 км СЕГ I и 292 км Грязовец-Ленинград I, 292 км Грязовец-Ленинград II)	0	0,85	1020	75
КС Пикалевская – КС Пикалево	Газопровод перемычка с УРГ (285 км СЕГ I и 380 км Грязовец-Ленинград I, 380 км Грязовец-Ленинград II)	0	0,5	1020	75
КС Волховская – КС Волхов	Газопровод перемычка с УРГ (512 км СЕГ I и 509 км Грязовец-Ленинград I, 509 км Грязовец-Ленинград II)	0	0,5	1020	75
596 км ГТС *СЕГ* – 593 км ГТС *Грязовец – Гос. граница*	Газопровод перемычка с УРГ (596 км СЕГ I, 596 км СЕГ II и 593 км Грязовец-Ленинград I, 593 км Грязовец-Ленинград II)	0	?	1020	75
КС Дивенская - 83 км РГ Котла-Ярве – Ленинград 2 (новый)	Газопровод перемычка с УРГ (823 км СЕГ-4 и 83 км РГ Котла-Ярве – Ленинград 2 (новый))	0	9,4	1020	55
Между ГТС *Северо-Европейский газопровод* и ГТС *Торжок-Валдай-Изборск*					
КС Тосненская – КС Новгород	Газопровод перемычка с УРГ (637 км СЕГ-4 и 665 км Белоусово-Ленинград, 712 км Серпухов-Ленинград)	0	0,098	720	55
Между ГТС *Касимов-КГМО* и ГТС *Н. Тура-Пермь-Горький-Центр*					
КС Касимовского ПХГ – КС Гаврилов-ская	Газопровод перемычка (16 км Касимовская СПХГ-КС Воскресенск, 16 км Касимовская СПХГ-КГМО и 224 Горький-Центр)	0	?	1020	55
	Газопровод перемычка (44 км Касимовская СПХГ-КС Воскресенск, 44 км Касимовская СПХГ-КГМО и 274 Горький-Центр)	0	?	1020	55
	Газопровод перемычка (72 км Касимовская СПХГ-КС Воскресенск, 72 км Касимовская СПХГ-КГМО и 300 Горький-Центр)	0	?	1020	55
	Газопровод перемычка (84 км Касимовская СПХГ-КС Воскресенск, 83 км Касимовская СПХГ-КГМО и 313 Горький-Центр)	0	?	1020	55
	Газопровод перемычка (КС Воскресенск, 102 км Касимовская СПХГ-КГМО и 330 Горький-Центр)	0	?	1020	55
	Газопровод перемычка (138 км Касимовская СПХГ-КС Воскресенск, 137 км Касимовская СПХГ-КГМО и 359 Горький-Центр)	0	?	1020	55
Между ГТС *Сохрановка-Октябрьская, Оренбургский коридор* и ГТС *Южно-Европейский газопровод*					
ГИС Сохрановка – КС Сохрановка	Газопровод перемычка с УРГ (65 км ЮЕГ и 0 км Сохрановка-Октябрьская, 1108 км Союз, 1108 км Оренбург-Новопсков)	0	1	1420	75
Между ГТС *Сохрановка-Октябрьская* и ГТС *Южно-Европейский газопровод*					
КС Каменск-Шахтинская – 220 км ГТС *ЮЕГ*	Газопровод перемычка с УРГ (155,156 км Сохрановка-Октябрьская и 220 км ЮЕГ)	0	0,5	1020	75

Продолжение табл. 2.2.43

Наименование Участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кг/см²*
Между ГТС *Сохрановка-Октябрьская* и ГТС *Краснодарской*					
304 км УРГ ГТС *Сохрановка-Октябрьская* – КС Октябрьская	Газопровод перемычка после УРГ (305, 309 км Сохрановка-Октябрьская и 287, 283 км Северный Кавказ-Центр, 280, 275 км Кр. Край-Серпухов II, 286, 283 км Новопсков-Аксай-Моздок (север))	0	7	1220	55
Между ГТС *Южно-Европейский газопровод* и ГТС *Краснодарская*					
463 км ГТС *ЮЕГ* – КС Кущевская	Газопровод перемычка с УРГ (463 км ЮЕГ и 55 км Ростов – Майкоп II, 55 км Ростов – Майкоп I)	0	0,6	1020	75
Между ГТС *Починки-Изобильное-ССПХГ* и ГТС *Оренбургский коридор*					
КС Ольховская – КС Фролово	Газопровод перемычка с УРГ (305 км Починки-Изобильное-ССПХГ и 802 км Союз, 802 км Оренбург-Новопсков)	0	?	1220	75
Между ГТС *Бованенково – Ухта – Грязовец* и ГТС *Северный коридор*					
УЗРГ - КС Ухта	Газопровод-перемычка (1106 км Бованенково-Ухта I и 1308,4 км СРТО-Торжок (на выход КС Ухтинская))	0	0,75	1400	75
	Газопровод-перемычка (1106 км Бованенково-Ухта I и 1308,4 км СРТО-Торжок (на выход КС Ухтинская))	0	3,6	1400	75
КС Новосиндорская - КС Синдор	Газопровод-перемычка (1231,8 км Ухта-Грязовец и1454,7 км СРТО-Торжок)	0	9,423	1000	75
КС Новомикуньская - КС Микунь	Газопровод-перемычка (1354,6 км Ухта-Грязовец и 1567 км СРТО-Торжок)	0	1,7	1000	75
КС Новоурдомская - КС Урдома	Газопровод-перемычка (1474,8 км Ухта-Грязовец и 1686 км СРТО-Торжок)	0	2,178	1000	75
КС Новоприводинская - КС Приводино	Газопровод-перемычка (1620,2 км Ухта-Грязовец и 1827 км СРТО-Торжок)	0	1,9	1000	75
КС Новонюксенская - КС Нюксеница	Газопровод-перемычка (1765,4 км Ухта-Грязовец и 1971 км СРТО-Торжок)	0	2,629	1000	75
КС Новоюбилейная - КС Юбилейная	Газопровод-перемычка (1928 км Ухта-Грязовец и 2128,2 км СРТО-Торжок)	0	1,1	1000	75

2.2.5 Распределительные газопроводы высокого давления ГТС ЕСГ

По мере развития ЕСГ первые построенные газопроводы старели, их ремонт по отношению к производительности становился дорогостоящим, поэтому рабочее давление в газопроводах снижалось, газотранспортное оборудование со временем демонтировалось. Их функция магистрального транспорта газа утрачивалась, но поскольку к ним было подключено много газопроводов-отводов, с их помощью транспорт газа до потребителей осуществлялся без компримирования газа, и они переводились в разряд распределительных газопроводов высокого давления.

Некоторые газопроводы сразу строились как распределительные газопроводы высокого давления от мест поставки газа до ГРС.

В отдельных случаях строительство протяжённых газопроводов-отводов большого диаметра с большим количеством подключенных ГРС позволило позиционировать их уже как распределительные газопроводы высокого давления. Деление

таких газопроводов на газопроводы-отводы или распределительные газопроводы высокого давления весьма условно.

К распределительным газопроводам высокого давления можно отнести: Саратов – Москва, Саратов – Горький, Горький – Череповец, Казань – Горький, Миннибаево – Казань, Миннибаево – Ижевск, Миннибаево – Тубанкуль, Шпаково – Тубанкуль, Шпаково – Ишимбай, Магнитогорск – Ишимбай, Магнитогорск – Семипалатинск, Ишимбай – Уфа, Оханск – Киров, Починки – Пенза и другие.

В некоторых газотранспортных обществах (ООО «Газпром трансгаз Саратов, ООО «Газпром трансгаз Волгоград, ООО «Газпром трансгаз Казань, ООО «Газпром трансгаз Уфа, ООО «Газпром трансгаз Ставрополь, ООО «Газпром трансгаз Самара и других) такие газопроводы образуют целую разветвлённую распределительную систему высокого давления.

2.2.5.1 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Казань»

Система распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Казань» состоит из нескольких основных газопроводов, соединённых между собой. Основными источниками поставки газа в систему распределительных газопроводов являются: Миннибаевский ГПЗ и магистральные газопроводы ГТС (*Новопсковского коридора, Ужгородского коридора и Н. Тура-Пермь-Горький-Центр*).

От Миннибаевского ГПЗ начинается газопровод Миннибаево – Ижевск D_y=500 *мм* соединённый газопроводом обводом города Н. Челны D_y=500 *мм* и перемычками D_y=700 *мм* с газопроводом к Нижне-Камскому промышленному узлу (г. Ижевск) D_y=1000 *мм*, с газопроводом D_y=500 *мм* Можга – Елабуга D_y=1000 *мм*. Газопровод Миннибаево – Ижевск имеет соединения с магистральными газопроводами Пермь – Горький I и Пермь – Горький II и распределительным газопроводом высокого давления Оренбург – Заинск D_y=1000 *мм*.

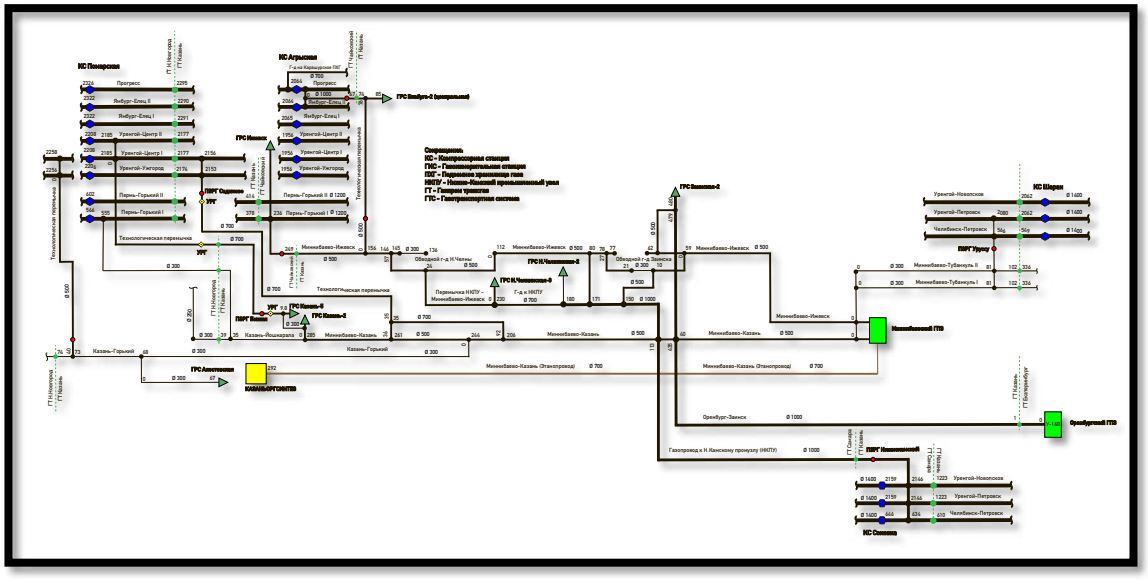


Рис. 2.2.45. Принципиальная схема распределительной ГТС «ООО Газпром трансгаз Казань»

От Миннибаевского ГПЗ начинается газопровод Миннибаево – Казань D_y=500 *мм,* переходящий на отметке 285 км в газопровод Казань – Йошкар-Ола и на

отметке 224 км в газопровод Казань – Горький D_y=300 *мм*. На 68 км этого газопровода подключен большой разветвленный газопровод-отвод D_y=300 *мм*, к которому подключено большое количество ГРС. Газопровод Миннибаево – Казань имеет соединения с распределительными газопроводами высокого давления к Нижне-Камскому промышленному узлу, Оренбург – Заинск, Миннибаево – Ижевск и с магистральным газопроводом Уренгой – Ужгород и Уренгой – Центр I.

От Миннибаевского ГПЗ начинаются два газопровода D_y=300 *мм* Миннибаево – Тубанкуль I и Миннибаево – Тубанкуль II соединённые с магистральными газопроводами «Уренгой – Петровск» и Челябинск – Петровск.

От Оренбургского ГПЗ начинается газопровод Оренбург – Заинск D_y=1000 *мм*, который имеет соединения с газопроводами Миннибаево – Казань и Миннибаево – Ижевск.

От магистральных газопроводов ГТС *Новопсковский коридор* начинается газопровод к Нижне-Камскому промышленному узлу (г. Ижевск) D_y=1000 *мм*, имеющий соединения с газопроводами Миннибаево – Казань и Миннибаево – Ижевск.

От магистральных газопроводов Прогресс и Ямбург – Елец II начинается газопровод «Можга – Елабуга D_y=1000 *мм*, имеющий соединение через перемычку с газопроводом Миннибаево – Ижевск.

2.2.5.2 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Саратов»

Система распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Саратов» состоит из нескольких основных газопроводов, соединяющих между собой Степновское ПХГ, Песчано-Умётское ПХГ и Елшано-Курдюмское ПХГ, а также КС Старожёвскую.

КС Старожёвская является некоторым пунктом распределения потоков газа по газопроводам. От неё начинаются газопроводы Саратов – Москва D_y=300 *мм*, Сторожёвка – Петровск D_y=1000 *мм* с лупингом D_y=1200 *мм*, переходящие на КС Петровск в газопровод Саратов – Горький D_y=800 *мм.*

От газопровода Саратов – Москва начинается большая распределительная подсистема под общим названием Тамбовский отвод, включающая газопроводы Кирсаново – Тамбов D_y=300 *мм*, Алгасово – Тамбов D_y=500 *мм*, Тамбов – Котовск – Уварово D_y=700, D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*. Газопровод Саратов – Москва соединён газопроводом Сердобск – Ртищево D_y=300 *мм* с магистральным газопроводом САЦ I. К газопроводу Саратов – Москва подключается газопровод Жирновск - Кологривовка D_y=300 *мм*.

От КС Сторожёвка в другом направлении начинаются газопроводы Сторожёвка – Красноармейск D_y=500 *мм*, Багаевка – Сторожевка D_y=500 *мм*. Эти газопроводы между собой соединены вспомогательными газопроводами.

В третьем направлении от КС Сторожёвка начинаются газопроводы Первомайск – Сторожёвка D_y=500 *мм*, Степное – Сторожёвка D_y=700 *мм* с лупингом D_y=1000 *мм,* соединяющие её со Степновским ПХГ.

КС Сторожёвка соединена с КС Песчано-Умётского ПХГ двумя газопроводами D_y=1200 *мм* и с КС Елшано-Курдюмского ПХГ тремя газопроводами D_y=700 *мм*.

КС Степновского ПХГ соединена газопроводами САЦ – Степное I D_y=1000 *мм* и САЦ – Степное III D_y=1200 *мм* с газопроводами САЦ I D_y=1000 *мм* и САЦ II-2 D_y=1200 *мм*. От КС Степновского ПХГ начинаются два больших газопровода-отвода Степное – Балаково D_y=500/400 *мм* и Степное – Балаково лупинг D_y=500 *мм*

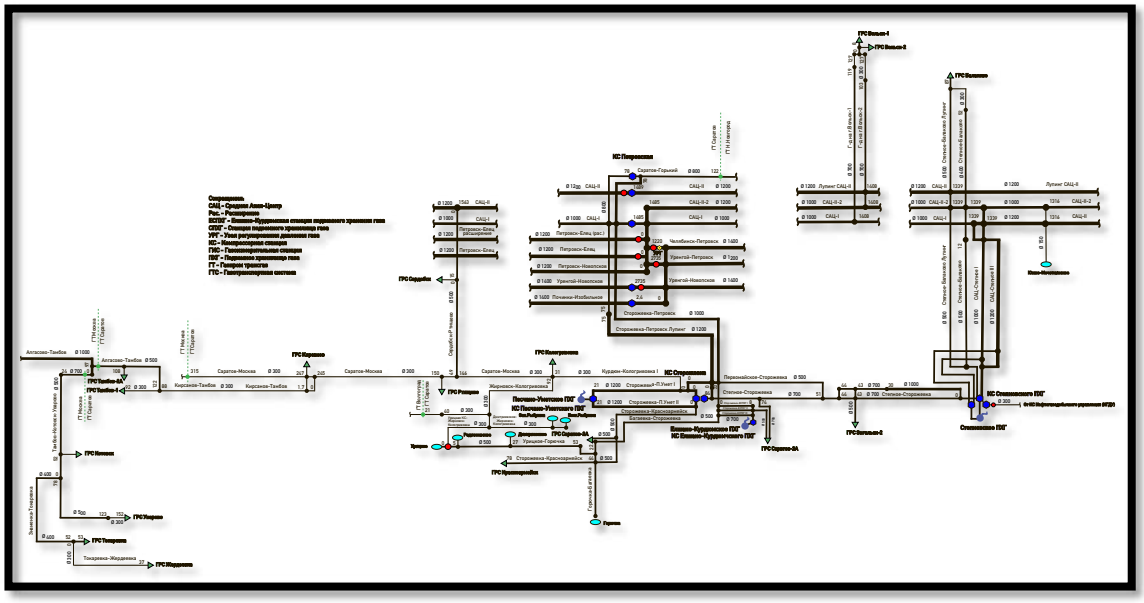


Рис. 2.2.46. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Саратов»

2.2.5.3 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Система распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Уфа», так называемая Старя Башкирская система, работает параллельно магистральному газопроводу Поляна – Канчуринское ПХГ.

Газопровод Поляна – Уфа D_y=800 *мм* начинается на отметке 49,8 км магистрального газопровода Поляна – Канчуринское ПХГ и заканчивается на ГРС Ново-Александровка (ГРС-3 Уфа). К этой же ГРС подходит газопровод Ишимбай – Уфа D_y=700 *мм* (370–560 км), который является продолжением газопровода Кумертау – Ишимбай D_y=700 *мм*, соединяясь с ним на отметке 92 км. Газопровод Ишимбай – Уфа соединяется перемычкой на 432 км с магистральным газопроводом Поляна – Канчуринское ПХГ. От границы с ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» к населенному пункту Ишимбай подходят газопроводы Магнитогорск – Ишимбай D_y=500 *мм* и Магнитогорск – Стерлитамак D_y=800 *мм*. Газопровод Магнитогорск – Ишимбай на 370 км заканчивается, соединяясь с газопроводом Шпаково – Ишимбай» D_y=500 *мм* и газопроводом Кумертау – Ишимбай.

Газопровод Магнитогорск – Стерлитамак поворачивает в сторону населенного пункта Стерлитамак, где он заканчивается на 370 км, соединяясь с 408 км газопровода Ишимбай – Уфа. К этим газопроводам подключены большие газопроводы-отводы на ГРС Белорецк D_y=700 *мм* и D_y=300 *мм* и на ГРС Учалы D_y=500 *мм*.

От места соединения газопроводов Магнитогорск – Ишимбай, Кумертау – Ишимбай и Ишимбай – Уфа начинается с отметкой 95 км газопровод Шпаково – Ишимбай D_y=520 *мм*, который переходит в газопровод Шпаково – Тубанкуль, где к газопроводу подключен Шпаковский ГПЗ. Газопровод Шпаково – Тубанкуль заканчивается на 337 км на ГРС Тубанкуль. К этой же ГРС подходят два газопровода с территории ООО «Газпром трансгаз Казань Миннибаево – Тубанкуль I D_y=250 *мм* и Миннибаево – Тубанкуль II D_y=300 *мм*. От ГРС Тубанкуль начинается газопровод Туймазы – Уфа D_y=300 *мм*.

В качестве распределительного газопровода высокого давления можно рассматривать большой газопровод-отвод на ГРС Корнаково D_y=700 *мм*, который начинается на отметке 1903,2 км магистрального газопровода Уренгой – Петровск.

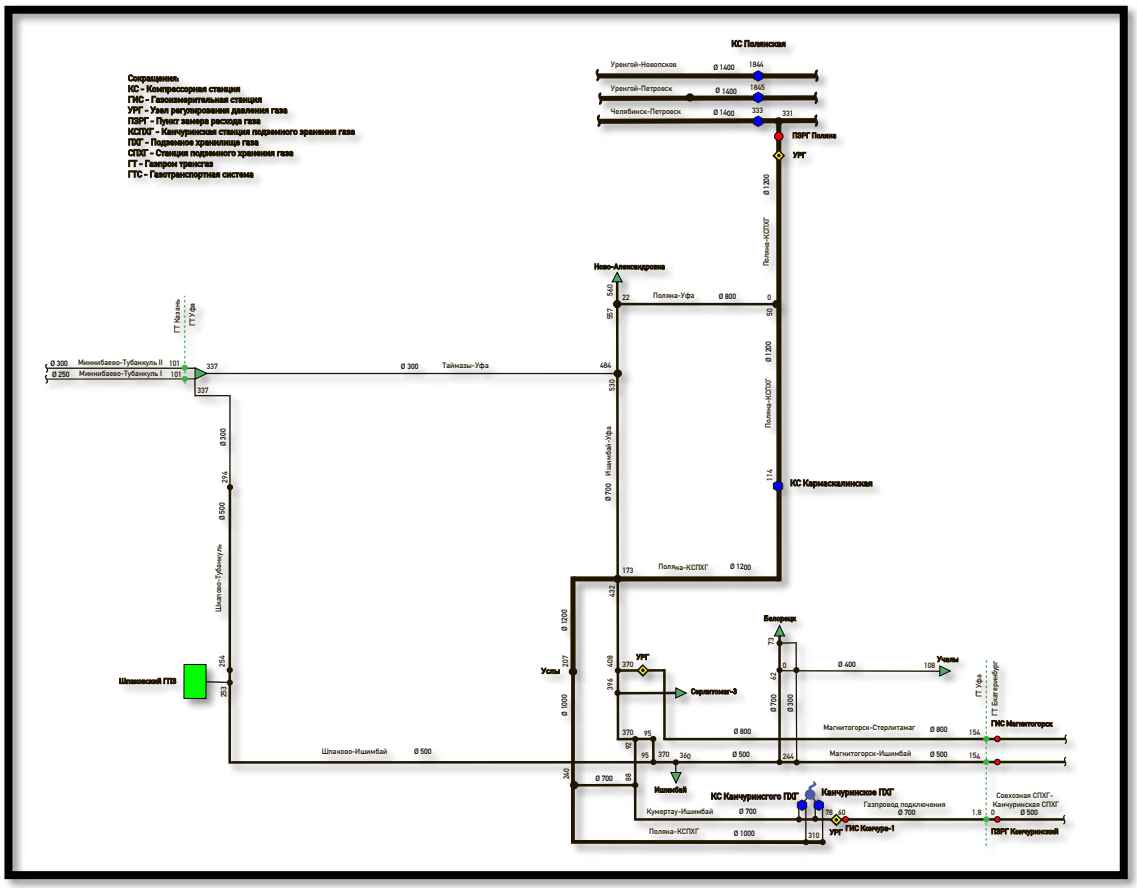


Рис. 2.2.47. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Уфа»

2.2.5.4 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

Система распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» состоит из газопроводов, соединяющих малые месторождения, ПХГ, магистральные газопроводы ГТС *Северного Кавказа*, старые газопроводы, переведённые в разряд распределительных газопроводов высокого давления, большие газопроводы-отводы с ГРС.

Ряд малых месторождений соединены межпромысловым коллектором D_y=500 *мм,* который заканчивается на ДКС Кевсала. От ДКС Кевсала проложен газопровод Кевсала – Дивное D_y=500 *мм* до ГРС Дивное. Межпромысловый коллектор соединён технологической перемычкой с газопроводом Тахта – Кугульта – Рождественская КС D_y=700 *мм*, который в свою очередь соединён с газопроводом Кевсала – Дивное. Газопровод Тахта – Кугульта – Рождественская КС соединяется перемычкой с газопроводом Мирное – Изобильное и заканчивается на 90 км соединяясь с газопроводом Ставрополь – Грозный I в районе КС Рождественская.

От малого месторождения Каменно-Белковское начинается газопровод Каменная Балка-Журавский D_y=300/500 *мм*. К этому газопроводу подключено на 10 км малое месторождение Восточно-Арзгирское, на 87 км месторождение Журавское, на 99 км месторождения Кугутское и Петровско-Благодарное. На 50 км от

газопровода Каменная Балка – Журавский начинается газопровод Мирное – Изобильное D_y=1000 *мм*, к которому подключено месторождение Мирное.

Газопровод Каменная балка – Журавка соединён газопроводом, на котором установлен ГИС Журавский и узел регулирования давления газа с газопроводами Невинномысск - Моздок D_y=1200 *мм*, Невинномысск – Аксай – Моздок D_y=1200 *мм*, Моздок – Невинномысск D_y=1000 *мм* и Ставрополь – Грозный I D_y=700 *мм*.

От магистрального газопровода Моздок – Невинномысск начинаются два больших газопровода-отвода D_y=500 *мм* Кагалы – Кисловодск I и D_y=500/270 *мм* Кагалы – Кисловодск II. К ПЗРГ Кангалы подключен газопровод Журавка – Кагалы D_y=500 *мм.*

Большой газопровод-отвод Георгиевск – Зеленокумск – Будённовск D_y=500 *мм* начинается от 119 км газопровода Ставрополь – Грозный I. Между газопроводами отводами к ГРС Буденновск-2 и ГРС Будённовск существует перемычка D_y=500 *мм* к которой подключен Буденновский ГПЗ. Газопровод отвод к ГРС Будённовск D_y=300 *мм* начинается на 1 км газопровода Камыш Бурун – Ищерская.

От газопроводов Ставрополь – Грозный I (232 км), Моздок – Невинномысск (84 км), Новопсков – Аксай - Моздок (юг) (256 км), Невинномысск – Моздок (164 км) начинается газопровод D_y=500 *мм* до ГРС Тырнауз. На 9 км этого газопровода установлен ПЗРГ Новопавловск, а от 49 км начинается газопровод Баксан – Нальчик» до ГРС Нальчик-2.

От газопроводов Ставрополь – Грозный I (264 км), Моздок – Невинномысск (54 км), Новопсков – Аксай - Моздок (юг)» (292 км) начинается газопровод D_y=500 *мм* до ГРС Нальчик-1. На 11 км этого газопровода установлен ПЗРГ Красносельское.

Сразу после ГИС Комсомольский установленной на 277 км газопровода Астраханский ГПЗ – Камыш Бурун, начинается газопровод D_y=500 *мм* Комсомольский – Ики-Бурул – Элиста. На 119 км этого газопровода установлена КС Ики-Бурульская, к которой подключено Ики-Бурульское месторождение.

Между 86 км газопровода Ермолинское – Астрахань и 135 км газопровода Астраханский ГПЗ – Камыш Бурун существует перемычка, на которой установлен УРГ Басы. На 0 км к газопроводу Ермолинское – Астрахань подключен газопровод до ГРС Лагань, на 44 км газопровод до ГРС Оранжерейное, на 159 км подключена ГРС Астрахань-2 и на 162 км ГРС Астрахань-1.

Газопроводы Ставрополь – Грозный I и Ставрополь – Грозный II на отметке 333–340 км, работающие как параллельные распределительные газопроводы высокого давления, в нескольких местах подключается к магистральным газопроводам Моздок – Невинномысск, Моздок – Тбилиси. От этих газопроводов берут начало целый ряд распределительных газопроводов D_y=500 *мм* Октябрьское – Ольгинское, D_y=500 *мм* Октябрьское – Ольгинское - Чми, D_y=200 *мм* Ольгинское – Чикола, D_y=400 *мм* Ольгинское – Дзуарикау, от которого начинается газопровод D_y=400 *мм* Дзуарикау - Цхинвал.

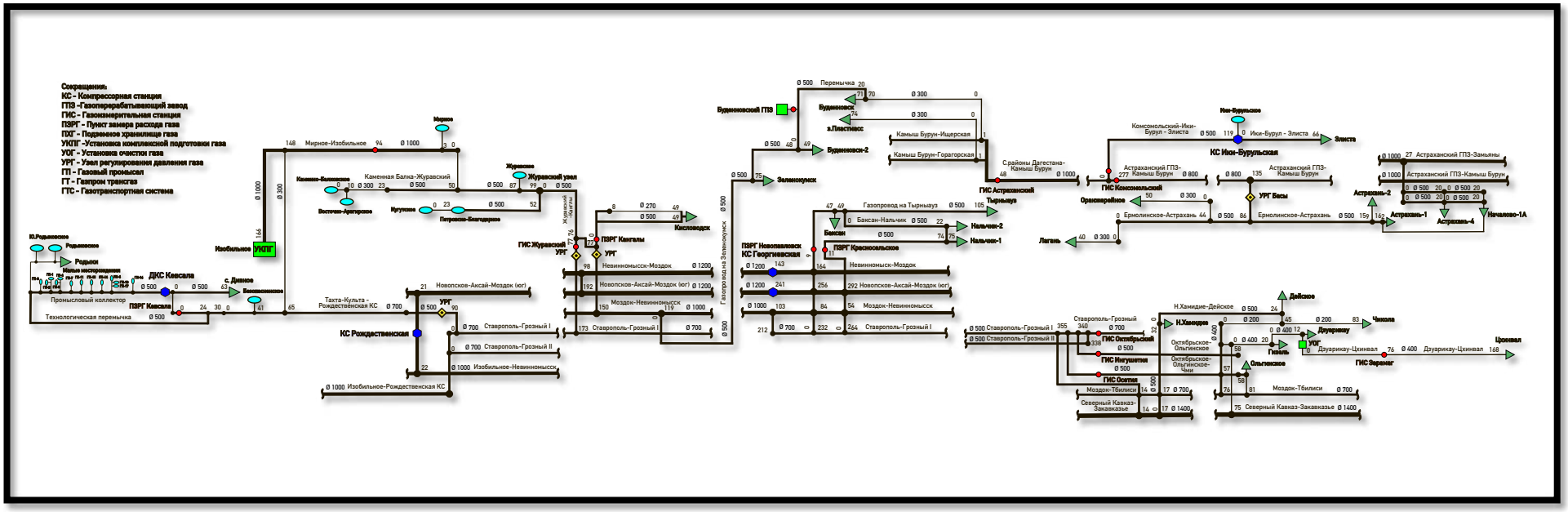


Рис. 2.2.48. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Ставрополь

2.2.5.5 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Самара»

Центром системы распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Самара» является ГРС-16 (Алексеевка).

На 307 км от газопровода Мокроус – Самара — Тольятти подключен газопровод-отвод D_y=700 *мм* на г. Новокуйбышевск. К газопроводу Мокроус – Самара — Тольятти D_y=800 *мм*, на отметке 346 км подключена перемычка D_y=800 *мм*, заканчивающаяся на 73 км на ГРС-16 (Алексеевка). Далее газопровод Мокроус – Самара — Тольятти на территории ООО «Газпром трансгаз Самара» работает отдельными участками, соединенными с другими распределительными газопроводами высокого давления.

Между 357 км газопровода Мокроус – Самара — Тольятти и 69 км газопровода D_y=500 *мм* Отрадненский ГПЗ – Тольятти, начинающимся от Отрадненского ГПЗ, существует перемычка D_y=500 *мм*. На 4 км газопровод Отрадненский ГПЗ – Тольятти соединен перемычкой D_y=300 *мм* Похвистово – Самара – Отрадненский ГПЗ с 64 км газопроводов Похвистово – Самара III и Похвистово – Самара I D_y=500 *мм*. На 100 км газопровод Отрадненский ГПЗ – Тольятти соединен с участком газопровода Мокроус – Самара — Тольятти (399 км). Этот участок заканчивается на 395 км, где установлена ГРС с. Курумоч (ГРС-54). Газопровод Мокроус – Самара — Тольятти продолжается с 399 км, где он соединен со 111 км газопровода D_y=500 *мм* Отрадненский ГПЗ – Тольятти, до 448 км, где установлена ГРС Тольятти-ВАЗ (ГРС-19) на которой он и заканчивается. Газопровод Отрадненский ГПЗ – Тольятти D_y=500 *мм* заканчивается на ГРС Куйбышевского азотно-тукового завода.

От 401 км Газопровод Мокроус – Самара — Тольятти начинается газопровод D_y=700 *мм* Старая Бинородка – Димитровград – Ульяновск который на 16 км соединен перемычкой D_y=500 *мм* с газопроводами Уренгой – Петровск (2347 км) и Челябинск – Петровск (834 км), на 182 км соединен газопроводом Сызрань – Ульяновск D_y=700 *мм* с газопроводами Уренгой – Петровск (2490 км) и Челябинск – Петровск (977 км), на 190 км соединен газопроводом Новоспасск– Ульяновск D_y=500 *мм* с газопроводами Уренгой – Петровск (2538 км) и Челябинск – Петровск (1025 км).

От магистрального газопровода Уренгой – Петровск (2283 км) и Уренгой – Новопсков (2287 км) начинается газопровод-отвод D_y=700 *мм* к населенному пункту Петра-Дубрава (ГРС-2). Он соединён на 58 км перемычкой D_y=800 *мм* с ГРС Алексеевка (ГРС-16).

От ГРС Алексеевка (ГРС-16) начинаются газопроводы D_y=700 *мм* Алексеевка – Самара I и Алексеевка – Самара II.

Вторая часть распределительной системы соединяет самарские ПХГ с ГРС Алексеевка (ГРС-16). Газопроводы D_y=500 *мм* Похвистово – Самара I и Похвистово – Самара III начинаются от КС Похвистневская. На 64 км эти газопроводы соединены перемычкой D_y=300 *мм* Похвистово – Самара – Отрадненский ГПЗ с 4 км газопровода Отрадненский ГПЗ – Тольятти. На 65 км к газопроводам Похвистово – Самара III и Похвистово – Самара I подключена КС Дмитровской СПХГ, к которому подключены Дмитровское ПХГ и Михайловское ПХГ. Газопровод Похвистово – Самара III на 65 км заканчивается и начинается газопровод D_y=500 *мм* Муханово – Самара. Газопровод Похвистово – Самара I заканчивается на 116 км, соединяясь через газопровод перемычку D_y=700 *мм* с 334 км газопроводом Мокроус – Самара – Тольятти и его лупингом.

На 53 км к газопроводу Муханово – Самара подключен газопровод перемычка D_y=500 *мм*, соединяющий его с газопроводом D_y=500 *мм* Нефтегорский ГПЗ – Самара. Газопровод Муханово – Самара заканчивается на 73 км подключаясь к ГРС Алексеевка (ГРС-16).

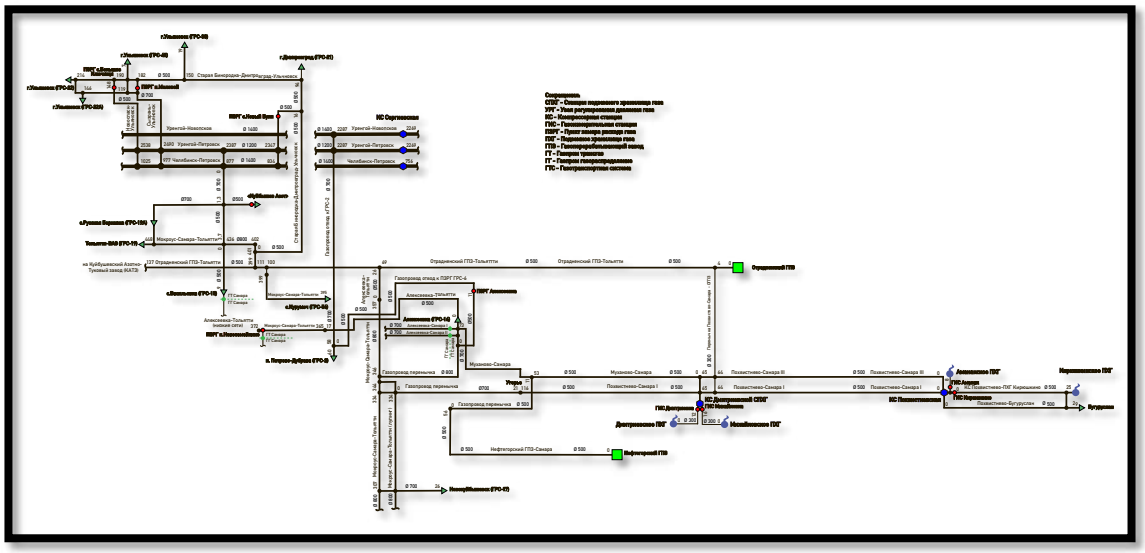


Рис. 2.2.49. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Самара»

От КС Похвистневская начинаются газопроводы D_y=500 *мм* КС Похвистневская – ПХГ Кирюшкино и Похвистнево – Бугуруслан. К газопроводу КС Похвистневская – ПХГ Кирюшкино подключено ПХГ Аманакское и ПХГ Кирюшкинское на 25 км. Газопровод Похвистнево – Бугуруслан заканчивается на 29 км на ГРС Бугуруслан.

2.2.5.6 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Центром системы распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Н. Новгород» является Горьковский промышленный узел (г. Нижний Новгород).

Газопровод Саратов – Горький D_y=800 *мм* продолжается от границы ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Н. Новгород» на 122 км. На 178 км к газопроводу Саратов – Горький через УРГ подключен газопровод D_y=700 *мм* Починки – Саранск и газопровод D_y=700 *мм* Починки – Пенза. На 265 км газопровода Саратов – Горький, 110 км газопровода Починки – Пенза и на 111 км газопровода Починки – Саранск подсоединён газопровод-отвод D_y=700 *мм* на город Никольск, а на отметке 315 км газопровод-отвод D_y=500 *мм* на Алексеевскую. На отметке 378 км газопровод Саратов – Горький соединяется с магистральными газопроводами Уренгой – Ужгород (2502 км) и Уренгой - Центр I (2505 км). На 422 км газопровод Саратов – Горький соединяется через перемычку с УРГ с газопроводом Ямбург – Тула I на отметке 2569 км, где этот газопровод заканчивается. На участке 463–560 км газопровода Саратов – Горький меняет свой километраж 96–202 км и диаметр на D_y=700 *мм.* На отметке 560 км от газопровода Саратов – Горький начинается газопровод отвод до ГРС Горький-3, который соединяется с магистральными газопроводами Пермь – Горький I (876 км), Пермь – Горький II (922 км) и Казань – Горький (922 км), где они и заканчиваются.

На 580 км газопровода Саратов – Горький соединяется с 40 км газопровода Горьковский промузел.

На 599 км газопровод Саратов – Горький соединяется перемычкой с большим газопроводом отвод D_y=500 *мм* на Шахунью.

На отметке 606 км газопровод Саратов – Горький заканчивается и переходит в газопровод D_y=700 *мм* Горький – Череповец.

На отметке 49 км магистрального газопровода Горький – Центр начинается распределительный газопровод высокого давления D_y=1200 *мм* Горьковский промышленный узел (Горьковский промузел). Этот газопровод на 40 км соединяется с 580 км газопровода Саратов – Горький. От этого газопровода на 79 км начинается большой газопровод отвод на Шахунью. Газопровод Горьковский промузел заканчивается на 80 км, где к нему подключен газопровод отвод до ГРС Балахна.

Газопровод D_y=700 *мм* Горький – Череповец, начинается от 600 км газопровода Саратов – Горький. На 158 км от газопровода начинается газопровод D_y=700 *мм* на город Владимир, на 60 км которого начинается газопровод отвод D_y=400/300/200 *мм* до ГРС Курлово. На 74 км этого газопровода подключена ГРС Гусь-Хрустальный, а с другой стороны, к этому газопроводу подключен газопровод отвод D_y=300 *мм*, начинающийся от КМ Тума газопровода Горький – Центр. На 70 км газопровод на город Владимир заканчивается и далее продолжается, как газопровод D_y=700 *мм* Владимир – КГМО. На 0,5 км этого газопровода существует перемычка с УРГ с другим газопроводом D_y=700 *мм* на Владимир, который начинается от газопроводов «Починки – Грязовец» (329 км) и Починки – Ярославль (328 км). Газопровод Владимир – КГМО продолжается после 163 км на территории ООО «Газпром трансгаз Москва».

Газопровод Горький – Череповец на 187 км соединен перемычкой с УРГ с газопроводом Починки – Грязовец (359 км) и Починки – Ярославль (328 км) и в этом месте начинается газопровод отвод D_y=700/500 *мм* на город Кинешму. На 209 и 210 км газопровод Горький – Череповец соединен перемычками с УРГ с газопроводом Починки – Грязовец (384 км) и Починки – Ярославль (379 км). На 271 км газопровод Горький – Череповец соединен перемычкой с УРГ с газопроводом Починки – Ярославль (446 км) и Починки – Грязовец (457 км). От 271 км начинается газопровод отвод D_y=800 *мм* до ГРС Волгореченск. Газопровод Горький – Череповец после 274 км продолжается по территории ООО «Газпром трансгаз Ухта».

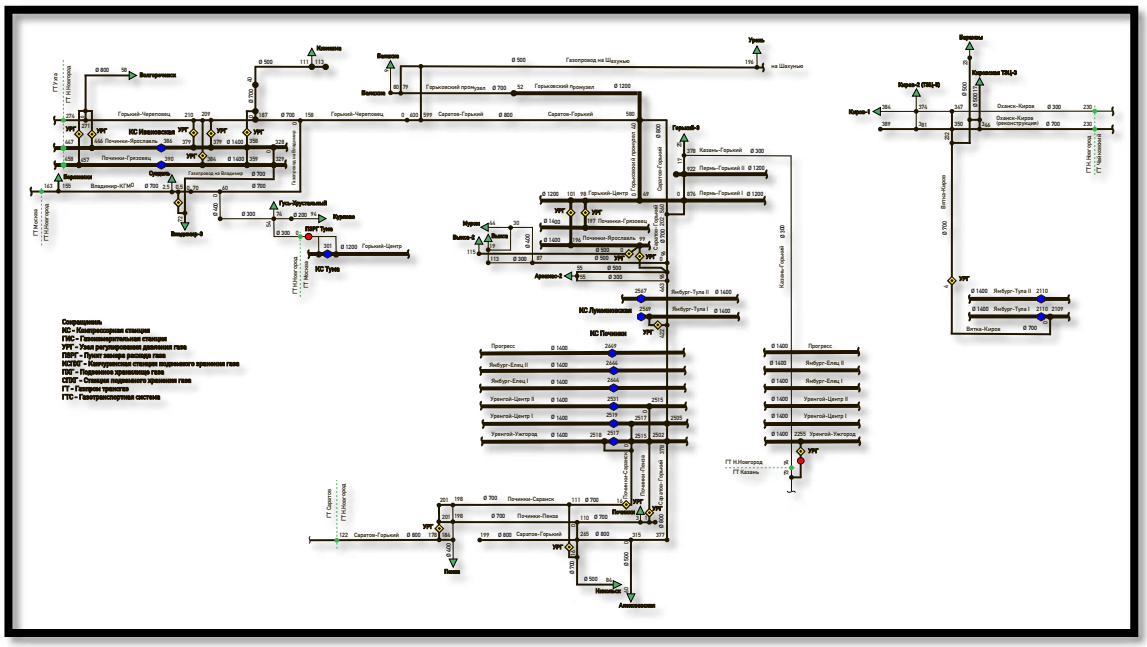


Рис. 2.2.50. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Н. Новгород»

2.2.5.7 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Волгоград»

Центром системы распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Волгоград» является отметка 336 км магистральных газопроводов САЦ III, САЦ IV-I и САЦ IV-II, недалеко от КС Фролова, где подключены основные распределительные газопроводы.

Газопровод Лог - Конный D_y=1000 *мм* начинается от 336 км газопроводов САЦ III. Далее газопровод меняет свой диаметр на D_y=700/500/700 *мм*. На 121 км газопровод Лог - Конный соединяется со 110 км газопровода Коробки – Лог – Волгоград, где подключена ГРС Волгоград-1. Газопровод D_y=1200 *мм* Коробки – Лог – Волгоград начинается от 368 км газопроводов САЦ III и САЦ IV-II. Примерно через 20 км газопровод располагается в одном технологическом коридоре параллельно с газопроводом Лог - Конный. На 35 км газопровода Лог - Конный и на 23 км газопровода «Коробки – Лог – Волгоград» подключена ГРС ЛОГ, к которой от месторождения Кременское подходит газопровод D_y=300/500 *мм* Кременская – Лог. В другую сторону от месторождения Кременское расположен газопровод D_y=300 *мм* до ГРС Захаров.

На 25 км газопровода Коробки – Лог – Волгоград находится узел регулирования расхода газа (УРРГ), а на 37 км газопровода Лог - Конный ПЗРГ. На 27 км газопровод Коробки – Лог – Волгоград меняет свой диаметр на D_y=100 *мм*. На 96 км этот газопровод соединен перемычкой с УРГ с 420 км газопровода Починки – Изобильная – ССПХГ. На 106 км газопровода Коробки – Лог – Волгоград и на 118 км газопровода Лог - Конный начинается газопровод D_y=1000 *мм* Конный – ГРС-4, от которого на 15 км подключен газопровод D_y=700 *мм* до Волгоградского ПХГ, соединенного так же газопроводом D_y=700 *мм* с 445 км газопровода Починки – Изобильная – ССПХГ. На 21 км газопровода Конный – ГРС-4 подключен газопровод отвод до ГРС Волгоград-5, а на 44 км до ГРС Волгоград-3. Газопровод Конный – ГРС-4 (56 км) и газопроводы Лог – Конный (120 км) и Коробки – Лог – Волгоград» (108 км) соединены перемычкой длиной 52 км, к которой также подключены газопроводы отводы до ГРС Волгоград-5 (20 км) и ГРС Волгоград-3 (41 км). Газопровод Конный – ГРС-4 заканчивается на 56 км, где установлена ГРС Волгоград-4. На 107 км газопровода Коробки – Лог – Волгоград и 119 км газопровода Лог –Конный» начинается газопровод отвод 700 *мм* на ГРС Волгоград-7, на 120 км газопровода Лог – Конный и 108 км газопровода Коробки – Лог – Волгоград начинается газопровод отвод 500 *мм* на ГРС Волгоград-2.

От Коробковского ГПЗ начинаются распределительные газопроводы Лог – Коробки D_y=500 *мм* со своим лупингом D_y=500 *мм*, Коробки – Камышин D_y=500 *мм* со своим лупингом D_y=500 *мм* и Коробки – Сторожевка D_y=500 *мм*.

Газопровод Лог – Коробки лупинг на 80 км соединяется на 0,1 км с газопроводом Лог - Конный, а к газопроводу Лог – Коробки на 80 км подключается газопровод D_y=300 *мм* от месторождения Кудиновка.

От газопроводов САЦ III (368 км) и САЦ IV-II (368 км) начинается газопровод D_y=300 *мм* Лог – Михайловка 2, который на 30 км меняет свой диаметр на D_y=500 *мм*. Газопровод D_y=300 *мм* Лог – Михайловка 2 на 33 км соединяется с месторождением Кудиновка. Оба газопровода заканчиваются на 85 км, где подключена ГРС Михайловка.

Газопровод D_y=500 *мм* Коробки – Камышин и D_y=500 *мм*, Коробки – Камышин лупинг заканчиваются на 56 км, где подключена ГРС Камышин.

К газопроводу D_y=500 *мм* Коробки – Сторожевка на 60 км подключено месторождение Иловлинское. От которого расположен газопровод отвод D_y=300 *мм* на ГРС Жирновск. От 58 км этого газопровода начинается газопровод D_y=300 *мм*

Жирновск – Кологривовка, который продолжается после 21 км на территории ООО «Газпром трансгаз Саратов».

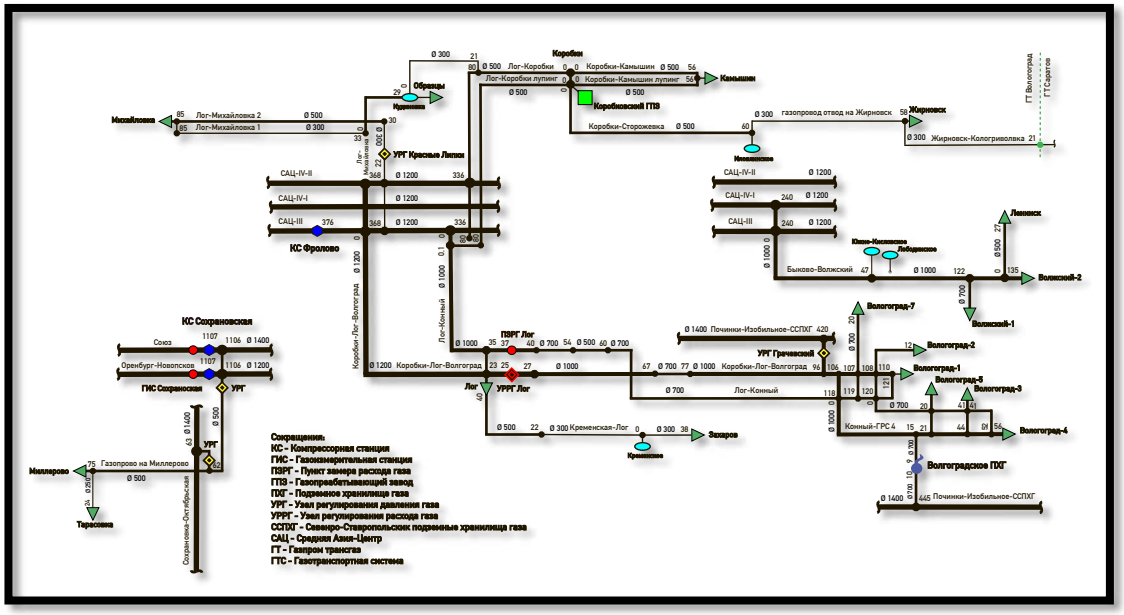


Рис. 2.2.51. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Волгоград»

Газопровод Быково – Волжский D_y=1000 *мм* начинается от отметки 240 км магистральных газопроводов САЦ IV-I и САЦ III, на 122 км подключен газопровод отвод D_y=700 *мм* на ГРС Волжский-1, на 135 км газопровод отвод D_y=500 *мм* на ГРС Ленинск, и заканчивается газопровод на ГРС Волжский-2. К этому газопроводу подключено малое месторождение Южно-Кисловское.

2.2.5.8 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Краснодар»

Распределительная система высокого давления ООО «Газпром трансгаз Краснодар» является сложной, разветвлённой системой. Её можно разделить на четыре не взаимодействующих между собой подсистемы.

Первая подсистема распределительных газопроводов начинается на территории Украины от магистральных газопроводов Краснодарский Край – Серпухов II и Краснодарский Край – Серпухов I на отметке 375 км, газопроводом на г. Белая Калитва D_y=500 *мм*. Перед границей с Россией на отметке 33 км установлен ГИС Изварино. Газопровод на г. Белая Калитва заканчивается на 108 км, где подключена ГРС Белая Калитва-Сельмаш и на 109 км, где подключена ГРС Белая Калитва. На отметке 54 км к этому газопроводу подключены малые месторождения газа: Дубовское, Плотниковское, Морковское, Патроновское, Кружиловское, Гофер. На отметке 89 км газопровод через УРГ соединяется с 174,6 км магистрального газопровода Сохрановка – Октябрьское.

К этой же подсистеме относится газопровод на г. Волгодонск D_y=700 *мм*, который начинается от магистральных газопроводов Северный Кавказ - Центр (312 км) и Краснодарский Край – Серпухов II (306 км). На отметке 65 км газопровод через УРГ соединяется с магистральным газопроводом Сохрановка – Октябрьское (243,9 км). Газопровод на г. Волгодонск заканчивается на отметке 230 км, где установлена ГРС Волгодонск.

Вторая подсистема распределительных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Краснодар» начинается на отметке 273 км магистральных газопроводов Краснодарский Край – Серпухов I и Краснодарский Край – Серпухов II газопроводом D_y=1000 *мм* Аксай – Таганрог I, который на 16 км переходит в газопровод D_y=700 *мм* Аксай – Таганрог II. На 24 км от этого газопровода начинается газопровод D_y=1000 *мм* Чалтырь – Таганрог. Газопровод Аксай – Таганрог II заканчивается на 77 км, переходя в газопровод D_y=1000 *мм* Таганрог – Мариуполь III, который продолжается после 60 км по территории Украины. Перед границей на газопроводе установлена ГИС Платово. Газопровод Чалтырь – Таганрог заканчивается на 56 км, переходя в газопровод D_y=1000 *мм* Таганрог – Мариуполь IV, который заканчивается на 57 км перед границей с Украиной. От 56 км газопровода Чалтырь – Таганрог и 1,4 км газопровода Таганрог – Мариуполь III начинается газопровод D_y=700 *мм* Таганрог – Авросиевка, который заканчивается на 49 км перед границей с Украиной.

Так же ко второй подсистеме можно отнести газопровод D_y=1000 *мм* Западный обвод г. Ростов, который начинается на 84 км магистральных газопроводов Краснодарский Край – Серпухов I и Ленинградская – Ростов, где установлен ГИС Батайск.

Третья подсистема распределительных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Краснодар» наиболее большая и взаимосвязанная.

От месторождения газа Каневское начинается газопровод Привольная - Ленинградская D_y=500 *мм*, который на 31 км меняет диаметр на D_y=700 *мм*. На 25 км к нему подключается газопровод D_y=300/400 *мм* Каневская – Усть-Лабинск. На 59 км к газопроводу Привольная – Ленинградская подключен газопровод, соединённый с 124 км газопровода Березанская – Куликовский I, к которому в свою очередь подключены месторождения Крыловское, Ю. Ленинское, Ю. Крыловское, Граничное. К газопроводу Привольная – Ленинградская на 75 км подключен газопровод Александровская – Ленинградская, где он и заканчивается (на 226 км).

На 86 км газопровод Александровская – Ленинградская соединен с 99 км газопроводов Ростов – Краснодарский Край II и Ростов – Краснодарский Край III, а на 98 км он заканчивается.

В этом же месте Краснодарской ГТС от отметки 101 км магистрального газопровода Ростов – Майкоп II и от отметки 92 км Ростов – Майкоп I начинается газопровод Ленинградское – Ейск D_y=300 *мм* и газопровод D_y=700/300 *мм* Староминская – Куликовский, который расположен параллельно газопроводу Ленинградское – Ейск и от 12 км, где к нему подключена ГРС ст. Староминская, газопровод называется Староминская – Ейск D_y=300/500 *мм*. Эти оба газопровода заканчивается на отметке 72 км, где подключена ГРС Ейск.

К месту, где подключено месторождение Каневское к газопроводу Привольная – Ленинградское (0 км) подключается газопровод Бейсуг – Привольная D_y=500 *мм*, который начинается от месторождения Бейсугское.

Газопровод D_y=400 *мм* Александровская – Ленинградская начинается от ПЗРГ Новокубанский, к которому подключены газопроводы D_y=400 *мм* Новокубанский – Гиагинская и газопровод D_y=500/400 *мм* ПХГ – Армавир, к которому в свою очередь на 11 км подключено месторождение Николаевское. На 111 км к газопроводу Александровская – Ленинградская подключен газопровод D_y=700/400 *мм* Митрофановская – Березанская (73 км), который начинается от 171 км газопровода Ростов – Майкоп II (КС Березанская) после УРГ. На 125 км к газопроводу Александровская – Ленинградская подключено месторождение Ильинское. Газопровод Александровская – Ленинградская заканчивается на 226 км, подключаясь к 75 км газопровода Привольная – Ленинградская.

Газопровод D_y=400 *мм* Новокубанский – Гиагинская начинается от 0 км газопровода D_y=700 *мм* Гиагинская – Динская и 19 км газопровода D_y=700 *мм* Гиагинская – Киевский, где подключена ГРС ст. Гиагинская. На 27 км к газопроводу Новокубанский - Гиагинская подключено месторождение Кошехобльское на 44 км начинается газопровод D_y=300 *мм* Курганинск – Любинск, на 77 км газопровод заканчивается на ПЗРГ Новокубанский. К этому ПЗРГ подключен газопровод ПХГ – Армавир D_y=500 *мм*, который начинается от КС Краснодарского ПХГ.

Газопровод D_y=400/300 *мм* Каневская – Усть-Лабинск располагается от места подключения (135 км) ГРС ст. Каневская к газопроводу Привольная – Ленинградская (25 км) до ГРС Усть-Лабинск. На 89 км к газопроводу подключена перемычка с 58 км газопровода D_y=500 *мм* КС Березанская – Славянск-на-Кубани, на 76 км газопровод меняет диаметр с D_y=400 *мм* на D_y=300 *мм*, на 40 км от газопровода начинается газопровод D_y=700 *мм* Кореновск – Динская-2, на 33 км подключена перемычка с 33 км газопровода D_y=700 *мм* Кореновск – Выселки, именно из этой точки начинается газопровод D_y=700 *мм* Кореновск – Динская-1, на 3 км к газопроводу Каневская – Усть-Лабинск подключается перемычка D_y=300 *мм* с 11 км перемычки D_y=500 *мм* между газопроводами Гиагинская – Динская и Некрасовская – Березанская I. Газопровод Каневская – Усть-Лабинск. На этих перемычках установлен ПЗРГ Усть-Лабинский.

Газопровод D_y=700 *мм* Кореновск – Выселки начинается от ПЗРГ Выселки, который подключен к 182 км газопровода Ростов – Майкоп II и к 185 км газопровода Ростов – Майкоп II. На 33 км от газопровода Кореновск – Выселки начинается газопровод Кореновск – Динская-1 и подключена перемычка с 33 км газопровода Каневская – Усть-Лабинск.

Газопровод D_y=500 *мм* КС Березанская – Славянск-на-Кубани начинается от газопровода Митрофановская – Березанская сразу после УРГ. На 58 км газопровод соединяется перемычкой с 89 км газопровода Каневская – Усть-Лабинск. К газопроводу подключен целый ряд малых месторождений газа: Гречаное, Роговское и Днепровское на 73 км, Пригибское и Лебединское на 126 км, Элитное на 138 км, С. Чебургольское и Красноармейское на 150 км, Гривенское, Ю. Гривенское, С. Гривенское и Мостовянское на 157 км, Прибрежное, Ю. Черноерковское, В. Прибрежное, С. Прибрежное и Мечетское на 161 км. На 185 км установлен ПЗРГ Анастасиевский от которого начинается газопровод D_y=500 *мм* Анастасиевская – Темрюк II, от которого на 35 км начинается газопровод D_y=300 *мм* Темрюк – Тамань, от которого на 12 км в свою очередь начинается газопровод D_y=300 *мм* Курчанская – Анапа. На 186 км газопровода КС Березанская – Славянск-на-Кубани установлен ПЗРГ Ханьков и УРГ. Газопровод КС Березанская – Славянск-на-Кубани заканчивается на 188 км, где от него начинается газопровод D_y=500 *мм* Анастасиевская – Новороссийск.

От ПЗРГ Некрасовский установленном на 251 км магистральных газопроводов Ростов – Майкоп и Некрасовская – Березанская I начинаются целый ряд газопроводов Гиагинская – Динская D_y=700 *мм*, Некрасовская – Афипская D_y=500 *мм*, Гиагинская – Киевский D_y=700 *мм*, Майкоп – Некрасовская D_y=1000 *мм*, Гиагинская – Динская I D_y=700 *мм* и Обвод г. Краснодар D_y=500 *мм*. На 88 км к газопроводам Некрасовская – Афипская и Обвод г. Краснодар подключена перемычка с 110 км газопровода D_y=500 *мм* Крымск – Краснодар. Этот газопровод заканчивается на 112 км, где установлена ГРС Краснодар-2. От газопровода Обвод г. Краснодар на

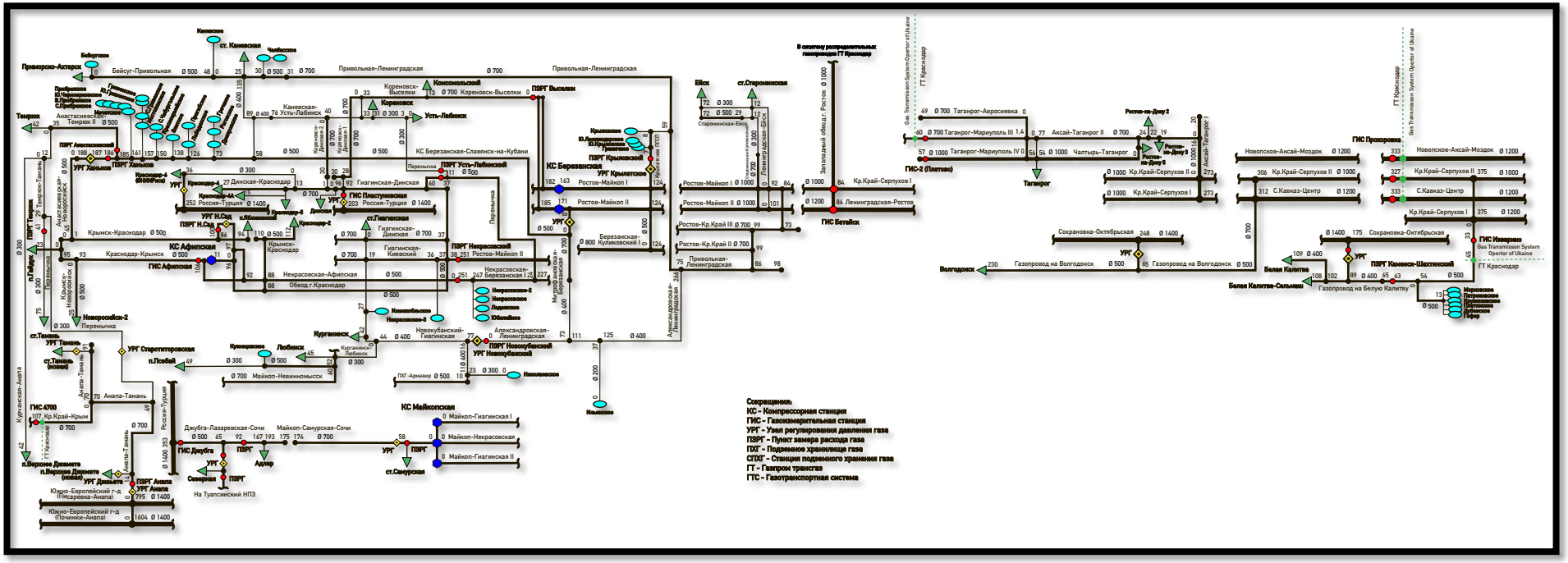


Рис. 2.2.52. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Краснодар»

96 км начинается газопровод D_y=500 *мм* Краснодар – Крымск, на 11 км которого установлена КС Афипская, на которой заканчивается газопровод Некрасовская – Афипская (106 км). На 93 км газопровода Краснодар – Крымск начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* Крымск – Новороссийск. Газопровод Краснодар – Крымск заканчивается на 95 км, соединяясь перемычкой с началом газопровода Крымск – Краснодар. На 1 км к газопроводу Крымск – Краснодар подключается газопровод Анастасиевская – Новороссийск (45 км), на 86 км газопровод Обвод г. Краснодар (100 км), где он и заканчивается после УРГ и ПЗРГ Новый Сад. На 94 км, где подключена ГРС п. Яблоновский, газопровод Крымск – Краснодар прерывается, чтобы снова начаться на 110 км.

Четвертая часть распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Краснодар» связана с экспортными газопроводами Россия – Турция и Южно-Европейский газопровод. От 353 км газопровода Россия – Турция начинается газопровод D_y=500 *мм* Джубга – Лазаревская – Сочи. На 65 км газопровода начинается газопровод на Туапсинский НПЗ, на котором установлены ПЗРГ и УРГ. На 92 км установлен ПЗРГ, на 167 км к газопроводу подключена ГРС Адлер, где и газопровод Джубга – Лазаревская – Сочи заканчивается, соединяясь с 193 км газопровода Майком – Самурская – Сочи, который так же заканчивается в этом месте. Газопровод D_y=700 *мм* Майком – Самурская – Сочи начинается от КС Майкоп. На 58 км установлен ПЗРГ, к которому подключена ГРС ст. Самурская, на 59 км установлен УРГ. На 174 км газопровод Майком – Самурская – Сочи прерывается, чтобы снова начаться на 175 км. Газопровод Майком – Самурская – Сочи заканчивается на 193 км, соединяясь с 167 км газопровода Джубга – Лазаревская – Сочи.

От газопроводов Южно-Европейский газопровод (Писаревка-Анапа) (795 км) и Южно-Европейский газопровод (Починки-Анапа) (1604 км) начинается газопровод D_y=700 *мм* Анапа – Тамань на 70 км которого начинается газопровод D_y=700 Краснодарский Край – Крым, на 107 км которого установлен ГИС 4700. Газопровод Анапа – Тамань заканчивается на 91 км, где подключен газопровод отвод с УРГ до ГРС ст. Тамань (новая).

2.2.5.9 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Томск»

Распределительные газопроводы высокого давления ООО «Газпром трансгаз Томск» начинаются от газопровода D_y=1200 *мм* Омск – Новосибирск на 658 км, где располагается строящаяся КС Новосибирская, газопроводом Новосибирск – Кузбасс (0 км). На 32 км этого газопровода подключается перемычка с 3 км газопровода D_y=700 *мм* Новосибирск – Барнаул. На 138 км газопровод Новосибирск – Кузбасс соединяется с 404 км газопровода Парабель – Кузбасс II. На 305 км газопровод заканчивается, соединяясь с 572 км газопровода Парабель – Кузбасс I, который продолжается до 714 км, где к нему подключен газопровод отвод D_y=700 *мм* до ГРС Новокузнецк-1 начинается газопровод D_y=700 *мм* Югра – Новосибирск. На 103 км от этого газопровода начинается газопровод D_y=700 *мм* Новосибирск – Барнаул, от 111 км газопровод отвод до ГРС Новосибирск-4, на 25 км которого подключена ГРС Новосибирск-6, на 38 км подключена перемычка с 650 км газопровода Омск – Новосибирск, на 66 км ГРС Новосибирск-3 и на100 км ГРС Новосибирск-4. На 130 км газопровода Югра – Новосибирск подключена ГРС Новосибирск-2, на 146 км к газопроводу подключена перемычка от 36 км газопровода Новосибирск – Барнаул. Газопровод Югра – Новосибирск заканчивается на 154 км, где к нему подключена ГРС с. Коен.

Газопровод D_y=700 *мм* Новосибирск – Барнаул начинается от 103 км газопровода Югра – Новосибирск, на 203 км от него начинается газопровод D_y=700 *мм*

Барнаул – Бийск, на 243 км к газопроводу подключена ГРС Барнаул-1, на 282 км ГРС Барнаул-3 и газопровод отвод D_y=400 *мм* до ГРС Барнаул-2.

Газопровод D_y=700 *мм* «Барнаул – Бийск» начинается от 203 км газопровода Новосибирск – Барнаул. На 137 км к нему подключена ГРС Бийск-2, от 148 км начинается газопровод D_y=500 *мм* Бийск – Горно-Алтайск, на 150 км подключена ГРС Бийск-3.

Газопровод D_y=500 *мм* Бийск – Горно-Алтайск начинается от 148 км газопровода Барнаул – Бийск, на 105 км от него начинается газопровод отвод D_y=400 *мм* до ГРС с. Нижняя-Каянча, на 152 км ГРС Горно-Алтайск.

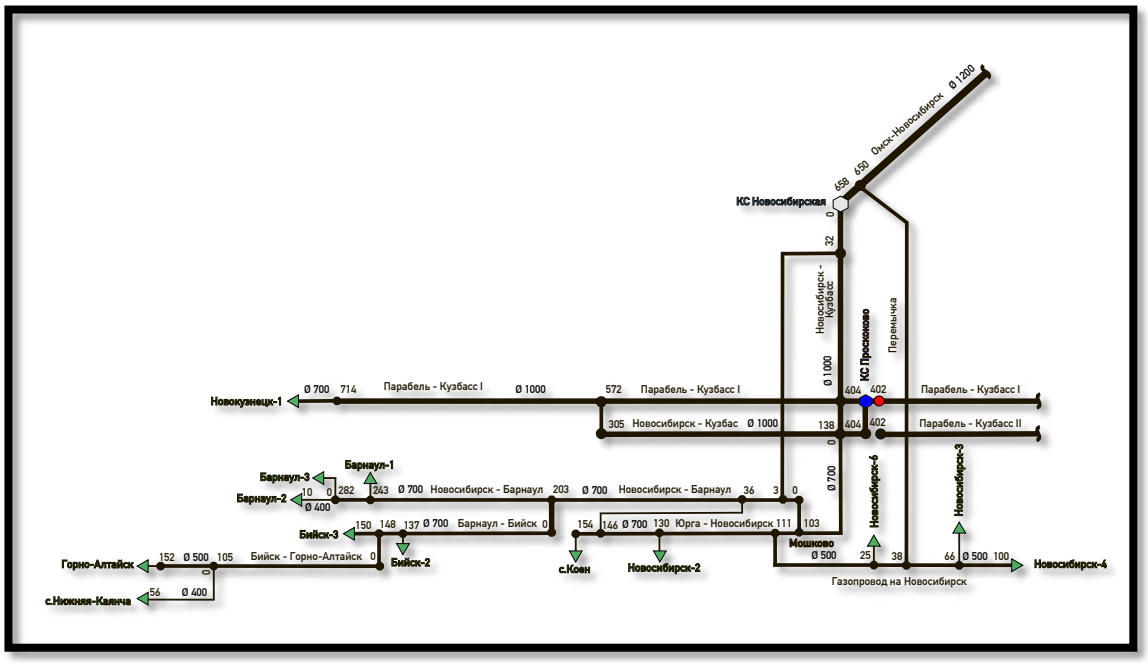


Рис. 2.2.53. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Томск»

2.2.5.10 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

Система распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» состоит из нескольких отдельных не связанных с собой частей.

Первый, Газопровод на Конаково D_y=1000 *мм* начинается от 2227 км магистрального газопровода Ухта – Торжок и заканчивается на 74 км на границе с ООО «Газпром трансгаз Москва».

Следующий большой распределительный газопровод D_y=700 *мм* Волхов - Петрозаводск начинается от 510 км газопроводов Ленинград – Грязовец I и Ленинград – Грязовец II, на 277 км от него начинается газопровод отвод до ГРС Кондопога. Газопровод Волхов - Петрозаводск заканчивается на 286 км, где подключена ГРС Петрозаводск-Северная.

К наиболее разветвленной и связанной части, относится газопровод D_y=700 *мм* Ям-Ижора – Гатчина, начинающийся от 731 км газопроводов Белоусово – Ленинград и 777 км Серпухов – Ленинград. На 42 км газопровод соединяется с 23 км газопровода D_y=700 *мм* Кипень – Гатчина, начинающегося от УРГ Гатчина. Параллельно газопроводу Ям-Ижора – Гатчина расположена технологическая перемычка

D_y=1000 *мм*. От 44 км технологической перемычки и 22 км газопровода Кипень – Гатчина начинается газопровод D_y=500 *мм* до КС Ленинградского ПХГ. На 45 км технологическая перемычка прерывается и вновь начинается на 60 км, заканчиваясь на 70 км, где подключена ГРС Логолово новая. На 61 км технологическая перемычка соединяется с газопроводом D_y=700 *мм* Кохтла-Ярве – Ленинград (новый) (0 км) и с газопроводом Кипень – Гатчина (5 км). От УРГ Гатчина начинается газопровод отвод D_y=700 *мм* до ГРС Ломоносов, который на 33 км соединяется с 168 км газопровода Кохтла-Ярве – Ленинград 1.

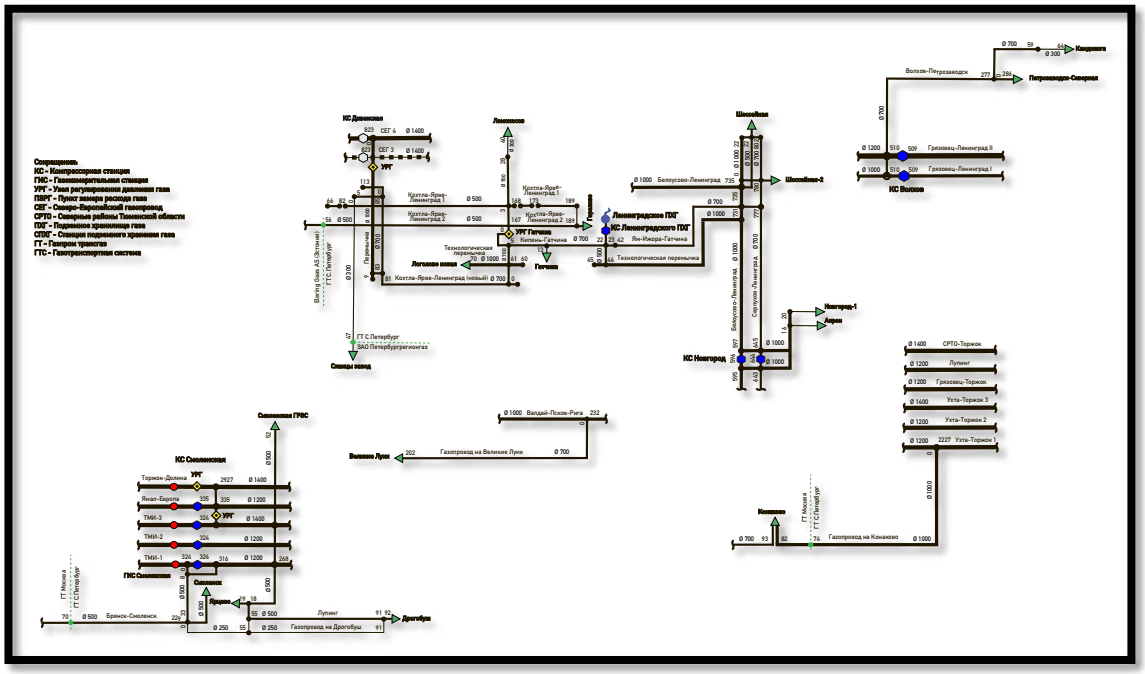


Рис. 2.2.54. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

Газопровод D_y=500 *мм* Кохтла-Ярве – Ленинград 1 начинается от 66 км (вблизи с границей с Эстонией), работает отдельными участками прерываясь на 82, 168 и 173 км и заканчивается на 189 км. Параллельно ему расположен газопровод D_y=500 *мм* Кохтла-Ярве – Ленинград 2, начинающийся на 56 км на границе с Эстонией и заканчивающийся на 189 км, где подключена ГРС Горелово.

Газопровод D_y=700 *мм* Кохтла-Ярве – Ленинград (новый) начинается от 61 км технологической перемычки, на 83 км он соединяется с газопроводом перемычкой D_y=1000 *мм* от 823 км газопровода Северо-Европейский газопровод-4 на которой установлен УРГ, на 85 км к нему подключен небольшой отвод от которого начинается газопровод отвод до ГРС Сланцы завод. Газопровод Кохтла-Ярве – Ленинград (новый) заканчивается на 113 км.

Отдельный распределительный газопровод на Великие Луки начинается от 232 км газопровода Валдай – Псков – Рига и заканчивается на 202 км на ГРС Великие Луки.

Последней частью распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» являются газопроводы, начинающиеся от газопроводов ГТС *Торжок-Минск-Ивацевичи-Кобрин*.

От границы ООО «Газпром трансгаз Москва» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (70 км) начинается газопровод D_y=500 *мм* Брянск – Смоленск, который заканчивается на 229 км. В этом месте к газопроводу подключена перемычка

D_y=500 *мм*, начинающаяся от 316 и 324 км газопровода Торжок – Минск – Ивацевичи 1, газопровод отвод н D_y=500 *мм* а ГРС Смоленск и газопровод D_y=250 *мм* на Дрогобуш, который с 55 км по 91 км имеет лупинг D_y=500 *мм*. На 55 км газопровод соединен с 18 км газопровода отвода на ГРС Ярцево, начинающийся от 268 км газопровода Торжок – Минск – Ивацевичи 1. Лупинг газопровода на Дрогобуш заканчивается на 92 км, где к нему подключена ГРС Дрогобуш.

От 268 км газопровода Торжок – Минск – Ивацевичи 1 начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* до ГРС Смоленская ГРЭС.

2.2.5.11 Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Система распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Чайковский» состоит, по сути, из двух больших газопроводов отводов: две нитки газопровода Чусово – Березники – Соликамск и газопровода Оханск – Киров.

Газопроводы D_y=700/500 *мм* Чусово – Березники – Соликамск I и Чусово – Березники – Соликамск II начинаются от 146 км газопровода Н. Тура – Пермь III, 142 км газопровода Н. Тура – Пермь II и 142 км газопровода Н. Тура – Пермь I. На 22 км к обоим газопроводам подключается перемычка с УРГ от 1552 км газопроводов Ямбург – Тула II и СРТО. На 160 км газопроводы меняют свой диаметр с D_y=700 *мм* на D_y=500 *мм*. Газопроводы Чусово – Березники – Соликамск I и Чусово – Березники – Соликамск II заканчиваются на 182 км. К газопроводу Чусово – Березники – Соликамск I на 182 км подключена ГРС Соликамск. От 182 км газопровода Чусово – Березники – Соликамск II начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* до ГРС Любимово.

Газопровод D_y=700 *мм* «Оханск – Киров» начинается от 53 км газопровода Пермь – Горький I и 90 км газопровода Пермь – Горький II, на 49 км к нему подключается перемычка с установленными на ней УРГ и ПЗРГ от 1823 км газопроводов Ямбург -Тула II и Ямбург -Тула I, на 210 км установлена ГИС Яр. Газопровод Оханск – Киров заканчивается на 230 км на границе с ООО «Газпром трансгаз Н. Новгород».

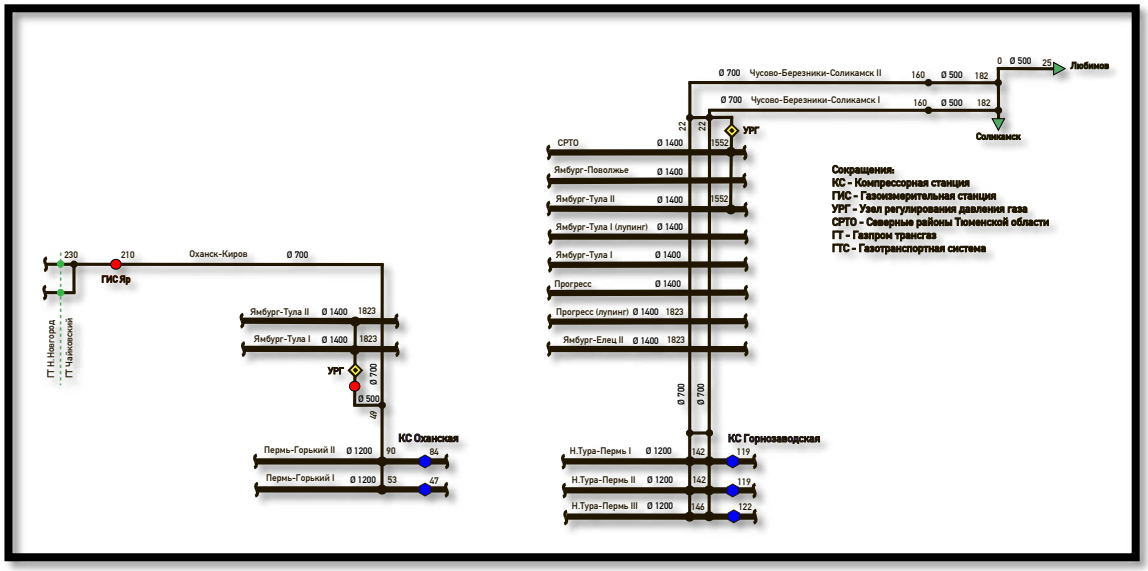


Рис. 2.2.55. Принципиальная схема РГТС «ООО Газпром трансгаз Чайковский»

2.2.5.12 Распределительные газопроводы ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

В системе распределительных газопроводов высокого давления ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» можно выделить четыре независимых участка.

Первый участок газопроводов начинается от магистральных газопроводов D_y=1200 *мм* Торжок – Минск – Ивацевичи недалеко от КС Орша. От 430 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 1, Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается газопровод D_y=500 *мм* к городу Витебск. От 12 км этого газопровода начинается лупинг D_y=400 *мм*. От 59 км газопровода и его лупинга начинается газопровод отвод D_y=400 *мм* к ГРС Витебск-2, на 62 км от газопровода начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* на ГРС Витебск-1.

От 434 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается газопровод D_y=400 *мм* к городу Могилев. На 75 км этого газопровода начинается газопровод отвод D_y=400 *мм* к ГРС Могилев-2, на 90 км подключена перемычка D_y=500 *мм* Могилев 1 – Могилев 2, на 92 км ГРС Могилев-1. На 30 км перемычка Могилев 1 – Могилев 2 соединяется с 58 км газопровода D_y=500/700 *мм*, который начинается от 3085 км магистрального газопровода Торжок – Долина. В этом же месте подключена ГРС Могилев-3.

От 3068 км магистрального газопровода Торжок – Долина начинается газопровод D_y=400 *мм* Кричев – Хотимск, на 28 км которого подключена ГРС Кричев, на 74 км газопровод меняет свой диаметр с D_y=400 *мм* на D_y=200 *мм*, на 106 км газопровод заканчивается, где подключена ГРС Хотимск.

Центром следующей части системы распределительных газопроводов является КС Минская. От 651 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 1 и Торжок – Минск – Ивацевичи 2 начинается газопровод D_y=700 *мм* Минск – Гомель. На 19 км он соединяется перемычкой с 16 км газопровода отвода к ГРС ТЭЦ-5 и 11 км газопровода на Осиповичи. Оба эти газопровода начинаются от 639 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 1, Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3. На 65 км газопровода на Осиповичи установлена ПХГ Осиповичи. На 270 км газопровод Минск – Гомель соединяется перемычкой с УРГ с 3222 км газопровода Торжок – Долина. От 293 км газопровод Минск – Гомель начинается газопровод D_y=500 *мм* к ГРС Гомель-2А, а от 3222 км газопровода Торжок – Долина начинается газопровод D_y=500 *мм* к ГРС Гомель-3А. Оба эти газопровода расположены параллельно газопроводу Минск – Гомель, который на 302 км меняет диаметр на D_y=500 *мм* и заканчивается на 314 км, где подключена ГРС Гомель-1А. На 302 км от газопровода Минск – Гомель начинается газопровод отвод, к которому подключен 39 км газопровода к ГРС Гомель-3А. Газопровод к ГРС Гомель-2А заканчивается на 33 км.

От 639 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 1, Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается газопровод отвод к ГРС Минск Восточная, от 603 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается газопровод отвод D_y=1000 *мм* на 60 км которого установлена ГРС Минск Северная, от 650 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 1 и Торжок – Минск – Ивацевичи 2 начинается газопровод отвод D_y=700 *мм* на 21 км которого установлена ГРС Минск Западная.

От 651 км Торжок – Минск – Ивацевичи 1, Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается газопровод D_y=1200 *мм* Минск – Вильнюс, ан 194 км которого расположена ГИС Котловка. Газопровод заканчивается на 198 км на границе с Литвой.

Следующий центр распределительной системы находится возле населенного пункт Ивацевичи, где кончаются магистральные газопроводы Торжок – Минск – Ивацевичи 1, Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3 и начинаются газопроводы Ивацевичи – Долина и Ивацевичи – Долина 2.

От 830 км газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи 1, Торжок – Минск – Ивацевичи 2 и Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается газопровод D_y=700 *мм* к ГРС Гродно-1, а от 848 км газопровода Торжок – Минск – Ивацевичи 3 начинается газопровод D_y=700 *мм* к ГРС Гродно-2. От 43 км газопровода к ГРС Гродно-2, 41 км газопровода к ГРС Гродно-1 и 7 км газопровода D_y=500 *мм* Слоним – Гродно II начинается перемычка которая на 12 км соединяется с 51 км газопровода D_y=700 *мм* Слоним – Госграница. На 170 км этого газопровода расположена ГИС Вороново. Газопровода Слоним – Госграница заканчивается на 189 км на границе с Литвой.

От 97 км газопровода к ГРС Гродно-2 и 109 км газопровода к ГРС Гродно-1 начинается газопровод D_y=300 *мм* Волковыск – Госграница. На 43 км этого газопровода расположена ГИС Тетеревка. Газопровода Волковыск – Госграница заканчивается на 47 км на границе с Польшей.

Газопровод к ГРС Гродно-2 заканчивается на 172 км, где установлена ГРС Гродно-2.

Газопровод к ГРС Гродно-1 заканчивается на 189 км, где расположена перемычка с 134 км газопровода Слоним – Гродно II. К этой перемычке подключен газопровод отвод к ГРС Гродно-1. На 0 км газопровода Слоним – Гродно II установлена ГРС Слоним.

Следующая часть распределительных газопроводов начинается на КС Кобрин, которая расположена на газопроводах Ивацевичи – Долина 1 и Ивацевичи – Долина 2. От 110 км этих газопроводов на начинается газопровод D_y=1000 *мм* Кобрин – Брест – Госграница. На 47 км газопровода подключен газопровод отвод D_y=500 *мм* до ГРС Брест-2, 81 км начинается газопровод D_y=700 *мм* к Пригубскому ПХГ и на 81 км расположена ГИС Высокое. Газопровод Кобрин – Брест – Госграница заканчивается на 87 км на границе с Польшей.

От 110 км газопроводов Ивацевичи – Долина 1 и Ивацевичи – Долина 2 начинается технологическая перемычка D_y=400 *мм* на 28 км которой подключен газопровод отвод до ГРС Жабинка, а на 36 км ГРС Брест-1.

От 108 км газопровода Ивацевичи – Долина 1 начинается перемычка D_y=700 *мм* от 1,8 км которой начинаются газопроводы D_y=200 *мм* Кобрин – Брест Жабинка I и D_y=400 *мм* Кобрин – Брест Жабинка II. На 6 км газопровод Кобрин – Брест Жабинка I заканчивается, соединяясь с газопроводом Кобрин – Брест Жабинка II, от которого на 28 км начинается газопровод отвод до ГРС Жабинка. Газопровод Кобрин – Брест Жабинка II заканчивается на 36 км, где подключена ГРС Брест-1.

На последнем участке газораспределительной системы на 3323 км газопровода Торжок – Долина начинается газопровод отвод D_y=300 *мм* к ГРС Житковичи (135 км), а от 3347 км начинается газопровод D_y=700 *мм* до Мозырского ПХГ.

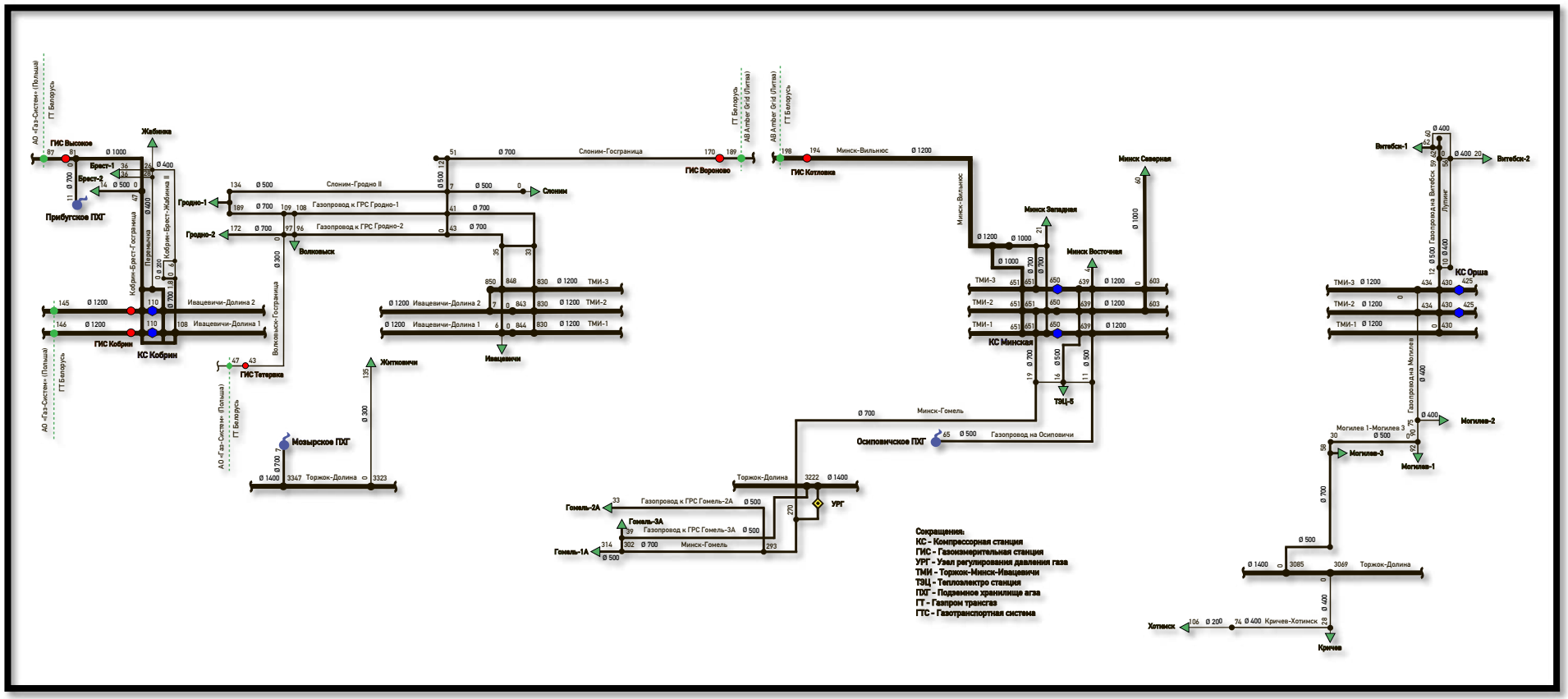


Рис. 2.2.56. Принципиальная схема РГТС «ОАО Газпром трансгаз Беларусь»

2.2.6. Узлы редуцирования газа ГТС ЕСГ

Узлы (пункты) редуцирования газа (УРГ) предназначены для снижения и поддержания давления газа после себя. УРГ устанавливаются между:

- магистральными газопроводами с различным рабочим давлением;
- магистральным газопроводом и распределительным газопроводом высокого давления;
- распределительными газопроводами высокого давления с разным рабочим давлением;
- магистральным или распределительным газопроводом высокого давления и газопроводом-отводом к ГРС;
- газовым промыслом и газотранспортной системой.

УРГ, выполняя одну задачу снижения давления газа, могут иметь различное конструктивное исполнение. В качестве узлов редуцирования газа могут использоваться:

- регуляторы давления газа;
- набор трубопроводов (струн) различного диаметра;
- краны регуляторы:
  - автоматическое регулирование давления или расхода;
  - ручное регулирование давления;
- турбодетандерные установки;
- сменные диафрагмы.

УРГ нередко совмещены с предохранительными устройствами, защищающими от увеличения давления газа сверх установленного.

Таблица 2.2.44

Перечень узлов редуцирования газа, установленных на ГТС ЕСГ

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
1	УРГ Красные Липки	На РГ Лог-Михайловка (22 км) от МГ САЦ-III (368 км).	ГТГ Волгоград	МГ/РГ
2	УРРГ Лог	На РГ Коробки-Лог-Волгоград (25 км) от МГ САЦ-III (368 км) и САЦ-IV-II (368 км).		РГ/РГ
3	УРГ Грачевский	Перемычка между МГ Починки-Изобильное-ССПХГ (420 км) и РГ Коробки-Лог-Волгоград (96 км).		МГ/РГ
4	УРГ	Межсистемная перемычка между МГ Союз (631 км) и САЦ-IV-2 (129 км)/ Оренбург-Новопсков (631).		МГ/МГ (75/55)
5	УРГ ГИС Сохрановка	На входе в ГИС-2 Сохрановка (1108 км) МГ Оренбург-Новопсков.		МГ/МГ (75/55)
6	УРГ Миллерово	На газопроводе отводе на г. Миллерово (0 км) от МГ Союз и Оренбург-Новопсков (1106 км).		МГ/Г-д отвод
7	УРГ	На перемычке между газопроводом отводом на г. Миллерово (62 км) и МГ Сохрановка-Октябрьская (63 км).		МГ/Г-д отвод
8	УРГ Малые Дербеты	На газопроводе отводе на М. Дербеты (28 км) от газопровода отвода от МГ Починки-Изобильное-ССПХГ (556 км).		Г-д отвод/ Г-д отвод

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
9	УРГ г. Морозовск	На газопроводе отводе на г. Морозовск (0 км) от газопровода отвода на ГРС Чернышевская (50 км) от МГ Союз и Оренбург-Новопсков (954 км).	ГТГ Волгоград	Г-д отвод/ Г-д отвод
10	УРГ Базковская	На газопроводе отводе на ст. Вешенская (10 км) от МГ Союз и Оренбург-Новопсков (1026 км).		МГ/Г-д отвод
11	УРГ КС Сохрановская	На межсистемной перемычке между МГ ЮЕГ (Писаревка-Анапа) (65 км) и МГ Союз и Оренбург-Новопсков (1109 км)		МГ/МГ
12	УРГ Ургала	На перемычке перед ПЗРГ Ургала (0 км) от МГ Челябинск-Петровск (139 км).	ГТГ Екатеринбург	МГ/Г-д отвод
13	УРГ ГРС-4 Челябинск	На газопроводе отводе на ГРС-4 Челябинск (0 км) от МГ Комсомольское-Челябинск (1518 км) и Уренгой-Челябинск II (1726 км).		МГ/Г-д отвод
14	УРГ	На межсистемной перемычке между МГ Комсомольское-Челябинск (1540 км) и МГ Бухара-Урал I (2013 км)		МГ/МГ
15	УРГ	На межсистемной перемычке между МГ Уренгой-Челябинск II (1748 км) и МГ Бухара – Урал II (2011 км).		МГ/МГ
16	УРГ Шумиха	Газопровод-отвод на Шумиху (0 км) от МГ Комсомольское-Челябинск (1433 км) и МГ Уренгой-Челябинск II (1641 км).		МГ/Г-д отвод
17	УРГ Курганский отвод	На газопроводе отводе на г. Курган (0 км) от МГ Комсомольское-Челябинск (1318 км) и МГ Уренгой-Челябинск II (1526 км).		МГ/Г-д отвод
18	УРГ Талица	На газопроводе отводе на Талицу (0 км) от МГ Комсомольское-Челябинск (1318 км) и МГ Уренгой-Челябинск II (1526 км).		МГ/Г-д отвод
19	УРГ Сысерть	На газопроводе отводе на ГРС Камен-Уральскую (0 км) от МГ Бухара-Урал I (2139 км).		МГ/Г-д отвод
20	УРГ Верхняя Синячиха	На газопроводе отводе (0 км) на В. Синячиху от газопровода отвода на г. Алапаевск (65 км) от МГ Бухара-Урал I (Свердловск-Н. Тагил) (2339 км).		Г-д отвод/ Г-д отвод
21	УРГ Аксай	На газопроводе отводе на Аксай (20,4 км) после ПЗРГ Аксай от Оренбург-Новопсков (102 км).		МГ/Г-д отвод
22	УРГ Оренбургский ГПЗ	На перемычке между МГ Совхозное ПХГ-Оренбургский ГПЗ (97 км) и МГ Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ (0 км).		МГ/МГ

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
23	УРГ Оренбургский ГПЗ	На перемычке между МГ Совхозное ПХГ- Оренбургский ГПЗ (97 км) и МГ Оренбург – Самара (2,5 км).	ГТГ Екатеринбург	МГ/МГ
24	УРГ Оренбургский ГПЗ	На перемычке между МГ Совхозное ПХГ- Оренбургский ГПЗ (97 км) и перемычкой Оренбургский ГПЗ-МГ Союз (2,5 км).		МГ/МГ
25	УРГ	На перемычке между перемычкой МГ Оренбург-Заинск и МГ Совхозное-Оренбург (52 км) и МГ Совхозное ПХГ- Оренбургский ГПЗ (44 км)		МГ/МГ
26	УРГ	На перемычке между МГ Совхозное ПХГ- Оренбургский ГПЗ (68 км) и МГ Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ (26 км).		МГ/МГ
27	УРГ	На перемычке между МГ Совхозное ПХГ- Оренбургский ГПЗ (2 км) и МГ Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ (92 км), лупингом МГ Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ (37,4), РГ Октябрьское-Оренбург (2,5 км).		МГ/МГ
28	УРГ Садилово	На перемычке (2,9 км) между МГ Уренгой-Ужгород (2153 км), МГ Уренгой-Центр I (2156 км) и РГ Миннибаево-Казань (261 км)	ГТГ Казань	МГ/РГ
29	УРГ ПЗРГ Бишня	На газопроводе отводе (0,67 км), до и после ПЗРГ Бишня, на ГРС Казань-5 от МГ Уренгой-Центр I (2185 км) и МГ Уренгой-Центр II (2185 км)		МГ/Г-д отвод
30	УРГ Ханьков	На РГ Березанская КС-Славянск на Кубани (187 км)	ГТГ Краснодар	РГ/РГ
31	УРГ Новокубанский	Между РГ Гиагинская-Новокубанская (77 км) и РГ Александровская-Ленинградская (0 км) и РГ ПХГ-Армавир (22 км)		РГ/РГ
32	УРГ Новый Сад	На РГ Обвод г. Краснодара (100 км), перед РГ Крымск-Краснодар (86 км)		РГ/РГ
33	УРГ Крыловское	На Газ-де подключения к Крыловское ПГСП от МГ Ростов – Майкоп I (124 км) и Березанская-Куликовский I (124 км)		МГ/РГ
34	УРГ ПЗРГ Белая Глина	На газопроводе отводе на ГРС Новопокровская (20,5 км) от МГ Северный Кавказ-Центр (94 км) и МГ Новопсков-Аксай-Моздок (94 км)		МГ/Г-д отвод
35	УРГ КС Березанская	На РГ Митрофановская-Березанская (1,4 км) и МГ Ростов – Майкоп II (171 км)		МГ/РГ
36	УРГ ПЗРГ КС Кущевская	На перемычке между МГ Ростов - – Майкоп II (55 км) и МГ Ростов – Майкоп I (56 км) после ПЗРГ		МГ/РГ

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
37	УРГ-3 КС Октябрьская	На МГ Сохрановка-Октябрьская (304 км)	ГТГ Краснодар	МГ/МГ (75/55)
38	УРГ-1 Белая Калитва	На перемычке между МГ Сохрановка–Октябрьская (175 км) и РГ Газопровод на г. Белая Калитва (89 км)		МГ/РГ
39	УРГ-2	На перемычке между МГ Сохрановка–Октябрьская (248 км) и РГ Газопровод на г. Волгодонск-I (65 км)		МГ/РГ
40	УРГ ст. Самурская	На РГ Майкоп-Самурская-Сочи (58 км).		РГ/РГ
41	УРГ	На газопроводе к Туапсинскому НПЗ (0 км) от РГ Джубга-Лазаревская-Сочи (51 км)		РГ/г-д подключения
42	УРГ 57 км	На технологической перемычке между МГ ЮЕГ и перемычкой КС Кубанская-КС Кореновская (57 км).		МГ/технологическая перемычка
43	УРГ Анапа	На РГ Анапа-Тамань (0 км) от МГ ЮЕГ (Писаревка-Анапа) (795 км) и МГ ЮЕГ (Починки-Анапа) (1604 км)		МГ/РГ
44	УРГ Джемете	На газопроводе отводе к ГРС В. Джемете (новая) (0 км) от РГ Анапа-Тамань (14 км)		РГ/Г-д отвод
45	УРГ Тамань	На газопроводе отводе к ГРС ст. Тамань (новая) (0 км) от РГ Анапа-Тамань (91 км)		РГ/Г-д отвод
46	УРГ	На перемычке между МГ Россия-Турция (252 км) и газопроводом отводом к ГРС Краснодар-6 (ВНИИРиса) (36 км)		МГ/Г-д отвод
47	УРГ	На перемычке между МГ Россия-Турция (203 км) и РГ Гиагинская-Динская (92 км)		МГ/РГ
48	УРГ-3	На перемычке между МГ ЮЕГ (463 км) и МГ Ростов – Майкоп II (55 км).		МГ/МГ
49	УРГ	На газопроводе отводе на г. Кизляр (0 км) от МГ Макат-С. Кавказ (788 км)	ГТГ Махачкала	МГ/г-д отвод
50	УРГ	На РГ Кумли-Аксай (46 км)		РГ/РГ (75/55)
51	УРГ	На газопроводе отводе к ГРС Зило (95 км) от МГ Кази – Магомед – Моздок (675 км).		г-д отвод/г-д отвод (55/25)
52	УРГ 95км на ПЗРГ Аксай-Гудермес	На РГ Аксай-Гудермес-Грозный (0 км) от МГ Кази-Магомед-Моздок (718 км).		МГ/РГ (55/55)
53	УРГ на ГИС Ново-Филя	На МГ Кази-Магомед-Моздок (431 км) после ГИС Ново-Филя.		МГ/МГ (55/55)
54	УРГ	На МГ КС Путятино-Касимовское ПХГ (107 км)	ГТГ Москва	МГ/МГ
55	УРГ	На МГ Увязовское ПХГ-Касимовское ПХГ (37 км)		МГ/МГ

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
56	УРГ ГРС Конаково	На перемычке между газопроводом отводом на ГРС Конаково со стороны ООО «Газпром трансгаз Ухта» и газопроводом отводом на ГРС Конаково со стороны ООО «Газпром трансгаз Москва»	ГТГ Москва	Г-д отвод/Г-д отвод
57	УРГ КС Яхрома	На выходном шлейфе КС Яхрома перед ГИС Яхрома		МГ/МГ
58	УРГ	На перемычке между МГ Ямбург-Тула (2838 км) и МГ САЦ-I, МГ САЦ-II, МГ САЦ-III (1847 км)		МГ/МГ (75/55)
59	УРГ сброс в САЦ	На перемычке между МГ Прогресс (2878 км), МГ Ямбург-Елец II (2874 км), МГ Ямбург-Елец I (2873 км), МГ Уренгой-Центр II (2744 км), МГ Уренгой-Центр I (2744 км), МГ Уренгой-Ужгород (2744 км), и МГ САЦ-I, МГ САЦ-II, МГ САЦ-III (1787 км), МГ Петровске-Елец (302 км)		МГ/МГ (75/55)
60	УРГ сброс в ШБКБ	На перемычке между МГ Елец-Курск-Диканька (212 км), МГ Елец-Курск-Киев (212 км) и РК Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск (253 км), РК Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск лупинг (253 км)		МГ/РГ
61	УРГ сброс в СКЦ	На перемычке между МГ Ямбург-Елец II (3150 км), МГ Ямбург-Елец I (3150 км), МГ Уренгой-Центр II (3020 км), Уренгой-Центр I (3020 км), Уренгой-Ужгород (3020 км) и МГ Елец-Щекино (0 км), МГ Елец-Серпухов (0 км), МГ Острогожск-Белоусово (220 км), МГ Елец-Новопсков-ССПХГ (0 км)		МГ/МГ (75/55)
62	УРГ	На перемычке между МГ Уренгой-Ужгород (3246 км) и МГ Елец-Курск-Диканька (21 5 км)		МГ/МГ
63	УРГ ГИС Суджа	На байпасе МГ Прогресс (3472 км)		МГ/МГ
64	УРГ ГИС Пришня КС Щекинская	МГ Ямбург-Тула II (3110 км)		МГ/МГ (75/55)
65	УРГ сброс в САЦ	МГ Ямбург-Тула II (2831 км)		МГ/МГ (75/55)
66	УРГ КГМО-I 102 км	РГ КГМО I (102 км)		РГ/ РГ (55/50)
67	УРГ КГМО-I 117 км	РГ КГМО I (117 км)		РГ/ РГ (55/50)
68	УРГ	На перемычке между МГ Уренгой-Ужгород (2502 км), МГ Уренгой-Центр I (2505 км) и РГ Саратов-Горький (378 км)	ГТГ Н. Новгород	МГ/РГ

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
69	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (380 км) и РГ Горький-Череповец (209 км)	ГТГ Н. Новгород	МГ/РГ
70	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (381 км) и РГ Горький-Череповец (210 км)		МГ/РГ
71	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (384 км) и РГ Горький-Череповец (209 км)		МГ/РГ
72	УРГ КС Вятская	На РГ Вятка-Киров (4 км) от МГ Ямбург – Тула I (2109)		МГ/РГ
73	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (197 км) и МГ Горький-Центр (98 км)		МГ/МГ
74	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (196 км) и МГ Горький-Центр (101 км)		МГ/МГ
75	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (99 км) и МГ Саратов-Горький (96 км)		МГ/МГ
76	УРГ	На газопроводе отводе к ГРС Выкса-2 (0 км) от МГ Починки-Ярославль (99 км)		МГ/Г-д отвод
77	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (446 км) и газопроводом отводом на г. Волгореченск		МГ/Г-д отвод
78	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (457 км) и газопроводом отводом на г. Волгореченск		МГ/Г-д отвод
79	УРГ	На перемычке между МГ Ямбург-Тула I (2569 км) и РГ Саратов-Горький (422 км)		МГ/РГ
80	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (359 км), МГ Починки-Ярославль (358 км) и газопроводом отводом на г. Кинешма		МГ/Г-д отвод
81	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (384 км) и РГ Горький-Череповец (209 км)		МГ/Г-д отвод
82	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (379 км) и РГ Горький-Череповец (209 км)		МГ/Г-д отвод
83	УРГ	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (379 км) и РГ Горький-Череповец (210 км)		МГ/Г-д отвод
84	УРГ	На перемычке между РГ Владимир-КГМО (0,5 км) и газопроводом отводом на г Владимир (72 км) от МГ Починки-Ярославль (328 км)		МГ/Г-д отвод
85	УРГ	На перемычке между РГ Саратов-Горький (178 км) и РГ Починки-Саранск (201 км), РГ Починки- Пенза (210 км)		РГ/РГ

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
86	УРГ	На перемычке между РГ Починки-Саранск (111 км) РГ Починки- Пенза (110 км) и газопроводом отводом к ГРС Никольск (16 км)	ГТГ Н. Новгород	МГ/Г-д отвод
87	УРГ	На РГ Починки-Саранск (16 км)		РГ/РГ
88	УРГ	На РГ Починки-Пенза (1 км), начинающимся от МГ Уренгой-Центр II (2515 км) и МГ Уренгой-Ужгород (2502 км)		МГ/РГ
89	УРГ Смоленск (Торжок-Долина)	На МГ Торжок-Долина (2927 км) перед ГИС-4 Смоленская.	ГТГ С. Петербург	МГ/МГ (75/55)
90	УРГ Смоленск (Ямал-Европа)	На перемычке между МГ Ямал-Европа (335 км) и МГ Торжок-Минск-Ивацевичи 3 (323 км)		МГ/МГ (84/55)
91	УРГ КС Пикалево	На перемычке между МГ СЕГ-1 (385 км) и МГ Грязовец-Ленинград 1 (380 км), МГ Грязовец-Ленинград 2 (380 км)		МГ/МГ (100/55)
92	УРГ КС Волхов	На перемычке между МГ СЕГ-1 (512 км) и МГ Грязовец-Ленинград 1 (509 км), МГ Грязовец-Ленинград 2 (509 км)		МГ/МГ (100/55)
93	УРГ	На перемычке между МГ СЕГ-1 (596 км), МГ СЕГ-2 (596 км) и МГ Грязовец-Ленинград 1 (593 км), МГ Грязовец-Ленинград 2 (593 км)		МГ/МГ (100/55)
94	УРГ	На перемычке между МГ СЕГ-4 (636 км) и МГ Белоусово-Ленинград 1 (665 км), МГ Серпухов-Ленинград 2 (712 км)		МГ/МГ (100/55)
95	УРГ	На перемычке между МГ СЕГ-4 (823 км) и РГ Кохтла-Ярве-Ленинград (новый) (83 км)		МГ/МГ (100/55)
96	УРГ-1 КС Валдай	На перемычке между МГ Белоусово-Ленинград (432 км) и МГ Торжок-Валдай (184 км)		МГ/МГ (55/55)
97	УРГ-2 КС Валдай	На перемычке между МГ Серпухов-Ленинград (482 км) и МГ Валдай-Псков-Рига (0 км)		МГ/МГ (55/55)
98	УРГ КС-5 Торжок	На перемычке между МГ Ямал-Европа (4,5 км) и МГ Торжок-Долина (2609 км).		МГ/МГ (84/75)
99	УРГ Ухта-Торжок III	На МГ Ухта-Торжок III (1332 км) перед КС Торжок		МГ/МГ (75/55)
100	УРГ КС Торжок	На перемычке между МГ Торжок-Долина (2608 км) и МГ Тула-Торжок (513 км)		МГ/МГ (75/55)
101	УРГ СЕГ КС Портовая	На МГ СЕГ-1 и МГ СЕГ-2 на КС Портовая		МГ/МГ
102	УРГ ГИС БЛД-2	На МГ Челябинск-Петровск (1220 км) перед ГИС БДЛ-2 на КС Петровск	ГТГ Саратов	МГ/МГ (75/55)
102	УРГ ГИС БЛД-2	На МГ Челябинск-Петровск (1220 км) перед ГИС БДЛ-2 на КС Петровск	ГТГ Саратов	МГ/МГ (75/55)

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
103	УРГ Хадум	На технологической перемычке между МГ Починки-Изобильное-ССПХГ (932 км) и КС-6 Изобильное (0/938 км) после ГИС Изобильное	ГТГ Ставрополь	МГ/МГ (75/55)
104	УРГ 88км	На МГ Камыш-Бурун-Горагорский (88 км) после ГИС 87 км		МГ/МГ
105	УРГ	На перемычке между МГ Макат-С. Кавказ (483 км) и МГ Макат-С. Кавказ лупинг (483 км)		МГ/МГ
106	УРГ Замьяны	На перемычке между МГ Макат-С. Кавказ (496 км) и МГ АГПЗ-Замьяны (84 км) (КС Замьяны)		МГ/МГ (75/55)
107	УРГ ГРС Сургут-3 бис	На газопроводе отводе на ГРС-3 бис (0 км) от МГ Уренгой-Челябинск I 1-я рез.н. (622,5 км) и МГ СРТО-Омск (372 км)	ГТГ Сургут	МГ/Г-д отвод (75/55)
108	УРГ ГРС Сургут-4	На газопроводе отводе на ГРС-4 (0 км) от МГ Уренгой-Челябинск II 2-я рез.н. (622,5 км) и МГ СРТО-Омск (372 км)		МГ/Г-д отвод (75/55)
109	УРГ ГРС Сургут-5	На газопроводе отводе на ГРС-5 (0 км) от МГ Уренгой-Челябинск I (595 км), МГ Уренгой-Челябинск II (596 км) и МГ СРТО-Омск (345 км)		МГ/Г-д отвод (75/55)
110	УРГ ГИС Ягенецкая	На МГ Уренгой-Челябинск I (101 км) на ГИС Ягенецкая.		МГ/МГ
111	УРГ ГИС Ягенецкая	На МГ Уренгой-Челябинск II (101 км) на ГИС Ягенецкая.		МГ/МГ
112	УРГ ГКМ Береговое	На газопроводе подключения от ГКМ Береговое (0 км) к МГ Ю. Русское ГКМ-КС Пуртазовская (95 км), МГ Заполярное-Уренгой I (103 км) и МГ Заполярное-Уренгой II (105 км).		Г-д подключения/МГ
113	УРГ ГКМ С. Русское	На газопроводе подключения от ГКМ С. Русское (0 км) к МГ Заполярное-Уренгой III (0,8 км) и МГ Заполярное-Уренгой II (0,5 км).		Г-д подключения/МГ
114	УРГ	На газопроводе подключения от ГКМ Усть-Сильгинское (0 км) к МГ НГПЗ-Парабель I (383 км) и МГ НГПЗ-Парабель II (383 км).	ГТГ Томск	Г-д подключения/МГ
115	УРГ ПЗРГ Поляна	На РГ Поляна-Канчуринская СПХГ (0,1 км) от МГ Челябинск-Петровск (331 км)	ГТГ Уфа	МГ/РГ (75/55)
116	УРГ Дюртюли	На газопроводе отводе к ГРС Дюртюли (1 км) от МГ Челябинск-Петровск (431 км) и МГ Уренгой-Новопсков (1942 км)		МГ/Г-д отвод
117	УРГ Стерлитамак	На РГ Магнитогорск-Стерлитамак (369 км)		РГ/РГ

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
118	УРГ Ишимбай	На РГ Магнитогорск-Ишимбай (359 км)	ГТГ Уфа	РГ/РГ
119	УРГ ПЗРГ Уруссу	На перемычке (ПЗРГ Уруссу (0 км)) между МГ Челябинск-Петровск (566 км), МГ Уренгой - Петровск (2079 км) и РГ Миннибаево-Тубанкуль I (81 км) и РГ Миннибаево-Тубанкуль II (81км		МГ/РГ
120	УГР	На перемычке между МГ СРТО-Торжок (1150 км) и МГ Пунга-Вуктыл-Ухта II (415 км) и МГ Вуктыл-Ухта II (35 км)	ГТГ Ухта	МГ/МГ (75/55)
121	УРГ КС Шексна	На перемычке между МГ СЕГ-1 (124 км) и МГ Грязовец-Ленинград I (126 км), МГ Грязовец-Ленинград II (126 км)		МГ/МГ (100/55)
122	УРГ КС Бабаево	На перемычке между МГ СЕГ-1 (291 км) и МГ Грязовец-Ленинград I (292 км), МГ Грязовец-Ленинград II (292 км)		МГ/МГ (100/55)
123	ГИС Бурмакино	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (464 км) и перемычкой между МГ Грязовец-КГМО (173 км) и РГ Горький-Череповец (292 км)		МГ/РГ (75/55)
124	ГИС Бурмакино	На перемычке между перемычкой между МГ Грязовец-КГМО (173 км) и РГ Горький-Череповец (292 км) и МГ Грязовец-КГМО (173 км)		МГ/РГ (75/55)
125	ГИС Бурмакино 2	На перемычке между МГ Починки-Ярославль (463 км) и МГ Грязовец-КГМО (172 км)		МГ/МГ (75/55)
126	ГИС Бурмакино 2	На перемычке между МГ Грязовец-КГМО (172 км) и РГ Горький-Череповец (291 км)		МГ/РГ (75/55)
127	УГР КС Грязовец	На перемычке между МГ Ухта-Торжок III (943 км) и МГ Ухта-Торжок I (943 км), МГ Ухта-Торжок II (944 км)		МГ/МГ (75/55)
128	УРГ КС Грязовец ГР-4Ла и ГР 4Лб	На МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV (МГ Грязовец-Торжок IV) (945 км)		МГ/МГ (75/55)
129	УРГ ГР-11 Вологда-Череповец	На РГ Вологда-Череповец (1 км) от МГ Ухта-Торжок I и МГ Ухта-Торжок II (945 км)		МГ/РГ (75/45)
130	УРГ	На перемычке между МГ Ухта-Торжок III (971 км) и перемычке между МГ Грязовец-Торжок IV (971 км), МГ Ухта-Торжок I (971 км), МГ Ухта-Торжок II (971 км)		МГ/МГ (75/55)
131	УРГ-9 Кострома	На газопроводе отводе на Кострому от МГ Починки-Грязовец (516 (136) км)		МГ/Г-д отвод
132	УРГ-10 Спас-Виталий	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (531 (121) км) и газопроводом отводом к ГРС Спас-Виталий от МГ Грязовец-КГМО (121 км)		МГ/Г-д отвод

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
133	УРГ-11 Дмитровская	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (557 (95) км) и газопроводом отводом на ГРС Дмитровская от МГ Грязовец-КГМО (96 км)	ГТГ Ухта	МГ/Г-д отвод
134	УРГ-12	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (575 (78) км) и МГ Грязовец-КГМО (80 км)		МГ/МГ
135	УРГ-13 Данилов	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (578 (74) км) и газопроводом отводом к ГРС Даниловская от МГ Грязовец-КГМО (77 км)		МГ/Г-д отвод
136	УРГ-14 Пречистенская	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (610 (42) км) и газопроводом отводом к ГРС Пречистенская от МГ Грязовец-КГМО (45 км)		МГ/Г-д отвод
137	УРГ-15 Плотское	На перемычке между МГ Починки-Грязовец (636 (18) км) и газопроводом отводом к ГРС Плотское от МГ Грязовец-КГМО (19 км)		МГ/Г-д отвод
138	УРГ на Сыктывкар	На перемычке между МГ Ухта-Торжок III (251 км) и газопроводом отводом на г. Сыктывкар.		МГ/Г-д отвод
139	УРГ ГИС-21	На МГ Бованенково-Ухта I (1106 км)		МГ/МГ
140	УРГ ГИС-21	На МГ Бованенково-Ухта II (1106 км)		МГ/МГ
141	УРГ ГИС-12 КС Сосногорская	На перемычке между МГ Ухта-Торжок I (Грязовец) (1107 км) и МГ СРТО-Торжок лупинг (1309 км)		МГ/МГ (120/75)
142	УРГ КС Синдоровская	На перемычке между МГ Ухта-Торжок I (Грязовец) (1233 км) и МГ СРТО-Торжок (1454 км)		МГ/МГ (120/75)
143	УРГ КС Микуньская	На перемычке между МГ Ухта-Торжок I (Грязовец) (1355 км) и МГ СРТО-Торжок (1567 км)		МГ/МГ (120/75)
144	УРГ КС Урдомская	На перемычке между МГ Ухта-Торжок I (Грязовец) (1475 км) и МГ СРТО-Торжок (1686 км)		МГ/МГ (120/75)
145	УРГ КС Приводинская	На перемычке между МГ Ухта-Торжок I (Грязовец) (1620 км) и МГ СРТО-Торжок (1827 км)		МГ/МГ (120/75)
146	УРГ КС Нюксеницкая	На перемычке между МГ Ухта-Торжок I (Грязовец) (1766 км) и МГ СРТО-Торжок (1971 км)		МГ/МГ (120/75)
147	УРГ КС Юбилейная	На перемычке между МГ Ухта-Торжок I (Грязовец) (1928 км) и МГ СРТО-Торжок (2128 км)		МГ/МГ (120/75)
148	УРГ	На перемычке между МГ Пунга-Ухта-Грязовец IV (945 км), МГ Починки-Грязовец (653 км) и МГ СЕГ-2 (0 км) КС-7 Грязовецкая		МГ/МГ

Продолжение табл. 2.2.44

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
149	УРГ Свиноферма	На перемычке между газопроводом отводом (0 км) к ГРС Свиноферма и МГ Починки-Ярославль (446 км)	ГТГ Ухта	РГ/Г-д отвод
150	УРГ Свиноферма	На перемычке между перемычкой к газопроводу отводу (0 км) к ГРС Свиноферма и МГ Починки-Ярославль (446 км), и МГ Починки-Грязовец (457 км)		РГ/Г-д отвод
151	УРГ ЧБС-1, ЧБС-2	На перемычке между МГ СРТО-Урал (1552 км), МГ Ямбург-Тула II (1552 км) и РГ Чусово-Березняки-Соликамск I (22 км), РГ Чусово-Березняки-Соликамск II (22 км)	ГТГ Чайковский	МГ/РГ
152	УРГ Оханск-Киров	На перемычке между МГ Ямбург-Тула I (1823 км), МГ Ямбург-Тула II (1823 км) и РГ Оханск-Киров (49 км)		МГ/РГ
153	УРГ Можга-Елабуга	На газопроводе отводе на Елабугу от МГ Прогресс (2063 км) и МГ Ямбург-Елец II (2063 км).		МГ/Г-д отвод
154	УРГ-1 КС Надым	На МГ Надым-Пунга I (0,1 км)	ГТГ Югорск	МГ/МГ (75/55)
155	УРГ-2 КС Надым	На МГ Надым-Пунга II (0,1 км)		МГ/МГ (75/55)
156	УРГ 566км МГ Надым-Пунга-Нижняя Тура III	На МГ Надым-Пунга-Нижняя Тура III (566 км)		МГ/МГ (75/55)
157	УРГ	На перемычке между МГ Уренгой-Петровск (1256 км), МГ Уренгой-Новопсков (1261 км) и МГ Игрим-Серов-Н.Тагил (490 км), МГ СРТО-Урал II (490 км)		МГ/МГ (75/55)
158	УРГ	На перемычке между МГ Уренгой-Ужгород (197 км), МГ Ямбург-Елец I лупинг (303 км) и МГ СРТО-Торжок I (185 км), МГ Уренгой-Новопсков (182 км), МГ Уренгой-Петровск (182 км)		МГ/МГ
159	УРГ	На перемычке между МГ Ямбург-Тула I (313 км), МГ Ямбург-Поволжье (315 км) и МГ СРТО-Торжок II (182 км), МГ Уренгой-Надым II (178 км), МГ Уренгой-Надым I (170 км)		МГ/МГ

2.2.7. Региональные системы газоснабжения

2.2.7.1. Региональная система газоснабжения Калининградской области

Региональная система газоснабжения Калининградской области начинается на границе между газотранспортными компаниями «AB Amber Grid» (Литва) и ООО «Газпром трансгаз С. Петербург» (Россия) на отметке 183,4 км магистрального газопровода Вильнюс – Калининград I D_y=500 *мм* и отметке 81 км магистрального газопровода Вильнюс – Калининград II D_y=700 *мм*. На территории Калининградской области (ООО «Газпром трансгаз С. Петербург») отсчёт протяжённости этих

газопроводов начинается с отметки 0 км. На 10 км газопроводов установлена КС Краснознаменская. Магистральный газопровод Вильнюс – Калининград II после КС меняет диаметр на D_y=500 *мм*. Газопровод Вильнюс – Калининград I D_y=500 *мм* заканчивается на отметке 155 км, где к нему подключен газопровод отводом D_y=500 *мм* к ГРС Калининград-2. На 152 км газопровода Вильнюс – Калининград I начинается газопровод подключения D_y=500 *мм* к Калининградскому ПХГ. От этого газопровода начинаются газопроводы отводы D_y=200 *мм* на г. Светлогорск и г. Зеленогорск. На 59 км от газопроводов Вильнюс – Калининград I и Вильнюс – Калининград II начинается газопровод отвод к ГРС Советск от которого на 13 км начинается газопровод отвод D_y=300 *мм* к ГРС Талаховская ТЭС. На 146 км к газопроводу Вильнюс – Калининград I подключена ГРС Калининград-1. На 139 км от газопровода Вильнюс – Калининград I начинаются два газопровода отвода к ГРС Калининградская ТЭЦ-2, к которым подключена ГРС Прегольская ТЭС. Газопровод Вильнюс – Калининград II заканчивается на отметке 139 км соединяясь с газопроводом отводом на Калининградскую ТЭЦ-2.

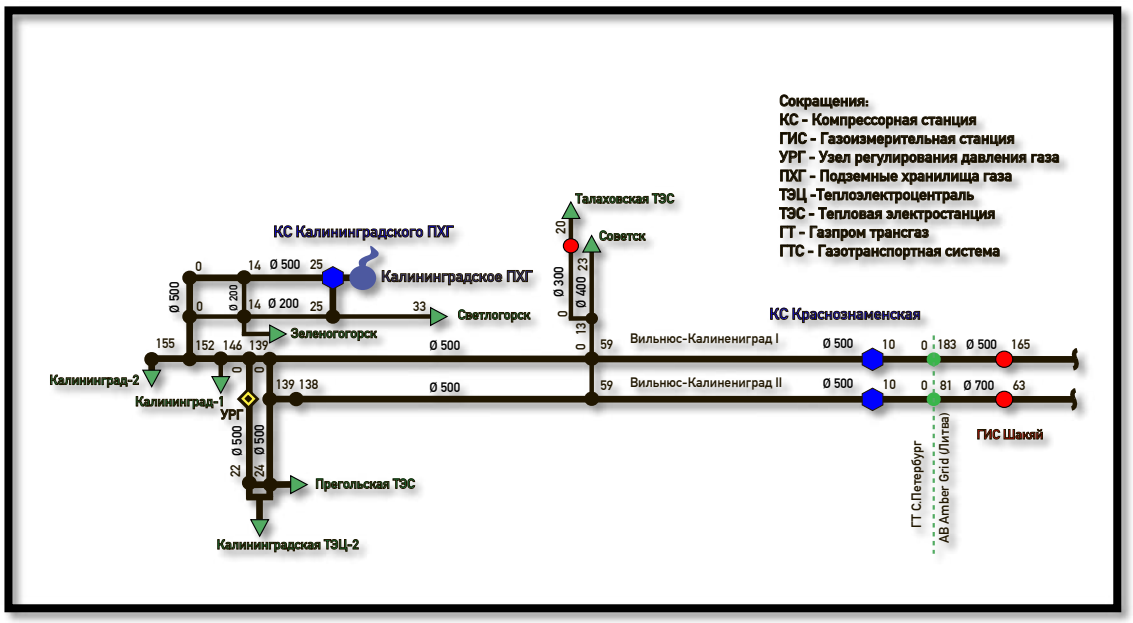


Рис. 2.2.62. Региональная система газоснабжения Калининградской области

2.2.7.2. Региональная система газоснабжения Иркутской области

Региональная система газоснабжения Иркутской области представляет собой газопровод D_y=300 *мм*, который начинается от Братского ГКМ, принадлежащего ОАО «Братскэкогаз», и заканчивается на 26 км ГРС 45-й микрорайон г. Братск.

2.2.7.3. Региональная система газоснабжения Камчатской области

Региональная система газоснабжения Камчатской области представляет собой газопровод D_y=500 *мм*, который начинается от Нижне-Квачинского ГКМ и Кшумского ГКМ, заканчивается на 388 км ГРС-1 и ГРС-2 г. Петропавловск-Камчатский.

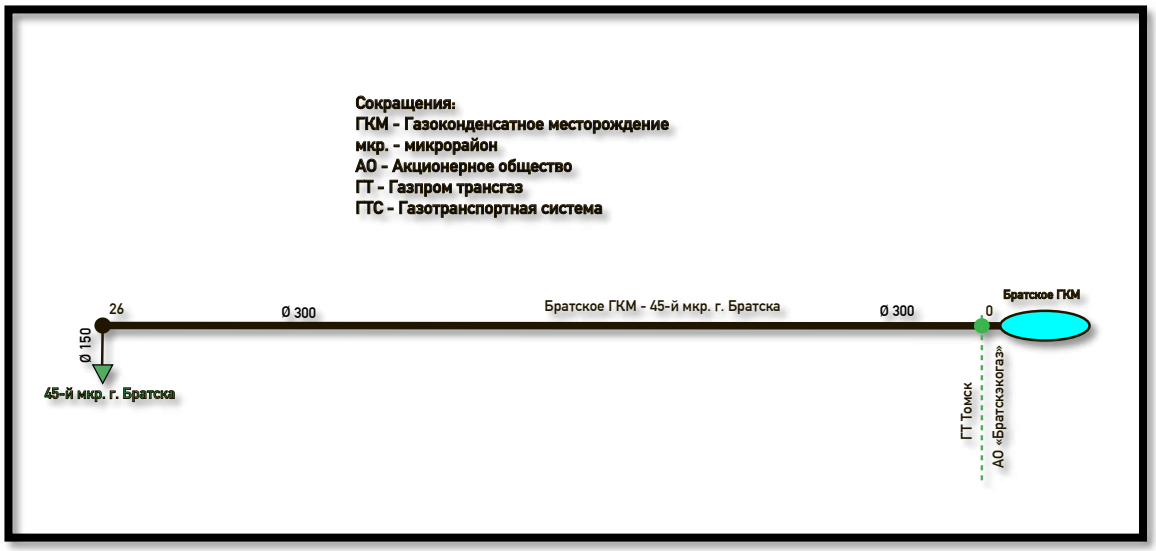


Рис. 2.2.63. Региональная система газоснабжения Иркутской области

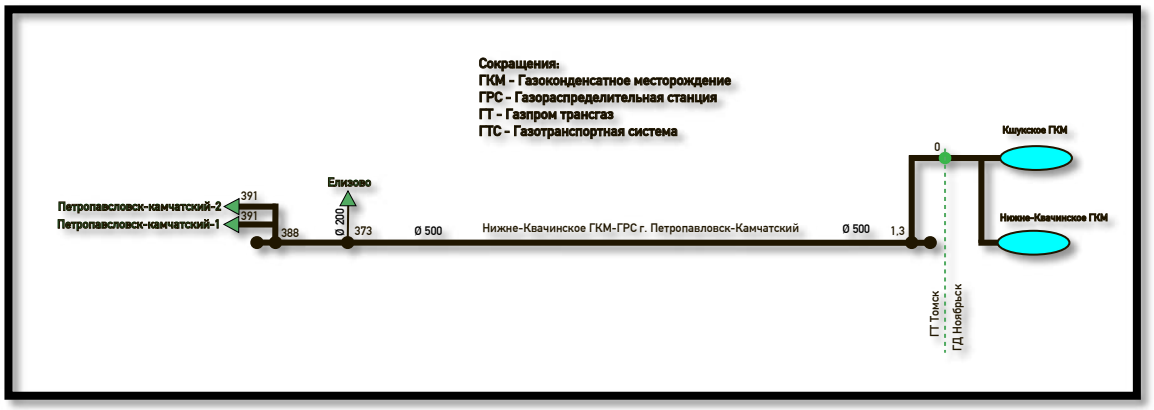


Рис. 2.2.64. Региональная система газоснабжения Камчатской области

2.2.7.4. Региональная система газоснабжения Хабаровского края

Хабаровская региональная система газоснабжения начинается от Сахалинских нефтегазовых месторождений на северо-восточном шельфе острова, эксплуатируемых Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд. (Сахалин Энерджи) (Sakhalin Energy Investment Company Ltd.). Акционерами компании являются ПАО «Газпром», концерн «Шелл», группа компаний «Мицуи» и группа компаний «Мицубиси». В состав региональной системы входят: МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток, МГ Оха – Комсомольск-на-Амуре, принадлежащий ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», МГ Киринское НГМ – ГКС Сахалин, РГ ГРС Комсомольск – г. Амурск, принадлежащий ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», РГ Октябрьский – Хабаровск, принадлежащий АО «Дальтрансгаз» и газопроводы отводы до ГРС.

От морских платформ Пильпун-Астоханская А и Пильпун-Астоханская Б газ по двум подводным газопроводам D_y=350 *мм* и P_y =9,8 *МПа* длиной 46 км и 71 км соответственно поступает в общий коллектор D_y=500 *мм* от которого начинается транссахалинский магистральный газопровод D_y=500 *мм* и P_y =9,5 *МПа* Сахалин-2, который заканчивается на 172 км, подключаясь к оборудования Объединенного Берегового Технологического Комплекса (ОБТК). К ОБТК также подходят два подводных газопровода D_y=700 *мм* и P_y =9,8 *МПа* от морской платформы Лунская. На

ОБТК производится подготовка газа к его дальнейшей транспортировке по газопроводу, на котором установлены насосно-компрессорная станция, завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) и морской терминал отгрузки СПГ. От 26 км газопровода Сахалин-2 начинается перемычка с 0,3 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток на которой установлена ГИС и УРГ (сразу после границы между компанией «Сахалин Энерджи» и ООО «Газпром трансгаз Томск»). От этого места, к которому подключены газопровод Сахалин-1, МГ Киринское ГКМ – ГКС Сахалин и начинается МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток D_y=1200 *мм* и P_y =9,81 *МПа*.

На 1,5 км установлена КС Сахалин, перед которой расположена ГИС-1. На всем протяжении газопровода должны располагаться двенадцать КС, находящиеся в стадии строительства или проектирования: Невельская, Де Кастри, Шимермановская, Амурская, Троицкая, Хабаровская, Вяземская, Бикинская, Дальнереченская, Уссурийская, Спасская и Приморская. От 505 км до 874 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток находится в стадии проектирования. Между 505 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток, 474 км МГ Оха – Комсомольск-на-Амуре и 1,7 км РГ Октябрьский – Хабаровск расположена перемычка, на которой установлены ГИС и УРГ. На 874 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток установлена перемычка с 358 км РГ Октябрьский – Хабаровск. МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток заканчивается на 1575 км, где установлены ГИС и УРГ, от которых начинается газопровод отвод D_y=1000/700 *мм* P_y =7,35 *МПа* к ГРС Владивосток-1. От 59 км этого газопровода отходит газопровод D_y=1000 *мм* P_y =7,35 *МПа,* к которому подключена ГРС Большой Камень.

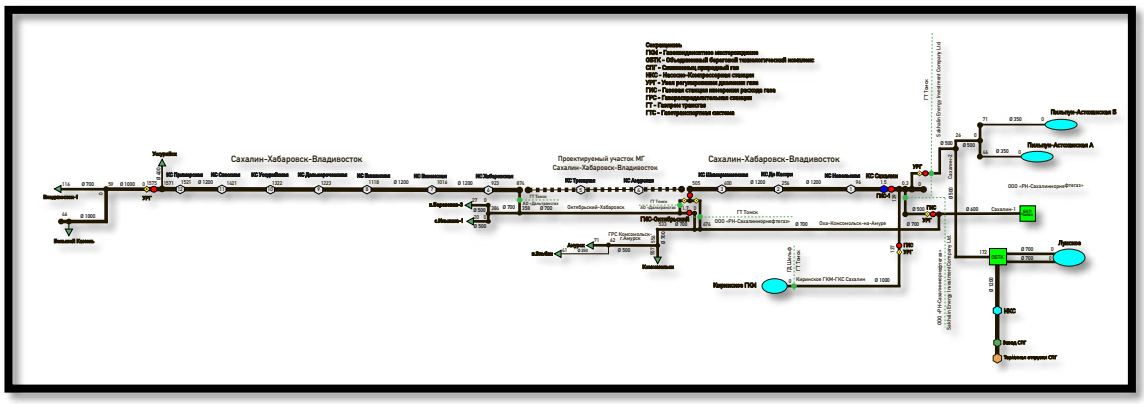


Рис. 2.2.65. Региональная система газоснабжения Хабаровского края

К 0,3 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток подключен газопровод D_y=500 *мм* Сахалин-1, на котором установлены ГИС и УРГ, перед которыми к нему подключается МГ Оха – Комсомольск-на-Амуре D_y=700 *мм* и P_y =7,5 *МПа*, принадлежащий ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». На 474 км к газопроводу подключены две перемычки. Одна, на которой установлены ГИС и УРГ, с 505 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток и 1,7 км РГ Октябрьский – Хабаровск. Вторая – с 0 км РГ Октябрьский – Хабаровск. На 533 км МГ Оха – Комсомольск-на-Амуре поворачивает и заканчивается на 557 км, где установлена ГРС Комсомольск. От 556 км начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* ГРС Комсомольск - г. Амурск, на 62 км которого начинается газопровод отвод до ГРС п. Эльбан, а на 71 км подключена ГРС Амурск.

РГ Октябрьский – Хабаровск D_y=700 *мм* и P_y =7,35 *МПа*, который принадлежит АО «Дальтрансгаз», начинается от перемычки с 474 км МГ Оха – Комсомольск-на-

Амуре. После перемычки на газопроводе установлена ГИС-Октябрьский. К 1,7 км РГ Октябрьский – Хабаровск подключена вторая перемычка от 474 км МГ Оха – Комсомольск-на-Амуре и 505 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток на которой установлены ГИС и УРГ. Между 358 км РГ Октябрьский – Хабаровск и 874 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток установлена перемычка. РГ Октябрьский – Хабаровск заканчивается на 384 км, где к нем подключен газопровод отвод D_y=500 *мм* до ГРС п. Березовка-3 и газопровод отвод D_y=500 *мм* до ГРС с. Ильинка-1.

К 0,3 км МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток подключен 139 км МГ Киринское ГКМ – ГКС Сахалин D_y=1000 *мм* и P_y =9,8 *МПа*. На 137 км этого газопровода установлены ГИС и УРГ.

2.2.7.5. Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия)

Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия) состоит из трех отдельных систем распределительных газопроводов, обеспечивающих снабжение газом населенных пунктов улусов (областей) от местных газоконденсатных месторождений:

- Центральная (Верхневилюйский, Вилюйский, Кобяйский, Намский, Горный, Хапгалапский улусы);
- Мирнинский район;
- Ленский район.

От Среднетюнгского ГКМ начинается РГ Среднетюнгское ГКМ - Сатагай D_y=500 *мм*. На 30 км к нему подключена ГРС Усун, на 89 км ГРС Балагачны и газопровод отвод до ГРС Кирово. РГ Среднетюнгское ГКМ – Сатагай заканчивается на 115 км, где подключена ГРС Сатагай.

Непосредственно от Среднетюнгского ГКМ начинаются газопровод отвод до ГРС Тербяс и газопровод отвод до ГРС Кобяинде.

От Среднетюнгского ГКМ начинается РГ Среднетюнгское ГКМ - Таламакан D_y=500 *мм*. На 40 км от этого газопровода начинается газопровод отвод до ГРС Багадя (48 км) и подключена ГРС Харбала, на 66 км начинается газопровод отвод до ГРС Кырыкый (20 км) и подключена ГРС Далыр, на 88 км начинается газопровод отвод до ГРС Дюллюкю (10 км) и подключена ГРС Хомустах. РГ Среднетюнгское ГКМ – Таламакан заканчивается на 110 км соединяясь с 97 км РГ Тасагар-Верхневилюйск.

От Средневилюйского ГКМ начинается газопровод отвод Средневилюйское ГКМ – Эбя. К газопроводу подключены ГРС: Тасагар (12 км), Хампа (21 км) и Эбя (51 км).

От 12 км газопровода отвода Средневилюйское ГКМ – Эбя (Тасагар) начинается РГ Тасагар – Верхневилюйск D_y=500 *мм*. К газопроводу подключены ГРС: Тасагар (0 км), Чинека (36 км), Вилюйск (51 км), Таламакан (97 км) и Верхневилюйск (111 км). На 97 км (Таламакан) к РГ Тасагар-Верхневилюйск подключается РГ Среднетюнгское ГКМ – Таламакан (110 км).

От Средневилюйского ГКМ начинается система РГ Кысыл-Сыр – Мастах – Берге – Якутск, состоящая из нескольких газопроводов в том числе D_y=500 *мм*. Некоторые нитки РГ в связи с большим физическим износом работают частями, поэтому рассматривая потоковую схему региональной системы газоснабжения данную систему РГ будем рассматривать как один эквивалентный газопровод. На 0 км к газопроводу подключена ГРС Кысыл-Сыр, на 40 км ГРС Чай, на 72 км ГРС Мастах и Мастахское ГКМ, на 154 км ГРС Чагда, на 190 км начинается газопровод отвод до ГРС Сангар (82 км), к которому подключены на 53 км ГРС Аргас и

Кальвица, на 260 км (Берге) подключен газопровод отвод до ГРС Ситте и РГ Берге – Бердигестях, на 368 км подключен газопровод отвод до ГРС Намцы (42 км). РГ Кысыл-Сыр – Мастах – Берге – Якутск заканчивается на 470 км, где установлена ГРС Якутск.

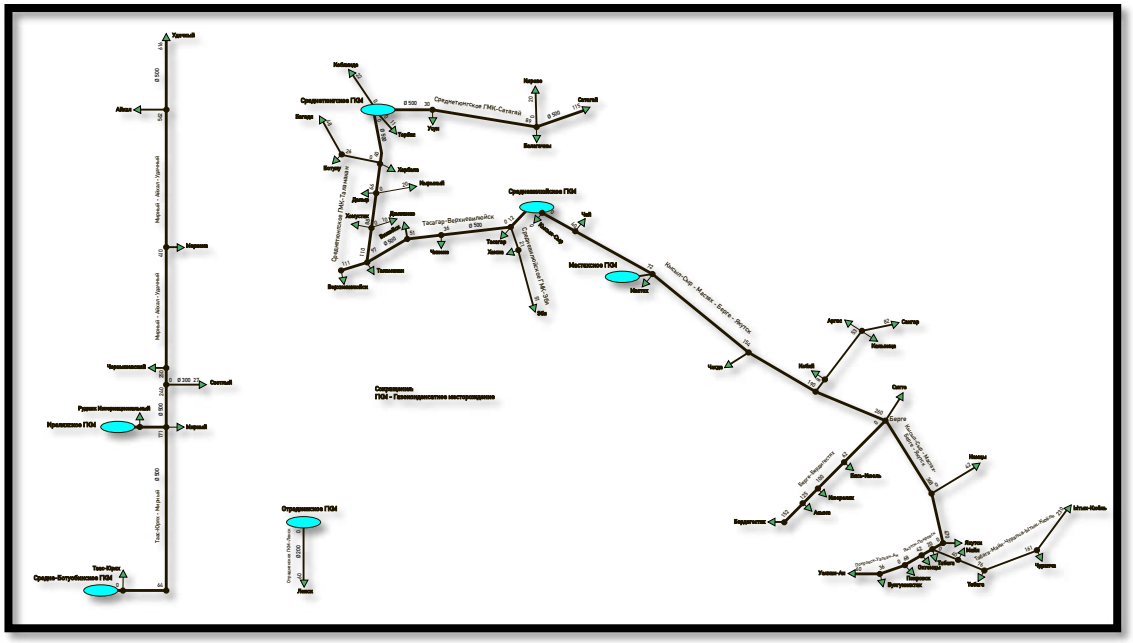


Рис. 2.2.66. Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия)

От 260 км (Берге) РГ Кысыл-Сыр – Мастах – Берге – Якутск начинается РГ Берге – Бердигестях. К газопроводу подключены ГРС: Бясь-Кюель (62 км), Кюерелях (100 км), Асыма (125 км), Бердигестях (152 км).

От 470 км (Якутск) РГ Кысыл-Сыр – Мастах – Берге – Якутск начинается РГ Якутск – Покровское, который заканчивается на 68 км (Покровское), переходя в РГ Покровское – Уалхан-Ан, закачивающийся на 60 км, где установлена ГРС Уалхан-Ан.

От 20 км (Табага) РГ Якутск – Покровское начинается РГ Табага – Майя – Чурапча – Ытык-Кюёль. К газопроводу подключены ГРС: Майя (40 км), Табага (76 км), Чурапча (161 км) и Ытык-Кюёль (230 км).

От Средне-Ботуобинского ГКМ начинается РГ Таас-Юрях – Мирный D_y=500 *мм*, который заканчивается на 171 км, где к немы подключена ГРС Мирный и газопровод подключения от Иреляхского ГКМ. От 171 км РГ Таас-Юрях – Мирный продолжается с названием Мирный – Айхал - Удачный D_y=500 *мм* и с продолжающимся километражем отсчета от Средне-Ботуобинского ГКМ. К газопроводу подключен на 240 км газопровод отвод до ГРС Светлый (27 км), на 250 км ГРС Чернышевский, на 410 км ГРС Моркока, на 562 км ГРС Айхал и на 616 км ГРС Удачный.

От Отрадненского ГКМ начинается газопровод отвод D_y=250 *мм* до ГРС Ленск (60 км).

2.2.7.6. Региональная система газоснабжения республики Крым

Крымская региональная система газоснабжения обеспечивает газоснабжение потребителей от трёх месторождений газа, расположенных на суше полуострова

(Джанкойское, Фонтанное, Задорненское), семи морских месторождений газа (Одесское, Голицынское, Штормовое, Архангельское, Стрелковое, Восточно- Казантипское (Крымское) и Северо-Булганакское) и МГ Краснодарский Край - Крым.

От четырех западных морских месторождений подводные газопроводы соединяются в газосборном пункте Очертай, на берегу бухты Очертай, где установлена УКПГ. От этой узловой точки региональная система газоснабжения разветвляется на два направления. В одном направлении начинается газопровод D_y=1000 *мм* Очертай – Глебовка с лупингом D_y=500 *мм*. К этому газопроводу на 33 км подключено ПХГ Глебовское и на 96 км РГ Воинка – Глебовка D_y=1000 *мм*. Узловая точка Воинка расположена на 33 км РГ Турецкий вал - Джанкой D_y=700 *мм*, который начинается на границе Республики Крым и Украины (продолжение РГ Херсон – Крым ГТС Украины) и заканчивается на 73 км в узловой точке Джанкой, к которой подключено месторождение Джанкой. Месторождение Джанкой соединено РГ Стрелковое - Джанкой D_y=300 *мм* с месторождением Стрелковое, расположенном в Азовском море.

В другом направлении от узловой точки Бухта Очертай в сторону г. Симферополь начинается РГ Очертай - Школьное D_y=500 *мм* с лупингом D_y=500 *мм*, который начинается от 7 км и заканчивается на 56 км. РГ Очертай – Школьное (7 км) соединен перемычкой с лупингом газопровода Очертай – Глебовка. На 15 км к газопроводу подключено месторождение Задорненское. От узловой точки Передовое (80 км) от РГ Очертай – Школьное начинается РГ Передовое – Севастополь, который заканчивается на 65 км, где установлена ЕРС Севастополь-3. На 54 км к газопроводу подключается газопровод перемычка Суворово – Железнодорожное D_y=500 *мм* начинающийся от 34 км РГ Симферополь – Севастополь.

РГ Очертай – Школьное заканчивается в узловой точке Школьное (95 км), где к нему подключен газопровод D_y=300 *мм* Школьное – Симферополь, заканчивающийся ГРС Симферополь-1. На 5 км к этому газопроводу подключается РГ Джанкой - Симферополь (81 км).

От 1 км газопровода Школьное – Симферополь начинается РГ Симферополь – Севастополь D_y=500 *мм*. На 7 км от него начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* к ГРС Симферополь-3, на 21 км в узловой точке Ароматное начинается РГ Ароматное – Ялта, к которому на 39 км подключен газопровод отвод D_y=300 *мм* к ГРС Алушта и который заканчивается на 50 км, где установлена ГРС Ялта. На 34 км РГ Симферополь – Севастополь начинается газопровод перемычка Суворово – Железнодорожное. РГ Симферополь – Севастополь заканчивается на 50 км, где установлена ГРС Севастополь-1 (Штурмовое).

РГ Джанкой – Симферополь начинается от узловой точки Джанкой. На 11 км, где установлена ГИС Роскошное РГ Джанкой – Симферополь соединен перемычкой с 9 км РГ Джанкой – Керчь. На 81 км в узловой точке Грэсовский, где газопровод заканчивается, подключаясь к газопроводу Школьное – Симферополь (5 км), к нему подключены газопроводы до ГРС Симферополь-2 и Симферополь-1.

РГ Джанкой – Керчь D_y=500 *мм* начинается от 73 км РГ Турецкий вал – Джанкой. На 9 км он соединен перемычкой с 11 км (ГИС Роскошное) РГ Джанкой – Симферополь. На 220 км к газопроводу подключено месторождение Фонтанное, а на 225 км месторождения Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское, расположенные в Азовском море. На 230 км к РГ Джанкой – Керчь подключена перемычка с 138 км МГ Краснодарский край – Крым. РГ Джанкой – Керчь заканчивается на 252 км, где установлена ГРС Керчь-1.

От МГ Краснодарский край – Крым (138 км) D_y=700 *мм* начинается РГ Керчь – Симферополь D_y=700 *мм*, заканчивающийся на 240 км, где установлена ГРС Симферополь-4.

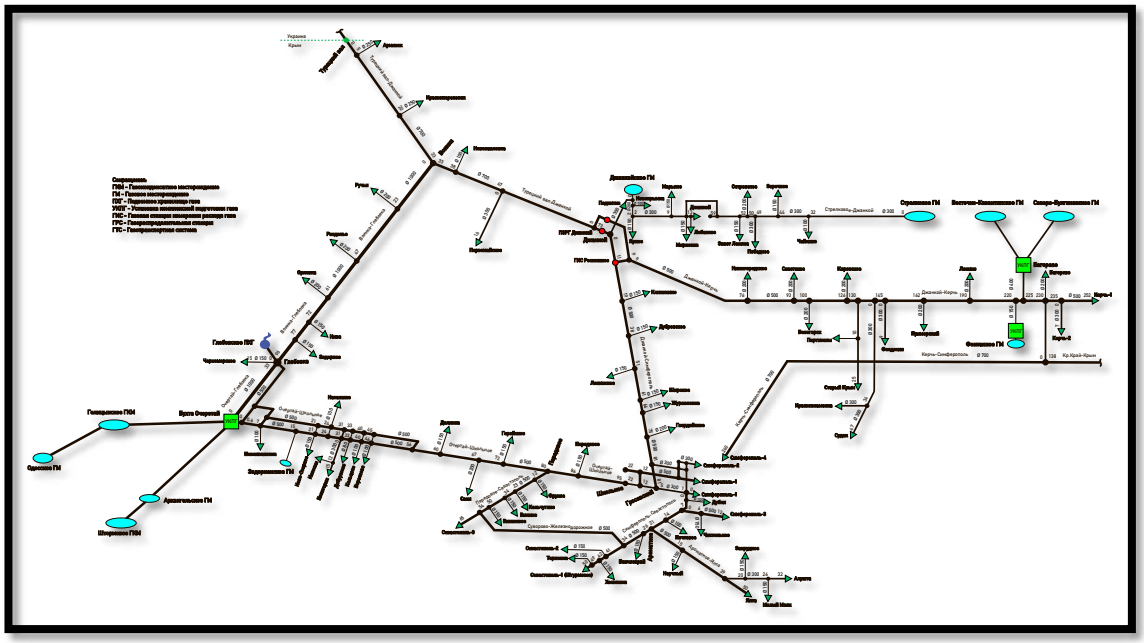


Рис. 2.2.67. Региональная система газоснабжения республики Крым

2.2.7.7. Региональный магистральный газопровод Сила Сибири

Региональный магистральный газопровод Сила Сибири D_y=1400 *мм* P_y=9,8 *МПа* начинается от Чаядинского газового месторождения. На всем протяжении газопровода до 1986 км отсутствуют действующие компрессорные станции. В стадии проектирования и строительства находятся семь КС. На 1979 км к газопроводу подключен Амурский ГПЗ. На 1986 км установлена КС Атаманская. После КС Атаманской газопровод Сила Сибири поворачивает в сторону границы с Китаем, начинает километраж с 0 и меняет свои параметры D_y=1400 *мм* P_y=11,8 *МПа*. На 177 км установлена ГИС Благовещенск. Газопровод Сила Сибири заканчивается на 180 (2167) км на границе с Китаем.

В настоящее время газопровод Сила Сибири можно рассматривать как транзитным экспортным магистральным газопроводом. В дальнейшем при его соединении с Хабаровской региональной системой газоснабжения и подключении к нему ГРС этот газопровод и Хабаровская региональная система газоснабжения создадут единую Дальневосточную региональная система газоснабжения.

Газопровод Сила Сибири на всем своем протяжении эксплуатируется ООО «Газпром трансгаз Томск».

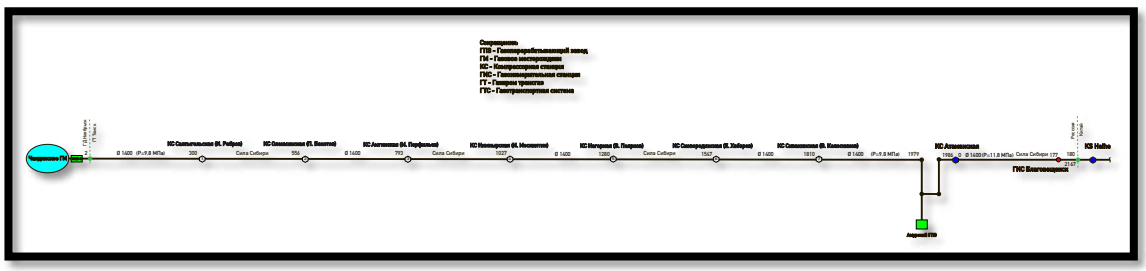


Рис. 2.2.68. Региональный магистральный газопровод Сила Сибири

2.2.8. Газотранспортные системы стран западной Европы

2.2.8.1. Газотранспортная система Австрии

В систему газоснабжения Австрии газ может поставляться от собственных газовых и нефтегазовых месторождений, по трубопроводам от Словакии, Германии, Италии. Через территорию Австрии газ поставляется по транзитным газопроводам в Германию (ГИС Oberkappel и Uberackern), Италию (ГИС Arnoldstein), Венгрию (ГИС Mosonmagyarovar), Словению (ГИС Murfeld).

Система газоснабжения Австрии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

На магистральных газопроводах Австрии установлены станции распределения газа, основной функцией которых является направление части газа в распределительные газопроводы с измерением его расхода и при необходимости снижение давления. Такие станции могут быть расположены также на территории компрессорных станций.

Газораспределительные станции устанавливаются на газопроводах отводах для снижения давления газа, направляемого в территориальные и муниципальные сети низкого давления. Газопроводы отводы могут подключаться, как непосредственно к магистральным газопроводам, так и к распределительным газопроводам.

Основной поток газа поступает в Австрию с территории Словакии (ГИС Vysokja pri Morave) по пяти ниточной газотранспортной системе, состоящей из МГ D_y=900 *мм*, D_y=1200 *мм* и D_y=700 *мм*, через ГИС Baumgarten. Так же существует возможность подачи газа через ГИС Baumgarten со стороны Австрии в Словакию.

Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Baumgarten со стороны Словакии в Австрию составляет 1570,4 *GWh/d* или около 160,74 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Baumgarten со стороны Австрии в Словакию составляет 246,5 *GWh/d* или около 25,24 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

Примечание: Актуальная техническая возможная производительность газопроводов через пограничные ГИС может быть определена на платформе European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). Техническая возможная производительность газопроводов измеряется в GWh/d или млн м^3/сут.

После КС Baumgarten, расположенной через 2,5 *км* от границы начинаются газотранспортные системы West – Austria – Gasleitung (WAG), EVN Vest, Trans – Austria – Gasleitung (TAG) и Hungaria – Austria – Gasleitung (HAG).

Транзитная газотранспортная система WAG начинается на КС Baumgarten и до 28 *км* (Korneuburg) она работает в одном гидравлическом режиме с МГ внутренней распределительной системы газопроводов EVN Vest. На 12 *км* системы газопроводов WAG и распределительной системы газопроводов EVN Vest установлена станция распределения газа Auersthal, от которой начинается распределительный газопровод Auersthal-Laa/Thaya D_y=300 *мм* L=47 *км*. К РГ Auersthal – Laa/Thaya подключены нефтегазовые месторождения Bockfließ, Prottes, Matzen, Hochleiten, Pirawarth, Klement. На 37 *км* к газопроводу подключена ГРС Ladendorf, газопровод отвод до ГРС Ernstbrunn и газопровод отвод, к которому подключено несколько ГРС и нефтегазовые месторождения Maustrenk, Gosting, Gaiselberg, Zistersdorf, Hauskichen, Rabensburg, Muhlberg, Bernhardstal. На 47 *км* (Laa/Thaya) РГ Auersthal-

Laa/Thaya подключается к 122 *км* (Laa/Thaya) РГ Gr.Gottfritz-Auggenthal-Pottenhofen.

Между КС Baumgarten и станцией распределения газа Auersthal (12 *км*) расположен газопровод, к которому подключены ПХГ Schonkirchen/Reyersdouf и ПХГ Tallesbrunn.

Примечание: Актуальная информация об активном объеме газа, технической возможности суточного отбора и закачки ПХГ может быть определена на платформе Gas Storage Europe (GSE).

От станции распределения газа Auersthal (12 *км*) начинаются газопроводы распределительной системы, расположенной вокруг города Вена (Wien). К этим газопровод подключаются газовые месторождения Sußenbrunn и Hirschstetten нефтегазовое месторождение Aderkiaa, а также несколько ГРС.

После 28 *км* (Korneuburg) транзитная газотранспортная система WAG расходится с распределительной системой газопроводов EVN Vest и продолжается двумя параллельными МГ WAG-I D_y=800 *мм* и WAG-II D_y=1200 *мм* до 160 *км* (Liebenau), где МГ WAG-II заканчивается. До границы с Германией (ГИС Oberkappel) до 235 *км* продолжается МГ WAG-I.

От 52 *км* МГ WAG начинается газопровод L=38 *км*, к которому подключено нефтегазовое месторождение Roseldorf, а на 22 *км* ГРС Hollabrunn. На 38 *км* (Auggenthal) этот газопровод соединяется с 98 *км* (Auggenthal) РГ Gr.Gottfritz – Auggenthal – Pottenhofen.

На 73 *км* системы газопроводов WAG установлена станция распределения газа Kirchberg, соединяющаяся перемычкой D_y=400 *мм* L=40 *км*, с 87 *км* системы газопроводов EVN Vest. На 20 *км* этой перемычки подключена ГРС Krems. К станции распределения газа Kirchberg подключена ГРС Langenlois. На 105 *км* к МГ WAG подключена ГРС Gfohl.

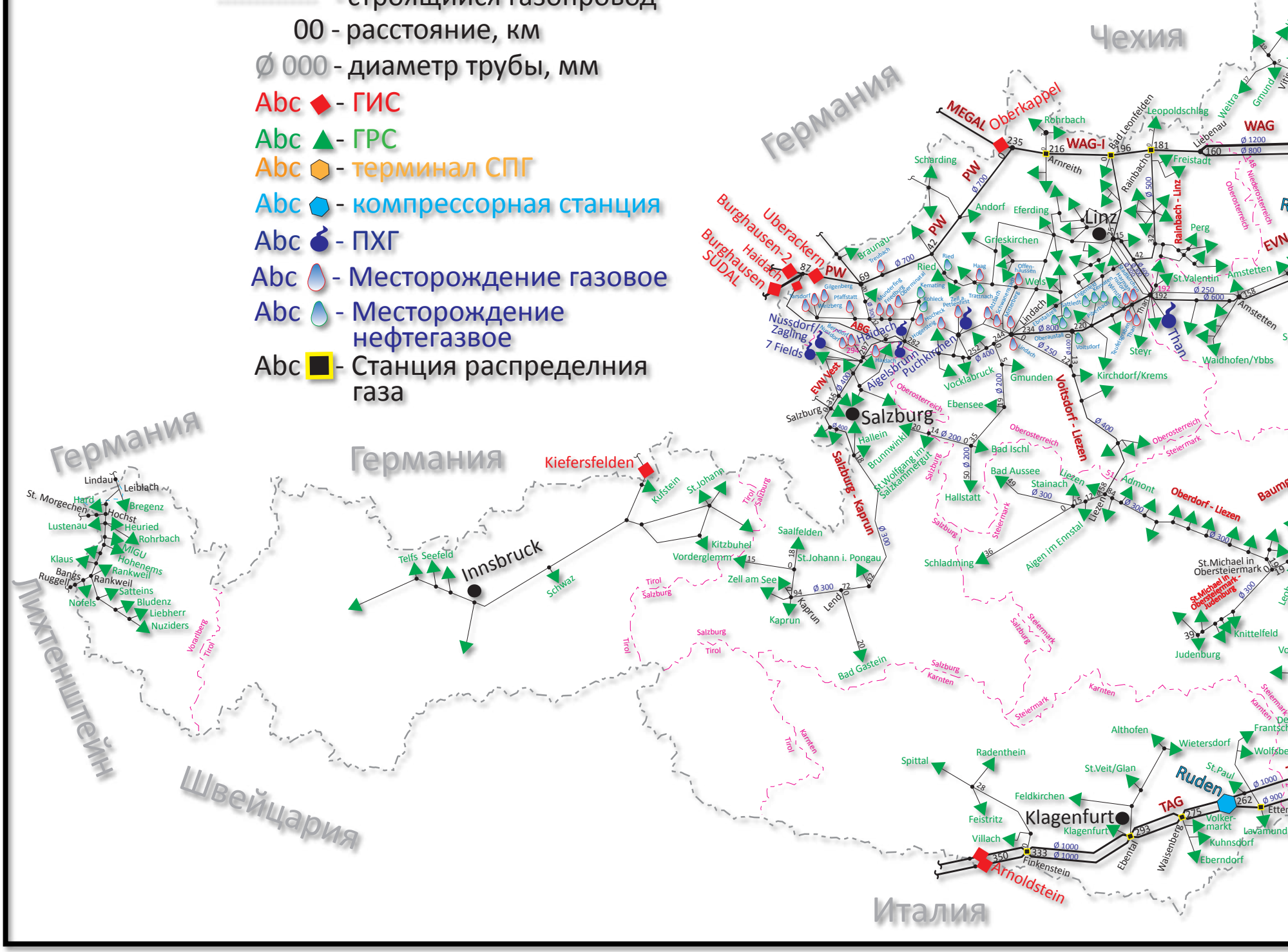


Рис. № 2.2.69 Потоковая схема газопроводов Австрии

На 128 *км* системы газопроводов WAG установлена станция распределения газа Gr. Gottfritz, от которой начинается распределительный газопровод Gr.Gottfritz – Auggenthal – Pottenhofen D_y=150 *мм* L=133 *км*. К этому газопроводу подключены на 8 *км* ГРС Zwettl, на 25 *км* (Vitis) газопровод отвод до ГРС Gmund, ГРС Weitra, ГРС Heidenreichstein, на 34 *км* подключена ГРС Waidhofen/Thaya и газопровод отвод до ГРС Thaya, на 42 *км* ГРС Gr.Sieghartskirchen и газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Raabs, к которому подключен газопровод отвод до ГРС Karlstein, на 44 *км* газопровод отвод до ГРС Allensteig, на 64 *км* ГРС Horn и газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Gars, на 80 *км* газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Eggenburg, на 93 *км* газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Retz, на 122 *км* (Laa/Thaya) ГРС Laa/Thaya, на 133 *км* к РГ Gr. Gr.Gottfritz – Auggenthal – Pottenhofen подключены небольшие месторождения газа Wildendurnbach, Pottenhofen и Altprerau. На 98 *км* (Auggenthal) к РГ Gr.Gottfritz – Auggenthal – Pottenhofen подключается газопровод, начинающийся от 52 *км* МГ WAG, а на 122 *км* (Laa/Thaya) подключается РГ Auersthal-Laa/Thaya.

На 148 *км* МГ WAG пересекает границу между землями Niederosterreich и Oberosterreich.

На 160 *км* (Liebenau) МГ WAG-II заканчивается. До границы с Германией (ГИС Oberkappel) до 235 *км* продолжается МГ WAG-I.

На 181 *км* МГ WAG-I установлена станция распределения газа Gr. Rainbach, от которой начинается газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Leopoldschlag и РГ Rainbach – Linz D_y=500 *мм* L=42 *км*, который соединяется с другими газопроводами вокруг города Linz.

На 196 *км* МГ WAG-I установлена станция распределения газа Bad Leonfelden, от которой начинается РГ Bad Leonfelden – Linz L=25 *км*. К этому газопроводу подключено несколько ГРС.

На 216 *км* МГ WAG-I установлена станция распределения газа Bad Arnreith, от которой начинаются два газопровода отвода, в том числе L=7 *км* до ГРС Rohrbach.

Недалеко от ГИС Oberkappel (235 *км*) от МГ WAG-I начинается МГ Pent West (PW).

МГ WAG заканчивается на границе с Германией, где установлена ГИС Oberkappel. Техническая возможная производительность МГ WAG через ГИС Oberkappel со стороны Германии в Австрию составляет 159,9 *GWh/d* или около 16,37 *млн* $м^3$*/сут*. Техническая возможная производительность МГ «WAG» через ГИС Oberkappel со стороны Австрии в Германию составляет 199,4 *GWh/d* или около 20,42 *млн* $м^3$*/сут* (ENTSOG 2021).

От магистрального газопровода WAG на территории германии начинается магистральный газопровод MEGAL.

Внутренняя распределительная система газопроводов EVN Vest L=315 *км*, состоящая из последовательных участков различной конфигурации, начинается на КС Baumgarten и на первом участке до 28 *км* (Korneuburg) она работает в одном гидравлическом режиме с транзитной газотранспортной системой WAG. От узловой точки Korneuburg, расположенной на 28 *км* (Korneuburg) внутренняя газораспределительная система Австрии EVN Vest и МГ WAG расходятся.

Второй участок от узловой точки Korneuburg (28 *км*) до КС Reichersdof (91 *км*) состоит из двух газопроводов EVN Vest-I D_y=300 *мм* и EVN Vest-II D_y=600 *мм*. На этом участке к газопроводу подключены ГРС Korneuburg, ГРС Stockerau, ГРС Tulln, на 63 *км* газопровод отвод до ГРС Gablitz и ГРС Laab, на 87 *км* ГРС Traismauer. На этом участке к газопроводу подключено газовое месторождение Hoflein. На 52 *км* к газопроводу подключается перемычка с 52 *км* МГ WAG. На 87 *км* (Traismauer) система газопроводов EVN Vest соединяется перемычкой D_y=400

мм L=40 *км* с 73 *км* (Kirchberg) системы газопроводов WAG. На 20 *км* к этой перемычке подключена ГРС Krems. От 87 *км* (Traismauer) РГ EVN Vest начинается газопровод отвод L=55 *км* до ГРС At.Agyd, состоящий из участков трубопроводов D_y=200 *мм* и D_y=250 *мм*. К этому газопроводу отводу подключены ГРС на 20 *км*, ГРС Lilienfeld на 37 *км* и ГРС At.Agyd на 55 *км*. К газопроводу отводу на 5 *км* подключен газопровод D_y=250 *мм* L=53 *км* и на 33 *км* газопровод D_y=250 *мм* L=46 *км*, которые соединяются с системой распределительных газопроводов.

Третий участок от КС Reichersdof (91 *км*) до узловой точки Than (192 *км*) состоит из двух газопроводов EVN Vest-I D_y=250 *мм* и EVN Vest-II D_y=600 *мм*. На третьем участке к газопроводу подключен целый ряд ГРС, в том числе Melk, газопровод отвод до ГРС Scheibbs, на 158 *км* ГРС Amstetten и газопровод отвод до ГРС Waidhofen/Ybbs, на 192 *км* ГРС St.Valentin и газопровод отвод до ГРС Steyr. В узловой точке Than (192 *км*) к РГ EVN Vest подключаются три параллельных газопровода L=15 *км* D_y=200 *мм*, D_y=300 *мм* и D_y=600 *мм*, соединяющихся с трубопроводами газового кольца города Linz. К газопроводу D_y=600 *мм* подключается РГ Rainbach – Linz L=42 *км*. В узловой точке Than к РГ EVN Vest подключается ПХГ Than.

Четвёртый участок от узловой точки Than (192 *км*) до узловой точки Lindach (234 *км*) состоит из одного газопровода EVN Vest-I D_y=800 *мм*. На этом участке к газопроводу подключаются: газовые (Than, Teufelsgraben, Stadlkifchen, Harmannsdorf) и нефтегазовые (Piberbach, Kematen, Engenteld, Voitsdorf) месторождения, газопровод отвод до ГРС Kirchdorf/Krems, две ГРС. От 220 *км* (Voitsdorf) начинается распределительный газопровод Voitsdorf-Lizen L=58 *км* D_y=400 *мм*. К РГ Voitsdorf-Lizen подключено несколько ГРС. Этот газопровод на 51 *км* пересекает границу между землями Oberosterreich и Steiermark. Газопровод Voitsdorf-Lizen заканчивается на 58 *км* (Lizen) где он соединяется с 65 *км* (Lizen) РГ St.Michael in Obersteiermark-Lizen. К узловой точке Lizen подключается ГРС Lizen, газопровод отвод L=49 *км* до ГРС Bad Aussee, к которому на 12 *км* подключена ГРС Aigen im Ennstal, а на 15 *км* подключена ГРС Stainach и газопровод отвод L=36 *км* до ГРС Schladming. От 234 *км* (Lindach) РГ EVN Vest-I начинается перемычка L=22 *км* D_y=250 *мм* до 13 *км* РГ Voitsdorf – Lizen. К 234 *км* (Lindach) РГ EVN Vest-I подключены газовые месторождения (Lindach и Mitterberg), четыре газопровода распределительной системы к которым в свою очередь подключено множество ГРС, газовых (Schwanenstadt, Atzbach, Haag, Offenhaussen, Zell a. Pettenfirst, Hogersteig) и нефтегазовых (Sattledt, Oberaustall, Ebrstallzell, Trattnach, Ried) месторождений и ПХГ Puchkirchen.

Пятый участок от узловой точки Lindach (234 *км*) до узловой точки Salzburg (315 *км*) состоит из одного газопровода EVN Vest-I D_y=400 *мм*. К газопроводу подключено множество ГРС, газопроводов отводов, в том числе на 244 *км* газопровод отвод L=50 *км* D_y=200 *мм* до ГРС Hallstatt, к которому в свою очередь подключена на 5 *км* ГРС Gmunden, на 19 *км* ГРС Ebensee, на 35 *км* ГРС Bad Ischl и газопровод отвод до ГРС Brunnwinkl к которому на 14 *км* подключена ГРС St.Wolfgang im Salzkammergut. К газопроводу EVN Vest-I подключены пять ПХГ: на 252 км Puchkirchen, на 282 км Haidach и Aigelsbrunn, на 298 *км* Nussdorf/Zagling и 7 Fields. ПХГ Nussdorf/Zagling, Haidach и 7 Fields соединены с системами газоснабжения как Австрии, так и Германии. К газопроводу EVN Vest-I на пятом участке подключены газопроводы распределительной системы, к которой подключены газовые (Hocheck, Oberminatal, Friedburg, Munderfing, Pfaffstatt, Gilgenberg, Weizberg, Tarsdorf, Haidach, Berndorf, Nussdorf) и нефтегазовые (Kohleck, Kemating) месторождения. На 294 *км* газопровод EVN Vest-I пересекает границу между землями Oberosterreich и Salzburg.

Газораспределительная система EVN Vest заканчивается на 315 *км* возле города Salzburg.

От РГ EVN Vest (315 *км*) начинается РГ Salzburg-Kaprun D_y=400/300 *мм* L=94 *км.* К газопроводу подключено несколько ГРС, в том числе на 18 *км* ГРС Hallein, 62 *км* ГРС St.Johann i. Pongau, на 72 *км* (Lend) газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Bad Gastein, на 94 *км* (Kaprun) ГРС Kaprun, ГРС Zell am See и газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Saalfelden, к которому в свою очередь подключен другой газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Vorderglemm. От 18 *км* газопровод Salzburg-Kaprun меняет свой диаметр D_y=400 *мм* на D_y=300 *мм*.

От КС Baumgarten начинается распределительный газопровод Baumgarten-Eggendorf-Weiendorf (EVN Sued), состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=300 *мм* L=234 *км*, до станции распределения Eggendorf идёт параллельно с газотранспортной системой TAG. На 35 *км* (Schwechat) к газопроводу подключаются другие распределительные газопроводы расположенные вокруг города Вены (Wien). На 78 *км* (Wiener Neustadt) газопровод Baumgarten-Eggendorf-Weiendorf соединяется перемычкой со станцией распределения газа Eggendorf (70 *км*) МГ TAG и с другими распределительными газопроводами. К газопроводу Baumgarten-Eggendorf-Weiendorf подключено газовое месторождение Moosbrunn. К газопроводу Baumgarten-Eggendorf-Weiendorf подключено много ГРС и газопроводов отводов. На 124 *км* газопровод пересекает границу между землями Niederosterrich и Steiermark. На 174 *км* (Oberdorf) РГ Baumgarten-Eggendorf-Weiendorf меняет свое направление в стороны города Graz и далее до станцib распределения газа Weiendorf (234 *км*), расположенной на МГ TAG (200 км). На 212 км газопровод меняет свой диаметр D_y=300/500 *мм*. На 174 *км* (Oberdorf) к РГ Baumgarten-Eggendorf-Weiendorf подключается РГ Oberdorf-Liezen L=84 *км* D_y=300 *мм*. На 19 *км* (St. Michael in Obersteiermark) от газопровода Oberdorf-Liezen начинается газопровод отвод St. Michael in Obersteiermark-Judenburg L=39 *км* D_y=300 *мм*.

Вторая транзитная газотранспортная система TAG L=350 *км* начинается на КС Baumgarten и заканчивается на границе с Италией (ГИС Arnoldstein). Газопровод состоит из нескольких участков разной конфигурации.

Первый участок от КС Baumgarten (0 *км*) до КС Grafendorf (136 *км*) состоит из двух параллельных МГ TAG-I D_y=1000 *мм* и TAG-II D_y=900 *мм*. На этом участке к газопроводу подключены газовые месторождения Breitstetten, Orth, Fischamend. На участке между КС Baumgarten и станцией распределения газа Eggendorf (70 *км*) к газотранспортной системе TAG подключается несколько распределительных газопроводов и газопроводов отводов. На 114 *км* МГ TAG пересекает границу между землями Niederosterrich и Steiermark. На КС Grafendorf (136 *км*) установлена станцией распределения газа Grafendorf. От этой станции начинаются два газопровода отвода к которым подключены несколько ГРС.

Второй участок от КС Grafendorf (136 *км*) до узловой точки Wettmannsatten (210 *км*) состоит из двух параллельных МГ TAG-I D_y=1000 *мм* и TAG-II D_y=900 *мм*. На этом участке к газопроводу подключаются ГРС Hartberg и на 210 *км* ГРС Wettmannsatten. На 173 *км* на газопроводе установлена станция распределения газа St.Margarethen от которой начинается газопровод отвод до ГРС Bad Gleichenberg, Jennersdorf, Heiligenkreuz, Furstenfeld, Rudersdorf и др. и газопровод отвод до ГРС Gleisdorf, Weiz и др.

На 200 *км* на газопроводе установлена станция распределения газа Weitendorf к которой подключается РГ Baumgarten – Eggendorf – Weiendorf D_y=300/500 *мм* L=234 *км*. От станции распределения газа Weitendorf начинается газопровод Sud-Ost-Leitung (SOL) D_y=500 *мм* L=30 *км* до границы со Словенией, на котором

установлена ГИС Murfeld. Параллельно газопроводу SOL проложен газопровод D_y=250 *мм* к которого подключена ГРС Leibnitz и газопровод отвод до ГРС Radkersburg.

На третьем участке газотранспортной системы от узловой точки Wettmannsatten (210 *км*) до КС Ruden (262 *км*) расположены два МГ TAG-I D_y=1000 *мм* и TAG-II D_y=900 *мм*, которые расходятся друг с другом. На МГ TAG-II установлены станции распределения газа Sulmeck – Greith и Ettendorf. К станции распределения газа Sulmeck-Greith подключена ГРС Eibiswald и газопровод отвод до ГРС Deutsch-Landsberg. К станции распределения газа Ettendorf подключена ГРС Lavamund и газопровод отвод до ГРС Wolfsberg и Frantschach. К МГ TAG-I подключена ГРС St. Paul. На 240 *км* МГ TAG-I и TAG-II пересекают границу между землями Steiermark и Karnten.

Последний четвёртый участок газотранспортной системы TAG от КС Ruden (262 *км*) до ГИС Arnoldstein (350 *км*) на границе с Италией состоит из двух трубопроводов D_y=1000 *мм*. Техническая возможная производительность МГ TAG через ГИС Arnoldstein/Tarvisio со стороны Австрии в Италию составляет 1150,0 *GWh/d* или около 117,7 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность МГ TAG через ГИС Tarvisio/Arnoldstein со стороны Австрии в Италию составляет 193,5 *GWh/d* или около 17,59 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 275 *км* МГ TAG установлена станции распределения газа Waisenberg от которой начинается газопровод отвод до ГРС Volkermarkt, ГРС Kuhnsdorf, ГРС Eberndorf.

На 293 *км* МГ TAG установлена станции распределения газа Ebental к которой подключается ГРС Klagenfurt и начинается газопровод отвод до ГРС Althofen, к которому подключены ГРС Witersdorf, ГРС St.Veit/Glan и газопровод отвод до ГРС Feldkirchen.

На 333 *км* МГ TAG установлена станции распределения газа Finkenstein от которой начинается газопровод отвод до ГРС Villach, ГРС Witersdorf, ГРС Feistritz, ГРС Radenthein, ГРС Spittal.

С территории Германии (ГИС Kiefersfelden) осуществляется газоснабжение земли Tirol на которой расположена локальная распределительная система. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Kiefersfelden со стороны Германии в Австрию составляет 23,2 *GWh/d* или около 2,37 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2017).

С территории Германия (ГИС Lendau) осуществляется газоснабжение земли Vorarlberg на которой расположена локальная распределительная система. С территории Германия (ГИС Lendau) осуществляется газоснабжение земли Vorarlberg на которой расположена локальная распределительная система. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Lendau со стороны Германии в Австрию составляет 25,4 *GWh/d* или около 2,6 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

МГ HAG D_y=700/1000 *мм* L=45 *км* начинается на КС Baumgarten и заканчивается на границе с Венгрией (ГИС Mosonmagyarovar). Техническая возможная производительность МГ HAG через ГИС Mosonmagyarovar со стороны Австрии в Венгрию составляет 153,1 *GWh/d* или около 15,67 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 25 км газопровод меняет свой диаметр D_y=700 *мм* на D_y=1000 *мм*. В этом же месте МГ HAG пересекает газопровод Kittsee-Pipeline (KIP) L=38 *км*, который начинается на 30 *км* (Fischamend) МГ TAG и заканчивается на границе с Венгрией.

МГ Penta West (PW) D_y=700 *мм* L=45 *км* начинается на 235 *км* МГ WAG-I. К газопроводу подключено газовое месторождение Treubach. МГ PW заканчивается на 87 *км* на границе с Германией (ГИС Uberackern). Существует техническая возможность транспорта газа через ГИС Uberackern, как со стороны Австрии в Германию через ГИС Burghausen и ГИС Burghausen SUDAL, так и со стороны Германии в Австрию через ГИС Burghausen SÜDAL. Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Überackern и на входе в ГИС Burghausen-2 составляет 174,6 *GWh/d* или около 15,59 *млн м³/сут*. При подаче газа со стороны Германии в Австрию через ГИС Burghausen-2 техническая возможная производительность составляет 114,0 *GWh/d* или около 10,19 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021). От магистрального газопровода PW на территории Германии начинается газотранспортная система SÜDAL.

К 87 *км* МГ PW подключается газопровод Austria – Bavaria – Gasline (ABG), который начинается от ПХГ Haidach, которое связано с системой газоснабжения Германии через ГИС Haidach, расположенной на территории Австрии. Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Haidach при отборе газа из ПХГ Haidach составляет 313,6 *GWh/d* или около 28,51 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность на входе в ГИС Haidach при закачке газа в ПХГ Haidach составляет 283,8 *GWh/d* или около 25,84 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

2.2.8.2. Газотранспортная система Албании

Система газоснабжения Албании до недавнего времени являлась локальной, чисто распределительной системой, в которой отсутствовали компрессорные станции, и которая не взаимодействовала с газотранспортными системами других стран.

Газоснабжение Албании в настоящее время осуществляется от месторождений газа, расположенных на территории страны и от магистрального экспортного газопровода Trans Adriatic Pipeline (TAP).

Газопроводы систему газоснабжения Албании подразделяются:

- на магистральный экспортный газопровод;
- распределительные газопроводы;
- газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К распределительным газопроводам, подключены газопроводы отводы и по ним газ поступает до ГРС, от которых начинаются газопроводы газоснабжения потребителей.

В системе газоснабжения Албании есть два подземных хранилища газа: ПХГ Finiq и ПХГ Divjake.

Газ в систему газоснабжения Албании поступает от месторождения Delvine по распределительному газопроводу Delvine – Shkoder D=700 *мм* L=318 *км*. К месторождению Delvine газопроводом L=10 *км* подключено ПХГ Finiq.

Распределительный газопровод Delvine – Shkoder проходит по всей территории страны с юга на север и на всем протяжении он пересекает границы областей (qark) страны: на 16 *км* между Vlore и Gjirokaster, на 100 *км* между Gjirokaster и Fier, на 185 *км* между Fier и Tirana, на 239 *км* между Tirana и Durres, на 257 *км* между Durres и Lezhe, 302 *км* между Lezhe и Shkoder.

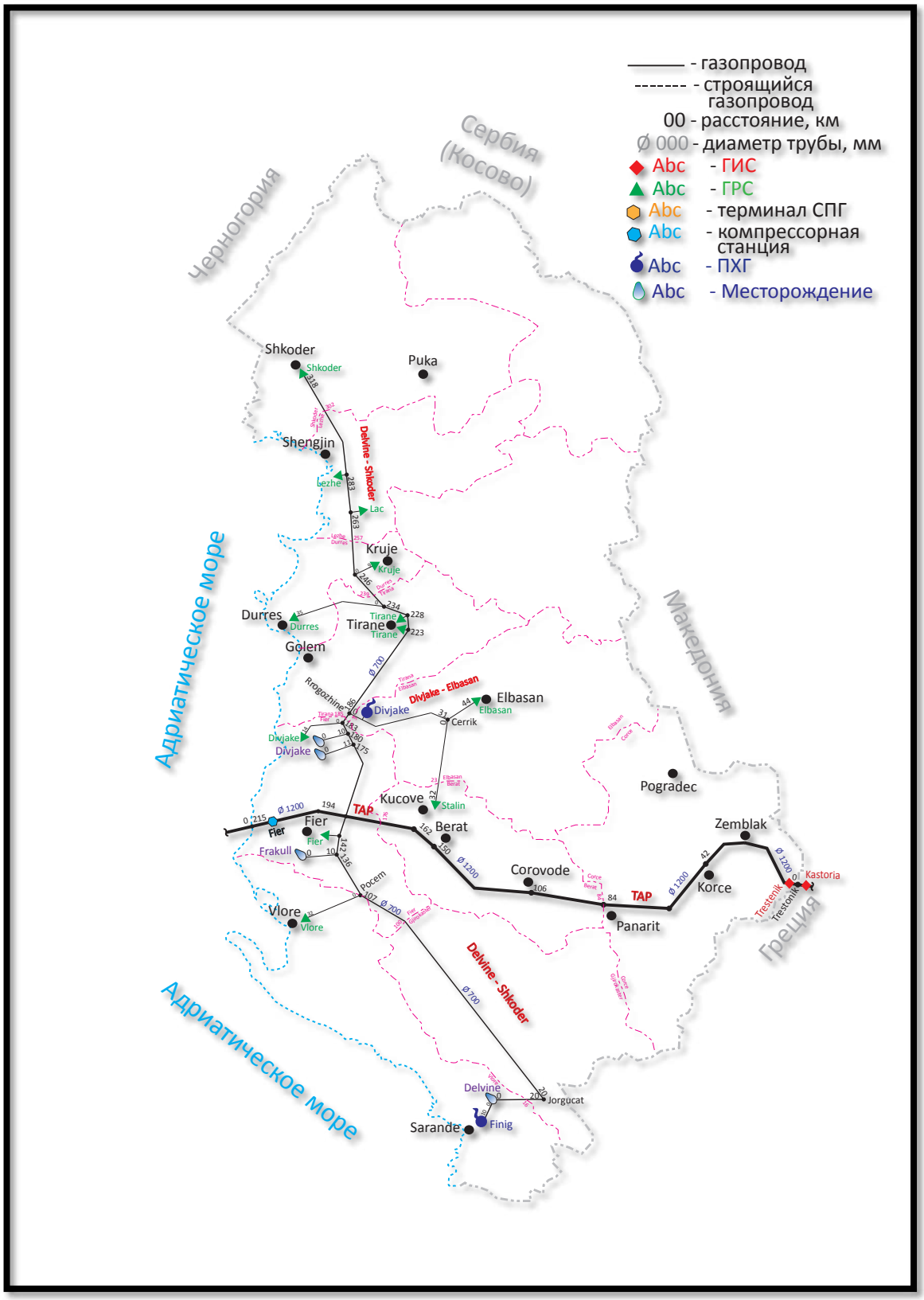


Рис. 2.2.70. Потоковая схема газопроводов Албании

На 107 *км* (Росem) к газопроводу подключается газопровод отвод L=32 *км* до ГРС Vlore.

На 136 *км* газопроводом L=10 *км* подключено месторождение Frakull. На 142 *км* подключается ГРС Fier.

На 175 *км* и 180 *км* подключены два газовых месторождения, Divjake.

На 183 *км* к распределительному газопроводу Delvine-Shkoder подключен газопровод отвод L=14 *км* до ГРС Divjake.

На 186 *км* (Rrogzhine) от распределительного газопровода Delvine – Shkoder начинается распределительный газопровод Divjake – Elbasan L=44 *км*. В этом же месте к газопроводу подключено ПХГ Divjake. На 31 *км* (Cerrik) к газопроводу подключается газопровод отвод L=32 *км* до ГРС Stalin. Распределительный газопровод Divjake – Elbasan заканчивается на 44 *км,* где к нему подключается ГРС Elbasan.

На 223 и 228 *км* к распределительному газопроводу Delvine – Shkoder полукольцом, обходящим город Tirane, подключены две ГРС Tirane.

На 234 *км* к газопроводу подключен газопровод отвод L=35 *км* до ГРС Durres.

На 246 *км* к газопроводу подключен газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Kruje, на 263 *км* подключена ГРС Lac, на 283 *км* ГРС Lezhe, на 318 *км* ГРС Shkoder на которой заканчивается газопровод.

После ввода в действие магистрального экспортного газопровода Trans Adriatic Pipeline (TAP) D=1200 *мм* P=9,5 *МПа* L=215 *км* газ в систему газоснабжения страны начал поступать с территории Греции. Газопровод пересекает территорию Албании и в районе города Fier соединяется с распределительным газопроводом Delvine-Shkoder. Газопровод TAP на территории Албании заканчивается на берегу Адриатического моря, переходя в подводную часть газопровода TAP D=900 *мм* P=14,5 *Mna*.

Техническая возможная производительность МГ TAP со стороны Турции в Грецию через ГИС Ipsala/ Kipoi составляет 350 *GWh/d* или около 105 *млн м^3/сут.* (ENTSOG 2021).

Техническая возможная производительность на входе в ГИС San-Foka по МГ TAP составляет 488,1 *GWh/d* или около 43,1 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2017).

2.2.8.3. Газотранспортная система Бельгии

Система газоснабжения Бельгии имеет несколько выраженных транзитных систем магистральных газопроводов: с севера от границы с Нидерландами (ГИС Hilvorenbeek) на юг до границы с Францией (ГИС Blaregnies), с востока от границы с Германией (ГИС Eynatten) на запад до берега северного моря (ГИС Zeebrugge), с запада от берега северного моря (ГИС Zeebrugge) на юг до границы с Францией (ГИС Blaregnies). К этим транзитным системам газопроводов подключаются две системы, подающие газ из Нидерландов через ГИС Zelzate и ГИС Zandvliet.

Через магистральные газопроводы Бельгии газ поставляется во Францию (ГИС Blaregnies), Нидерланды (ГИС Zelzate) и Люксембург (ГИС Petange и Bras.

Система газоснабжения Бельгии подразделяется:

- на магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

В системе газоснабжения Бельгии существуют газопроводы, поставляющие высококалорийный (H-gas) и низкокалорийный газ (L-gas), который транспортируется из Нидерландов во Францию по МГ Hilvorenbeek – Winksele и Winksele – Blaregnies.

Магистральные газопроводы Бельгии эксплуатируются при давлениях: $P_у$=6,6 *МПа* и $P_у$=8,0 *МПа.*

Характерным для системы газоснабжения Бельгии является наличие станций смешения газа: Ville-Sur-Haine, Warnant-Dreve, Lillo и Loenhout. На этих станциях происходит смешение газа различного давления и калорийности.

Распределительные газопроводы, подключены к магистральным газопроводам и по ним газ поступает до ГРС. Некоторые распределительные газопроводы имеют значительную протяжённость, осуществляя функцию технологических перемычек между отдельными частями магистральных газопроводов.

От границы с Нидерландами (ГИС Hilvorenbeek) L-gas по системе газопроводов состоящей из двух МГ Hilvorenbeek – Winksele I и Hilvorenbeek – Winksele II D_y=900 *мм* с рабочим давлением P_y=6,6 *МПа* L=70,8 *км* на участке до КС Winksele и Winksele – Blaregnies I и Winksele – Blaregnies II L=87,5 *км* на участке до ГИС Blaregnies, направляется на юг до границы с Францией. Техническая возможная производительность газопровода L-gas через ГИС Hilvorenbeek со стороны Нидерландов в Бельгию составляет 595,6 *GWh/d* или около 60,95 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

На 10 *км* этой системы газопроводов установлена КС Weelde, а на 70,8 *км* КС Winksele. На 55,5 *км* газопроводы Hilvorenbeek – Winksele пересекают границу между провинциями Antwerp и Flemish Brabant.

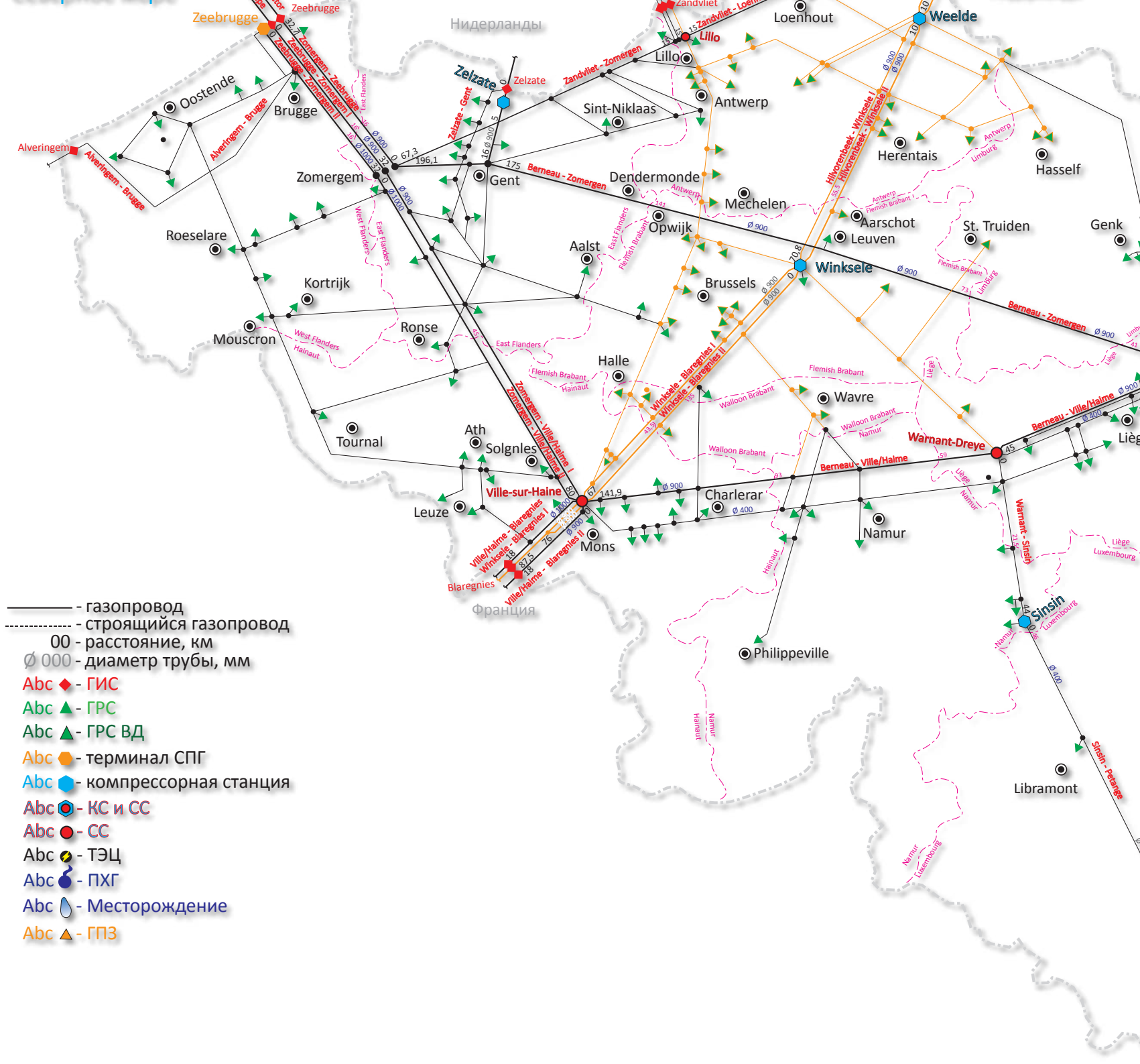
На 35 *км* газопроводы Winksele-Blaregnies пересекают границу между провинциями Flemish Brabant и Walloon Brabant, а на 55,5 *км* границу между провинциями Walloon Brabant и Hainaut. На 67 *км* МГ Winksele – Blaregnies I и МГ Winksele-Blaregnies II находится станция смешения Ville-Sur-Haine, к которой подходят МГ Berneau – Ville/Haine, Zomergen – Ville/Haine I и Zomergen – Ville/Haine II. Примерно через 9 *км* от станции смешения Ville-Sur – Haine МГ Winksele – Blaregnies II заканчивается, а МГ Winksele – Blaregnies I продолжается до 87,5 *км* до границы с Францией (ГИС Blaregnies). Техническая возможная производительность газопровода Winksele-Blaregnies I L-gas со стороны Бельгии во Францию через ГИС Blaregnies составляет 230 *GWh/d* или около 21,78 *млн м^3/сут* (ENTSOG 20211). К КС Weelde, КС Winksele и станции смешения Ville-Sur-Haine подключаются распределительные газопроводы L-gas.

От ГИС S'Gravenvoeren на границе с Нидерландами начинается система газопроводов H-gas до станции смешения газа Ville-Sur-Haine. Техническая возможная производительность газопровода H-gas со стороны Нидерландов в Бельгию через ГИС S'Gravenvoeren составляет 801,6 *GWh/d* или около 72,87 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода H-gas со стороны Бельгии в Нидерланды через ГИС S'Gravenvoeren составляет 331,2 *GWh/d* или около 29,31 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Система состоит из последовательных участков трубопроводов различной конфигурации с рабочим давлением P_y=6,6 *МПа*.

Первым участком системы газопроводов от ГИС S'Gravenvoeren до КС Berneau L=5,5 *км* является МГ S'Gravenvoeren – Berneau, который состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=900 *мм* и D_y=400 *мм.* КС Berneau и КС Winksele соединены распределительным газопроводом, в который поступает H-gas со стороны КС Berneau и L-gas со стороны КС Winksele.

Второй участок системы газопроводов от КС Berneau до станции смешения Warnant-Dreye (45 *км*) состоит из двух параллельных МГ Berneau – Ville/Haine D_y=900 *мм* и D_y=400 *мм* L=45 *км*. К станции смешения Warnant-Dreye подключен распределительный газопровод низкокалорийного газа от КС Winksele.


Нидерланды
Франция
Zeebrugge
Zeebrugge
Oostende
Brugge
Alveringem
Zomergem
Gent
Zelzate
Zelzate
Sint-Niklaas
Antwerp
Lillo
Lillo
Loenhout
Weelde
Herentais
Hasselt
Dendermonde
Mechelen
Opwijk
Aarschot
Leuven
St. Truiden
Genk
Winksele
Brussels
Aalst
Roeselare
Kortrijk
Mouscron
Ronse
Halle
Wavre
Tournal
Ath
Solgnies
Ville-sur-Haine
Leuze
Blaregnies
Mons
Charlerar
Namur
Warnant-Dreye
Philippeville
Sinsin
Libramont
Zeebrugge - Zomergem - Zeebrugge I
Zeebrugge - Zomergem - Zeebrugge II
Alveringem - Brugge
Zelzate - Gent
Zandvliet - Zomergem
Zandvliet - Loenhout
Berneau - Zomergen
Hilvorenbeek - Winksele I
Hilvorenbeek - Winksele II
Winksele - Blaregnies I
Winksele - Blaregnies II
Zomergem - Ville/Haine I
Zomergem - Ville/Haine II
Berneau - Ville/Haine
Ville/Haine - Blaregnies I
Ville/Haine - Blaregnies II
Warnant - Sinsin
Sinsin - Petange
- газопровод
- строящийся газопровод
00 - расстояние, км
Ø 000 - диаметр трубы, мм
Abc - ГИС
Abc - ГРС
Abc - ГРС ВД
Abc - терминал СПГ
Abc - компрессорная станция
Abc - КС и СС
Abc - СС
Abc - ТЭЦ
Abc - ПХГ
Abc - Месторождение
Abc - ГПЗ

От КС Berneau начинается МГ Berneau – Bras D_y=300 *мм* L=88,7 *км* P_y=6,6 *МПа*, который заканчивается на границе с Люксембургом (ГИС Bras). На 48 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Liège и Luxembourg.

От станции смешения Warnant-Dreve начинается МГ Warnant – Sinsin D_y=400 *мм* L=44 *км* P_y=6,6 *МПа* до КС Sinsin. На 21,5 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Liège и Namur. После КС Sinsin начинается МГ Sinsin – Petange D_y=400 *мм* L=94,5 *км* P_y=6,6 *МПа*, который заканчивается на границе с Люксембургом (ГИС Petange). На 46 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Namur и Luxembourg.

От станции смешения Warnant-Dreve до станции смешения газа Ville-Sur-Haine продолжается МГ Berneau – Ville/Haine, состоящий из трубопровода D_y=900 *мм* P_y=6,6 *МПа*. МГ Berneau – Ville/Haine заканчивается на 141,9 *км* (Ville-Sur-Haine). На 59 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Liège и Namur, а на 93 *км* границу между провинциями Namur и Hainaut. Техническая возможная производительность газопроводов Berneau – Bras и Sinsin – Petange, поставляющих высококалорийный газ через ГИС Bras и ГИС Petange в Люксембург составляет 48,0 *GWh/d* или около 4,92 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

От станции смешения Ville-Sur-Haine параллельно МГ Berneau – Ville/Haine расположен распределительный газопровод D_y=400 *мм*, который заканчивается недалеко от города Liège.

От границы с Германией (ГИС Eynatten) начинается большая система магистральных газопроводов D_y=900 *мм* с рабочим давлением P_y=8,0 *МПа* до ГИС Zeebrugge, расположенного на берегу Северного моря. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Eynatten-1 со стороны Бельгии в Германию составляет 129,5 *GWh/d* или около 11,77 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Eynatten-1 со стороны Германии в Бельгию составляет 127,8 *GWh/d* или около 11,62 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

На участке от ГИС Eynatten до КС Berneau расположен МГ Eynatten – Berneau D_y=900 *мм* L=27,5 *км* P_y=8,0 *МПа.* От КС Berneau этот МГ D_y=900 *мм* L=196,1 *км* P_y=8,0 *МПа* продолжается как газопровод Berneau – Zomergem. Zomergem является большим узловым пунктом системы газоснабжения Бельгии. В этом пункте сходятся все МГ с рабочим давлением P_y=8,0 *МПа.* От Zomergem система МГ продолжается МГ Zomergem – Zeebrugge D_y=900 *мм* L=32,7 *км* P_y=8,0 *МПа*, который заканчивается на ГИС Zeebrugge.

На 41 *км* МГ Berneau – Zomergem пересекает границу между провинциями Liège и Limburg, на 73 *км* границу между провинциями Limburg и Flemish Brabant, на 141 *км* границу между провинциями Flemish Brabant и Est Flanders. На 16 *км* МГ Zomergem – Zeebrugge пересекает границу между провинциями Est Flanders и West Flanders.

На 175 *км* недалеко от города Gent к газопроводу подключается МГ Zelzate – Gent D_y=900 *мм* L=16,1 *км* P_y=8,0 *МПа,* начинающийся от ГИС Zelzate Нидерланды. Недалеко от ГИС Zelzate установлена КС Zelzate. На 5 *км* МГ Zelzate-Gent пересекает газопровод Zandvliet – Zomergem. Техническая возможная производительность газопровода H-gas через ГИС Zelzate со стороны Нидерландов в Бельгию составляет 396,0 *GWh/d* или около 34,05 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

В Zeebrugge расположен терминал СПГ. Техническая возможная производительность терминал СПГ Zeebrugge составляет 477 *GWh/d* или около 41 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

Примечание: Актуальная техническая возможная производительность терминалов СПГ может быть определена на платформе European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG).

ГИС Zeebrugge соединена с ГИС Bacton (Великобритания) подводным МГ Interconnector D_y=1000 *мм* L=223 *км* P_y=8,0 *МПа* через Северное море. Существует техническая возможность транспортировки газа по МГ Interconnector через ГИС Zeebrugge со стороны Великобритании в Бельгию и со стороны со стороны Бельгии в Великобританию. Техническая возможная производительность газопровода INTERCONECTOR через ГИС Zeebrugge со стороны Бельгии в Великобританию составляет 803,4 *GWh/d* или около 71,09 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода INTERCONECTOR через ГИС Zeebrugge со стороны Великобритании в Бельгию составляет 651,7 *GWh/d* или около 57,67 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

К ГИС Zeebrugge подключается подводный МГ Zeepipe от платформы Sleipner W (Норвегия), расположенной в Северном море.

2.2.8.4. Газотранспортная система Болгарии

Система газоснабжения Болгарии состоит из транзитных магистральных газопроводов: Tranzit, Tranzit Turkey, Tranzit Greece, Tranzit Macedonia, Balkan Stream и внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Болгарии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным газопроводам системы газоснабжения подключаются ГРС, от которых начинаются газопроводы низкого давления газоснабжения потребителей.

Все газопроводы высокого давления Болгарии рассчитаны на проектное давление 5,4 МПа.

От границы с Румынией (ГИС Negru Voda) газ поступает в систему газоснабжения Болгарии по трём МГ: Tranzit I D_y=1000 *мм*, Tranzit II и Tranzit III D_y=1200 *мм*. Существует техническая возможность транспортировки по газопроводам Tranzit I, Tranzit II и Tranzit III через ГИС Negru Voda от Румынии к Болгарии и техническая возможность транспортировки по газопроводу Tranzit I через ГИС Negru Voda от Болгарии к Румынии.

После границы с Румынией начинается транзитный МГ Tranzit D_y=1200 *мм* L=187 *км* с лупингом D_y=1000 *мм* длиной 41,5 *км*. На 6 *км* установлена КС Kardam-2, на 91 *км* КС Provadia, а на 187 *км* КС Lozenetz, на которой заканчивается МГ Tranzit. На 49 *км* МГ Tranzit пересекает границу Добрической области и области Варна, на 110 *км* области Варна и Шуменской области, на 144 *км* Шуменской области и области Бургас, на 170 *км* области Бургас и области Сивас и на 177 *км* области Сивас и области Ямбол. На 76 км от МГ Tranzit начинается МГ Balkan Stream D_y=1200 *мм* L=474 *км*.

На 142 *км* от МГ Tranzit начинается МГ Tranzit Greece D_y=1000 *мм*.

От КС Lozenetz начинаются два параллельных транзитных магистральных газопровода Tranzit Turkey D_y=1000 *мм* L=74 *км*.

На 5 *км* МГ Tranzit Turkey пересекает границу области Ямбол и области Бургас. На 62 *км* газопровода установлена КС Strandja. От границы с Турцией, где

установлена ГИС Malkoclar до КС Strandja проложены три трубопровода, по которым газ может поступать в газотранспортную систему Болгарии. После ввода в эксплуатацию газопровода Turkey Stream систему МГ Tranzit Turkey необходимо рассматривать как реверсную систему.

Техническая возможная производительность транзитного магистрального газопровода Tranzit Turkey через ГИС Malkoclar со стороны Болгарии в Турцию составляет 437,0 *GWh/d* или около 38,2 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность транзитного магистрального газопровода Tranzit Turkey через ГИС Malkoclar со стороны Турции в Болгарию составляет 576,0 *GWh/d* или около 50,4 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

От 142 *км* МГ Tranzit начинается МГ Tranzit Greece D_y=1000/700 *мм* L=468 *км*. На 254 *км* газопровода установлена КС Ihtiman, на 319 *км* КС Dupnisa, а на 447 *км* КС Petrich. От своего начала до КС Ihtiman МГ Tranzit Greece располагается параллельно МГ South Semicircle. После КС Dupnisa газопровод меняет свой диаметр с D_y=1000 *мм* на D_y=700 *мм*.

МГ Tranzit Greece на своём протяжении пересекает границы областей Болгарии: на 2 *км* между Шуменской областью и областью Бургас, на 28 *км* между областями Бургас и Сивас, на 35 *км* между областями Сивас и Ямбол, на 80 *км* между областями Ямбол и Сливен, на 125 *км* между областями Сливен и Стара Загора, на 170 *км* между областями Стара Загора и Пловдив, на 210 *км* между областями Пловдив и Пазарджик, на 236 *км* между областью Пазарджик и Софийской областью, на 298 *км* между областью Софийской областью и Кюстендилской областью, на 370 *км* между областью Кюстендилской областью и областью Благоевград.

К МГ Tranzit Greece подключены на 272 *км* ГРС Samakov, на 375 *км* ГРС Blagoevgrad, на 395 *км* ГРС Simitli, на 432 *км* ГРС Sandanski.

МГ Tranzit Greece заканчивается на 468 *км* на границе с Грецией. На территории Болгарии установлена ГИС Kulata, на территории Греции ГИС Strimonochori.

Техническая возможная производительность МГ Tranzit Greece со стороны Болгарии в Грецию через ГИС Strimonochori составляет 117,8 *GWh/d* или около 10,3 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность МГ Tranzit Greece со стороны Греции в Болгарию через ГИС Strimonochori составляет 64,8 *GWh/d* или около 5,67 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

От КС Dupnisa начинается транзитный газопровод Tranzit Macedonia D_y=500 *мм* L=65 *км*. На 35 км к газопроводу подключена ГРС Kyustendil. МГ Tranzit Macedonia заканчивается на границе с Македонией. На территории Болгарии установлена ГИС Kyustendil, на территории Македонии установлена ГИС Zidilovo.

Техническая возможная производительность транзитного магистрального газопровода Tranzit Macedonia со стороны Болгарии в Македонию через ГИС Kyustendil и Zidilovo составляет 27,4 *GWh/d* или около 2,4 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

Внутренняя система газоснабжения Болгарии состоит из трёх магистральных газопроводов, к которым подключаются газопроводы отводы, заканчивающиеся ГРС.

От границы с Румынией (ГИС Negru Voda) начинается МГ Kardam – Vulchi dol D_y=1000 *мм* L=61,8 *км*. На газопроводе установлены КС Kardam (6 *км*) и КС Vulchi dol (61,8 *км*). К газопроводу подключаются газопроводы отводы: на 10 *км* до ГРС General Toshevo, на 37 *км* до ГРС Dobrich, на 61,8 *км* (Vulchi dol) L=34 *км* до ГРС

город Varna, к которому на 13 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Konstantinovo и ГРС Zvezdiza, на 23 *км* до ГРС Debrene, на 29 *км* до ГРС Ignatievo.

От КС Vulchi dol начинается большой МГ South Semicircle D_y=1000 *мм* L=427 *км*, который проходит параллельно МГ Tranzit до 125 *км* (КС Lozenetz) и далее параллельно МГ Tranzit Greece до 379 *км* (КС Ihtiman). К магистральному газопроводу South Semicircle подключено несколько газопроводов отводов: на 32 *км* до ГРС Provadia, на 147 *км* до ГРС Ymbol и ГРС Sliven, на 179 *км* до ГРС Nova Zagor, на 208 *км* до ГРС Stara Zagor, на 213 *км* до ГРС Dimitrovgrad и ГРС Haskovo, на 242 *км* до ГРС Chirpan, на 252 *км* до ГРС Krushevo, ГРС Parvomaj и ГРС Orizovo, на 278 *км* до ГРС Shishmantsi и ГРС Rakovski, на 281 *км* до ГРС Stryama, на 294 *км* до ГРС Brestnik, ГРС Kuklen, ГРС Ryen и ГРС Asenovgrad, на 305 *км* до ГРС Stamboliiski, на 327 *км* до ГРС Pazardjik, на 335 *км* до ГРС Belovo и ГРС September, на 369 *км* до ГРС Kostenets и на 404 *км* до ГРС Elin Pelin.

МГ South Semicircle на своём протяжении пересекает границы областей Болгарии: на 47 *км* между областью Варна и Шуменской областью, на 72 *км* между Шуменской областью и областью Бургас, на 98 *км* между областями Бургас и Сивас, на 105 *км* между областями Сивас и Ямбол, на 150 *км* между областями Ямбол и Сливен, на 191 *км* между областями Сливен и Стара Загора, на 264 *км* между областями Стара Загора и Пловдив, на 313 *км* между областями Пловдив и Пазарджик, на 361 *км* между областью Пазарджик и Софийской областью.

На 379 *км* МГ South Semicircle подключается к КС Ihtiman.

МГ South Semicircle заканчивается на 427 *км*, соединяясь с 358 *км* МГ North Semicircle.

От КС Vulchi dol также начинается второй большой МГ North Semicircle D_y=700 *мм* L=428 *км*, который заканчивается ГРС Pernik. На 156 *км* газопровода установлена КС Polski Senovotz. С 19 км по 249 км МГ North Semicircle располагается параллельно с МГ Balkan Stream D_y=1200 *мм*.

МГ North Semicircle на своём протяжении пересекает границы областей Болгарии: на 19 *км* между областью Варна и Шуменской областью, на 59 *км* между Шуменской областью и областью Тырговиште, на 68 *км* между областями Тырговиште и Разград, на 83 *км* между областями Разград и Тырговиште, на 126 *км* между областями Тырговиште и Велико-Тырново, на 193 *км* между областями Велико-Тырново и Плевен, на 198 *км* между областями Плевен и Ловеч, на 290 *км* между областью Ловеч и Софийской областью, на 360 *км* между Софийской областью и областью города София, на 400 *км* между областью города София и областью Перник.

К магистральному газопроводу North Semicircle подключено несколько газопроводов отводов: на 26 *км* до ГРС Novi pazar, на 48 *км* до ГРС Shumen, на 78 *км* до ГРС Razgrad, ГРС Isperich, ГРС Amilun, ГРС Razgrad-2, ГРС Kubrat и ГРС Loznitsa, на 88 *км* до ГРС Turgoviste, на 107 *км* до ГРС Popovo, на 128 *км* L=60 *км* до ГРС Russe, на 40 *км*, которого подключена ГРС Ivanovo, на 152 *км* до ГРС Biala, на 158 *км* до ГРС Ivancha, на 180 *км* до ГРС Pavlikeni, на 187 *км* до ГРС Butovo и ГРС Gradishte, на 198 *км* до ГРС Levski, на 202 *км* до ГРС Letniza, на 226 *км* L=70 *км* до ГРС Sevlievo (40 км) и ГРС Gabrovo, на 10 *км*, которого подключена ГРС Lovech, на 238 *км* L=20 *км* до ГРС Pleven, на 278 *км* до ГРС Lukovit и ГРС Zlatna Panega.

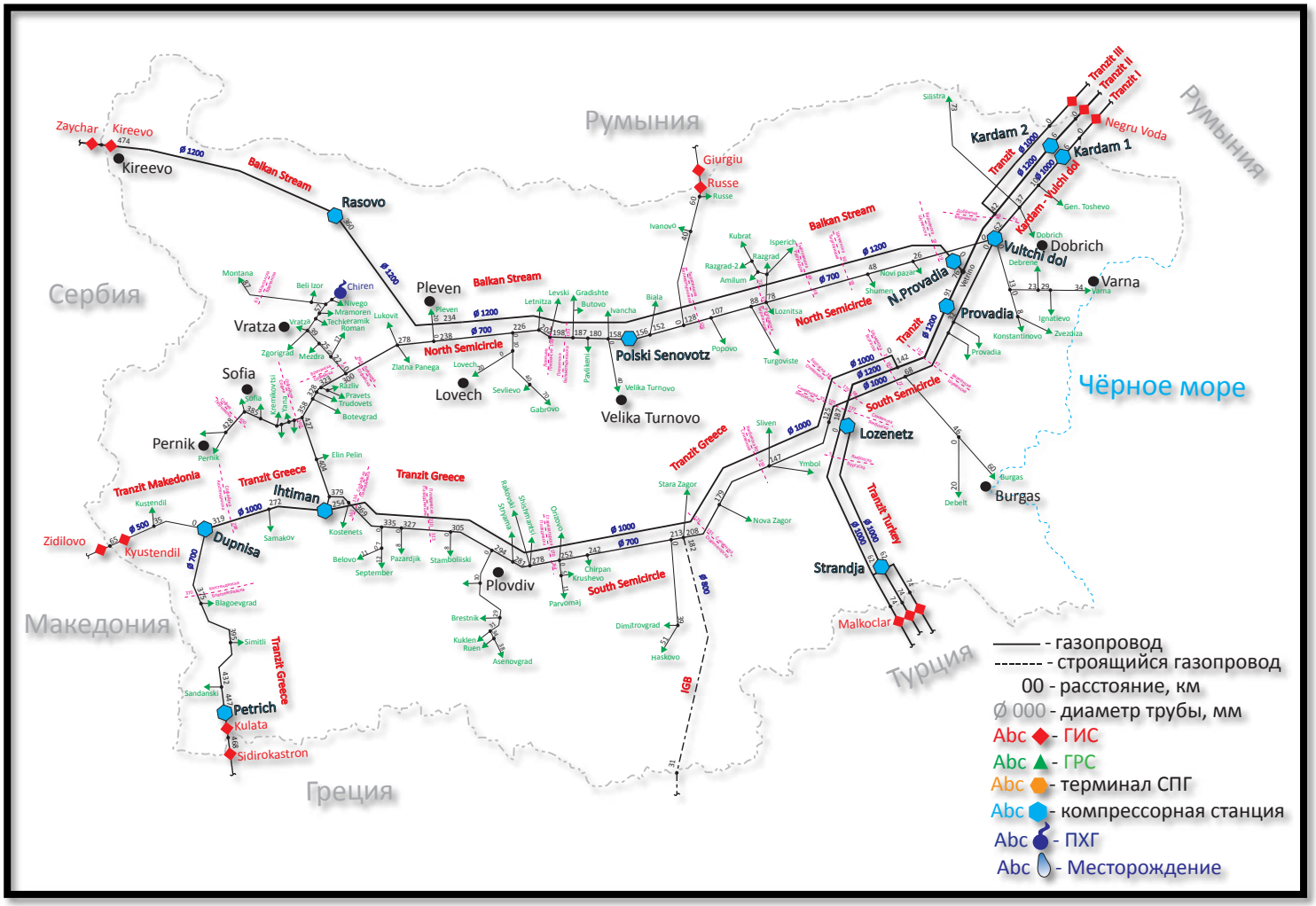


Рис. № 2.2.72 Потоковая схема газопроводов Болгарии

Газопровод отвод от 128 км МГ North Semicircle после ГРС Russe продолжается на территории Румынии. На Болгарской стороне установлена ГИС Russe, на румынской - ГИС Giurgiu. Техническая возможная производительность газопровода со стороны Болгарии в Румынию через ГИС Russe и Giurgiu составляет 26,5 *GWh/d* или около 2,3 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода со стороны Румынии в Болгарию через ГИС Giurgiu и Russe составляет 27,0 *GWh/d* или около 2,36 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

На 300 *км* от газопровода начинается большой газопровод отвод L=87 *км* до ГРС Montana. К этому газопроводу отводу подключены ГРС Roman, ГРС Mezdra, ГРС Zgorigrad, ГРС Vratza, ГРС Techkeramik, ГРС Mramoren, ГРС Nivego. На 57 *км* к этому газопроводу отводу подключается ПХГ Chiren.

МГ North Semicircle на 358 *км* соединяется с МГ South Semicircle (427 *км*). От этого места МГ North Semicircle продолжается до ГРС Sofia (385 *км*) и заканчивается на ГРС Pernik (428 *км*).

От 76 *км* МГ Tranzit начинается МГ Balkan Stream D_y=1200 *мм* L=474 *км*. Сразу после начала на газопроводе установлена КС Nova Provadia. Далее МГ Balkan Stream пересекает МГ South Semicircle и с 18 км по 249 км располагается с ним параллельно. На 249 км недалеко от города Pleven газопровод поворачивает. На 360 км установлена КС Rasovo. МГ Balkan Stream заканчивается на 474 км на границе с Сербией. На территории Болгарии установлена ГИС Kireevo, а на стороне Сербии ГИС Zaychar.

Техническая возможная производительность газопровода со стороны Болгарии в Сербию через ГИС Kireevo и Zaychar составляет 398,13 *GWh/d* или около 34,8 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода со стороны Сербии в Болгарию через ГИС Zaychar и Kireevo составляет 335,26 *GWh/d* или около 29,3 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

2.2.8.5. Система газоснабжения Боснии и Герцеговины

Вся поставка газа в систему газоснабжения Боснии и Герцеговины осуществляются по единственному газопроводу Batajnica – Loznica – Zvornik из Сербии через ГИС Zvornik.

Система газоснабжения Боснии и Герцеговины подразделяется на:

- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К распределительным газопроводам подключены через газопроводы отводы ГРС, от которых газ поступает в систему газоснабжения потребителей.

Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Боснии и Герцеговины работают при рабочем давлении P_y=5,5 *МПа*.

Распределительный газопровод D_y=400 *мм* L=95 *км* Zvornik – Saraevo начинается на границе с Сербией (ГИС Zvornik). Техническая возможная производительность РГ Zvornik – Saraevo через ГИС Zvornik составляет 18,0 *GWh/d* или около 1,85 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

На 5 *км* РГ Zvornik – Saraevo подключена ГРС Zvornik и ГРС Mali Zvornik, находящаяся на территории Сербии, на 6 *км* подключен газопровод отвод L=46 *км* до ГРС Bijeljina, на 24 *км* подключен газопровод отвод L=22 *км* до ГРС Birac, на 36 *км* подключена ГРС Kladanj, на 95 *км* подключена ГРС Saraevo.

На 30 *км* газопровод пересекает границу между энтитетами (entity) Republuka Srpska и Federacij Bosne i Hercogovine.

РГ Zvornik – Saraevo заканчивается на 95 *км* недалеко от города Saraevo.

От 95 *км* РГ Zvornik – Saraevo начинается газопровод отвод до ГРС Travnik, к которому на 7 *км* подключена ГРС Ilijas, на 16 *км* ГРС Visoko, на 33 *км* ГРС Kakanj, на 55 *км* ГРС Zenica и на 78 *км* ГРС Travnik.

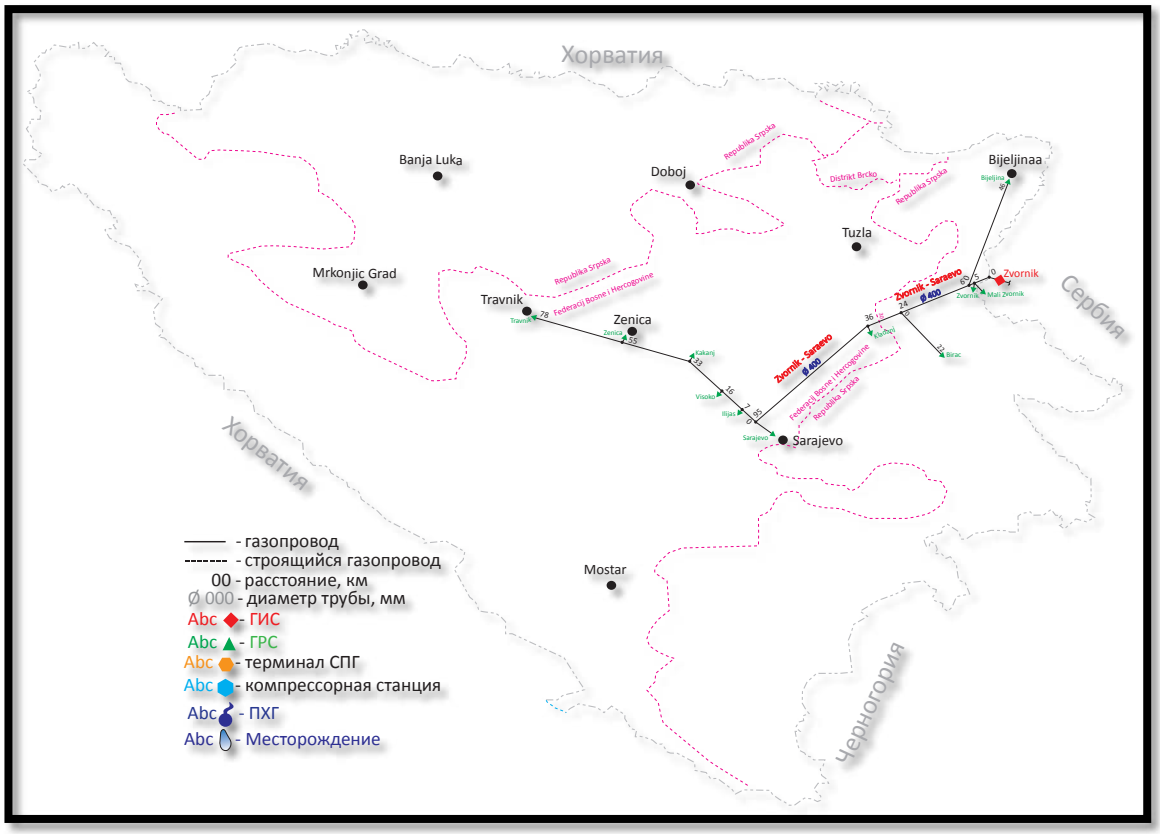


Рис. № 2.2.73 Потоковая схема газопроводов Боснии и Герцеговины

2.2.8.6. Система газоснабжения Великобритании

Система газоснабжения Великобритании состоит из морских и наземных газопроводов.

Наземная часть система газоснабжения Великобритании состоит из:

- национальной газотранспортной системы (National Transmission System (NTS));
- региональных систем газоснабжения (Local Transmission System (LTS));

Морские газопроводы расположены в:

- Северном море;
- Ирландском море.

Национальная газотранспортная система включает в себя магистральные газопроводы, работающие при давлении газа до 8,5 *МПа*, газовые терминалы, компрессорные станции. Пункты редуцирования газа (газораспределительные станции (ГРС)), обеспечивающие снижения давления газа для подачи его в региональные системы газоснабжения, а также газоизмерительные станции (ГИС) относятся к национальной передающей системе (National Transmission System Offtake).

Региональные системы газоснабжения обеспечивают транспорт газа до потребителей по системам газоснабжения с низким давлением (от 0,7 до 2,5 *МПа*).

Наземная часть национальной газотранспортной системы имеет 11 точек входа газа: на севере страны в Шотландии от месторождений Северного моря (ГИС St. Fergus), в центре от месторождений Северного моря (ГИС Tesside, ГИС Easington, ГИС Theddlethorp), на юге от месторождений Северного моря и транзитных газопроводов из Европы (ГИС Bacton), от месторождений в Ирландском море на западе (ГИС Barrow) и (ГИС Barton Point), на юге от месторождений в Ирландском море (ГИС Milford Haven), а также в терминалах сжиженного природного газа (СПГ) Tesside, Isle of Grain, South Hook, Dragon.

Из национальной газотранспортной системы газ направляется в Европу по морскому газопроводу INTERCONECTOR через ГИС Bacton, в Ирландию по морским газопроводам INTERCONECTOR-I, INTERCONECTOR-II и по морскому газопроводу SNIP через ГИС Twynholm в Северную Ирландию.

Национальная ГТС делится по географическому принципу на части:

- Scotland;
- Nord;
- Nord West;
- Nord East;
- Nord Thames;
- West Midlands;
- East Midlands;
- Eastern;
- South;
- South West;
- South East;
- Wales:
  - East Wales;
  - West Wales;
  - South Wales.

Региональные системы газоснабжения Великобритании соответствуют территориальному расположению населённых пунктов, в которых установлены газораспределительные станции (ГРС), после которых они начинаются. ГРС подключены к магистральным газопроводам (МГ), распределительным газопроводам или газопроводам отводам.

Национальная ГТС Великобритании (NTS) на севере, начинается на ГИС и КС St. Fergus, расположенных в Шотландии на берегу Северного моря, системой газопроводов St. Fergus – Cornforth и МГ Aberdeen – Towton. Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС St. Fergus составляет 705,8 *GWh/d* или около 64,16 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Система газопроводов St. Fergus – Cornforth состоит из нескольких последовательных участков различной конфигурации. Участок от КС St. Fergus до КС Aberdeen состоит из пяти МГ: одного МГ D_y=1200 *мм* L=70 *км*, одного МГ D_y=1000 *мм* L=78 *км* и трёх МГ D_y=900 *мм* L=62 *км*, L=62 *км* и L=66 *км*. На 15 *км* системы подключена ГРС Kinknockie. К КС Aberdeen подключена ГРС Aberdeen.

От КС Aberdeen до КС Bathgate система газопроводов состоит из трёх газопроводов: МГ D_y=900 *мм* протяженностью до 284 *км*, 272 *км* и 273 *км*. На 124 *км* подключена ГРС Careston, на 219 *км* ГРС Balgray и на 224 *км* ГРС Drum.

На КС Bathgate газопроводом отводом D_y=600 *мм* L=18 *км* к системе газопроводов подключено ПХГ СПГ Glenmavis. От этой же КС начинается большой РГ Bathgate-Saltwick D_y=600 *мм* L=190 *км*. К этому РГ на 6 *км* подключена ГРС Armadale, на 22 *км* ГРС Broxbum, на 73 *км* ГРС Soutra, на 104 *км* ГРС Hame, на 119 *км* ГРС Coldstream, на 134 *км* ГРС Humbleton и на 190 *км* ГРС Saltwick. На 118 *км* этого газопровода находится граница между участками национальной ГТС Scotland и ГТС Nord. Примерно на 120 км РГ Bathgate – Saltwick пересекает МГ Aberdeen – Towton.

От КС Bathgate (273 *км*) до КС Cornforth (543 *км*) и КС Nether Kellet (522 *км*) система газопроводов St. Fergus – Cornforth состоит из двух МГ D_y=900 *мм*. На 348 *км* к МГ системы газопроводов подключена ГРС Nether Howcleugh, на 397 *км* ГРС Lockerbie, 428 и 405 *км* ГРС Longtowm, на 425 *км* ГРС Wetherol, на 493 *км* ГРС Keld и на 507 и 528 *км* ГРС Lupton. От КС Moffat и ГИС Moffat (358 и 381 км) начинаются МГ протяжённостью 82 *км* (Brigouse Bay) к которым подключаются подводные МГ Interconnector-1 D_y=600 *мм* и Interconnector-2 D_y=750 *мм* по которым поставляется газ на территорию Ирландии. Техническая возможная производительность газопроводов Interconnector-1 и Interconnector-2 на выходе от ГИС Moffat составляет 386,9 *GWh/d* или около 35,18 *млн м³/сут.* (ENTSOG 2021).

На 72 *км* этих газопроводов установлена ГИС Twynholm, от которой начинается газопровод Twynholm – North Cain D_y=600 *мм* L=90 *км* до населённого пункта North Cain, расположенного на берегу Ирландского моря. От этого газопровода начинается подводный газопровод SNIP подающий газ на территорию Северной Ирландии. Техническая возможная производительность газопровода на выходе от ГИС Twynholm составляла 89 *GWh/d* или около 8,43 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2014).

На 426 и 403 *км* МГ St. Fergus-Cornforth проходит граница между ГТС Scotland и ГТС North.

К узловой точке Longtowm (428 и 405 *км*) системы газопроводов St. Fergus-Cornforth подключается МГ (межсистемная перемычка) Bishop Auckland-Longtowm D_y=900 *мм* L=106 *км,* начинающийся от КС Bishop Auckland, на 29 *км* которого подключена ГРС Town Law.

На 512 и 490 *км* МГ St. Fergus – Cornforth проходит граница между North и North West.

К узловой точке Lupton (507 и 528 *км*) подключается газопровод D_y=1000 *мм* L=51 *км* от населённого пункта Barrow, расположенного на берегу Ирландского моря, к которому подключается газопровод от морских месторождений.

Система газопроводов St. Fergus-Cornforth заканчивается на 543 *км,* где на МГ D_y=1000 *мм* установлена КС Carnforth и на 522 *км,* где на МГ D_y=900 *мм* установлена КС Nether Kellet. Между компрессорными станциями существует технологическая перемычка.

Система газопроводов Cornforth – Alrewas начинается на КС Cornforth и КС Nether Kellet. От КС Cornforth начинаются два МГ D_y=1000 *мм* L=99 *км* до КС Warrington и далее до населённого пункта Warburton (105 км).

От КС Nether Kellet начинается РГ Nether Kellet – Blackrood D_y=900 *мм* L=80 *км* к которому на 59 *км* подключена ГРС Samlesburg, а на 80 *км* ГРС Blackrood. К КС Nether Kellet подключается МГ Easington – Nether Kellet D_y=1200 *мм* L=243 *км*. К КС Warrington подключена ГРС Warrington.

На 105 *км* (Warburton) к системе газопроводов Cornforth – Alrewas подключается ГРС Warburton, газопровод отвод D_y=900 *мм* L=3 *км* до ГРС Partngton и МГ перемычка D_y=900 *мм* L=34 *км* от 32 *км* МГ Burton Point – Audley. Так же к этому узлу системы газопроводов подключаются четыре ПХГ Hole House Farm, Hill Tor Farm, Holford и Stublach.

От Warburton (105 *км*) до населённого пункта Audley система состоит из двух параллельных газопроводов D_y=900 *мм* до 145 *км* и D_y=1200 *мм* до 154 *км* (Audley). На 127 *км* МГ D_y=900 *мм* подключена ГРС Holmes Chapel. Практически в самом населённом пункте Audley на 145 *км* МГ D_y=900 *мм* и 154 *км* МГ D_y=1200 *мм* системы газопроводов Cornforth – Alrewas проходит граница между ГТС North West и ГТС West Midlands.

К системе газопроводов Cornforth – Alrewas в районе населённого пункта Audley (154 *км* МГ D_y=1200 *мм*) газопроводом D_y=900 *мм* L=50 *км* подключается газопровод Burton Point-Audley к которому подходит морской газопровод от месторождения в Ирландском море. Этот газопровод состоит из участков газопроводов различной конфигурации. На 32 *км* от МГ начинается газопровод перемычка с 105 *км* (Warburton) системы газопроводов Cornforth – Alrewas. В самом Audley на 50 *км* МГ Burton Point – Audley проходит граница между ГТС North West и ГТС West Midlands.

От Audley начинается газопровод отвод D_y=450 *мм* L=58 *км* к населённому пункту Moelot, находящемуся на территории Уэльса. На 27 *км* этого газопровода отвода подключена ГРС Malpas, на 32 *км* ГРС Shocklach, на 58 *км* ГРС Moelot. В самом населённом пункте Audley на 0 *км* газопровода отвода проходит граница между ГТС West Midlands и ГТС North West, а на 52 *км* граница между ГТС North West и ГТС Wales North. На 32 км (Shocklach) от газопровода отвода начинается другой газопровод отвод D_y=450 *мм* L=39 *км*, к которому на 15 *км* подключена ГРС Eccleston, на 25 *км* ГРС Mickle Trafforol и на 39 *км* ГРС Weston Point.

Последний участок системы газопроводов Cornforth – Alrewas от Audley (154 и 145 *км*) до КС Alrewas состоит из двух параллельных магистральных газопроводов D_y=1000 *мм* (до 221 *км*) и D_y=900 *мм* (до 212 *км*). Здесь же перед КС Alrewas на 221 и 212 *км* проходит граница между ГТС West Midlands и ГТС East Midlands, где и заканчивается система газопроводов Cornforth – Alrewas.

От КС Alrewas начинаются два МГ Alrewas – Peterborough и система газопроводов Alrewas – Wormigton.

К МГ Alrewas – Peterborough D_y=900 *мм* L=114,5 *км* на 51 км подключена ГРС Blady, на 68 *км* ГРС Langton. На 103 *км* газопровода проходит граница между ГТС East Midlands и ГТС Eastern.

Система газопроводов Alrewas – Wormigton начинается участком от КС Alrewas до КС Churchover состоящим из одного МГ D_y=900 *мм* L=51 *км*. На 17 *км* к МГ подключены ГРС Austrey и газопровод отвод D_y=350 *мм* L=17 *км* до ГРС Shustoke. К КС Churchover (51 *км*) подключена ГРС Churchover. От КС Churchover (51 *км*) до КС Wormigton проходят три МГ D_y=600 *мм* до 116 *км* с лупингом от 105 *км* до 116 *км*, D_y=600 *мм* до 121 *км* и D_y=900 *мм* до 102 *км*. На 58 *км* МГ D_y=600 *мм* подключена ГРС Rugby, на 74 *км* ГРС Leamington, на 94 *км* ГРС Statford Upon Avon, на 112 *км* ГРС Evesham. На 76 *км* МГ D_y=900 *мм* подключена ГРС Newbold Pacey. Перед КС Wormigton на 112 *км* МГ D_y=600 *мм*, 116 км МГ D_y=600 *мм* и 102 *км* МГ D_y=900 *мм* проходит граница между ГТС West Midlands и ГТС South West. К КС Churchover подключается МГ Peterborough – Churchover D_y=900 *мм* L=71 *км*, к которому на 31 *км* подключена ГРС Caldecott, на 47 *км* ГРС Market Harborough.

На КС Wormigton система газопроводов Alrewas – Wormigton заканчивается.

От населённого пункта Milford Haven до КС Wormigton располагается МГ Milford Haven – Wormigton. К МГ подключены два терминала СПГ South Hook и Dragon расположенные на берегу Ирландского моря недалеко от населённого пункта Milford Haven. Техническая возможная производительность газопровода на входе от терминалов СПГ South Hook и Dragon составляет 916,8 *GWh/d* или около 83,35 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021). Участок МГ Milford Haven – Wormigton от Milford Haven (0 км) до населённого пункта Dyffryn Clydach (128 км) состоит из одного газопровода D_y=900 *мм*. Участок от 128 км (Dyffryn Clydach) состоит из двух параллельных газопроводов D_y=600 *мм* до 283 км, D_y=1200 *мм* L=186 км. На 128 км к МГ подключена ГРС Dyffryn Clydach, на 170 км ГРС Dowlais, на 187 км ГРС Gilwern, на 213 км ГРС Leanvetherince, на 225 км ГРС Ross, на 269 км ГРС Fiddington. На 221 км установлена КС Peterstow. Между 221 км и 187 км МГ D_y=600 *мм* (Gilwern – Peterstow) проложен лупинг D_y=600/900 *мм* L=27 км. На 213 км системы газопроводов Milford Haven – Wormigton находится граница между участками ГТС Wales South и ГТС South West.

От КС Wormigton начинается МГ Wormigton – Iicherster участком с двумя параллельными газопроводами D_y=600 *мм* L=38 *км* и D_y=900 *мм* L=42 *км*. После 42 *км* (Cirencester) МГ D_y=900 *мм* меняет свой диаметр на D_y=600 *мм*. От 55 *км* (Easton Grey) до 80 *км* (Pucklechurch) МГ состоит из одного трубопровода D_y=600 *мм*, а далее до 140 *км* (Iicherster) D_y=450 *мм*. В населённом пункте Iicherster МГ Wormigton – Iicherster соединяется с МГ Lockerley – Iicherster. На 38 *км* МГ D_y=600 *мм* и на 42 *км* МГ D_y=900 *мм* подключен газопровод отвод D_y=450 *мм* L=9 км до ГРС Cirencester, на 55 *км* МГ D_y=600 *мм* и на 59 *км* МГ D_y=900 *мм* подключена ГРС Easton Grey, на 79 *км* ГРС Littleton Drew, на 80 *км* ГРС Pucklechurch и газопровод отвод D_y=450 *мм* L=28 *км* до ГРС Seabank, к которому на 26 *км* подключено ПХСПГ Avomouth. МГ Wormigton – Iicherster заканчивается на 140 *км*, где к нему подключена ГРС МГ Iicherster.

В населённом пункте Iicherster начинается РГ Iicherster – Lyneham, состоящий из участков двух параллельных газопроводов D_y=600 *мм* и D_y=500 *мм* L=108 *км*. Последний участок до 141 *км* состоит из одного трубопровода D_y=600 *мм*. К РГ на 15 *км* подключена ГРС Barnigton, на 51 *км* ГРС Aylesbeare, на 76 *км* ГРС Kenn, на 108 *км* ГРС Chodkford и на 141 *км* ГРС Lyneham.

От КС Aberdeen начинается МГ Aberdeen – Towton D_y=1000 *мм* L=393 *км*. На протяжении 50 *км* (Lochside) от КС Aberdeen параллельно ему проходит МГ D_y=1200 *мм* (лупинг).

На 128 *км* МГ Aberdeen – Towton находится граница между участками ГТС Scotland и ГТС Nord. На 145 *км* установлена КС Wooler. На 288 *км* (КС Bishop Auckland) от МГ начинается МГ Bishop Auckland – Longtown - межсистемная перемычка с системой газопроводов St. Fergus – Carnforth D_y=900 *мм* L=106 *км*, на 29 *км* которого подключена ГРС Town Law. К КС Bishop Auckland подключена ГРС Bishop Auckland.

От КС Bishop Auckland до населённого пункта Towton на протяжении 87 *км* параллельно МГ Aberdeen – Towton проходит РГ Bishop Auckland – Towton D_y=750 *мм*.

К МГ Aberdeen – Towton на 310 *км* (Elton) газопроводом D_y=1000 *мм* L=16 *км* подключена ГИС и терминал СПГ Teesside. Техническая возможная производительность газопровода на выходе от терминала СПГ Teesside составляет 444,6 *GWh/d* или около 40,42 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017). На 5 *км* этого газопровода

начинается газопровод D_y=1000 *мм* L=34 *км* до КС Bishop Auckland. Здесь же подключена ГРС Cowpen Bewley.

К ГИС Teesside подключается подводный морской газопровод CATS от месторождений в Северном море.

МГ Aberdeen – Towton на 310 км (Elton) и РГ Bishop Auckland – Towton на 18 км (Little Burdon) соединены перемычкой D_y=600 *мм* L=6 *км*.

На 350 *км* МГ Aberdeen – Towton и на 56 км РГ Bishop Auckland – Towton проходит граница между участками ГТС Nord и ГТС Nord East.

На 310 *км* МГ Aberdeen – Towton подключена ГРС Elton, на 350 *км* ГРС Baldersby, на 393 *км* ГРС Towton.

На 18 *км* газопровода Bishop Auckland – Towton подключена ГРС Little Burdon, на 42 *км* ГРС Thrintofl, на 81 *км* ГРС Burley Bank, на 87 *км* ГРС Pannal.

От ГИС Easington, расположенном на берегу Северного моря, начинается МГ Easington – Nether Kellet D_y=1200 *мм* L=243 *км,* объединяющий системы газопроводов St. Fergus – Cornfort и Berdeen – Towton. К ГИС Easington подходит газопровод LANGELED от морских месторождений норвежского участка Северного моря. Техническая возможная производительность газопровода на входе в ГИС Easington от газопровода LANGELED составляет 793,3 *GWh/d* или около 72,12 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021). К ГИС Easington так же подключается целый ряд подводных газопроводов от месторождений в Северном море, в том числе от ПХГ Rough.

На 32 *км* (Ganstead) от газопровода начинается РГ Ganstead – Elton D_y=750 *мм* L=132 *км*, к которому на 16 *км* (Beeford) подключено ПХГ Aldbrough и далее ПХГ Hornsea, на 69 *км* ГРС Pickening и на 132 *км* ГРС Elton. На 99 *км* РГ Ganstead – Elton находится граница между участками ГТС Nord и ГТС Nord East.

От 32 *км* (Ganstead) до 85 *км* (Assebly) МГ Easington – Nether Kellet состоит из одного трубопровода D_y=1200 *мм*. В районе 85 *км* (Assebly) к системе подключается ПХГ Hotfeld Moor.

На протяжении от 85 *км* (Assebly) до 150 *км* (Pannal) у газопровода Easington-Nether Kellet существует лупинг D_y=900 *мм*, к которому на 118 км (Towton) подключается МГ Aberdeen-Towton, а на 143 *км* (Pannal) РГ Bishop Auckland – Towton.

К МГ Easington – Nether Kellet на 32 *км* подключена ГРС Ganstead, на 85 *км* ГРС Assebly, на 150 *км* ГРС Pannal.

На 152 *км* МГ Easington – Nether Kellet находится граница между участками ГТС Nord West и ГТС Nord East.

На 85 *км* к МГ Easington – Nether Kellet подключается МГ Hatton-Assebly.

МГ Easington – Nether Kellet заканчивается на 243 *км* на КС Nether Kellet.

От ГИС Easington (0 *км*) и МГ Easington – Nether Kellet Ganstead (32 *км*) начинается система газопроводов Easington – Lockerley L=359 *км*.

От ГИС Easington (0 *км*) до населённого пункта Paull расположены четыре параллельных газопровода. Два из них D_y=900 *мм* L=24 *км*, один D_y=900 *мм* L=24 *км* и один газопровод D_y=1200 *мм* L=26 *км*.

От 32 *км* (Ganstead) МГ Easington – Nether Kellet начинается участок газопровода D_y=1200 *мм* L=14 *км* до населённого пункта Paull.

От населённого пункта Paull, где происходит соединение газопроводов двух первых участков, до КС Hatton система газопроводов Easington – Lockerley продолжается двумя параллельными газопроводами D_y=1200 *мм* (до 81 *км*) и D_y=1000 *мм* (до 73 *км*). От 18 *км* до 73 *км* (Hatton) к газопроводу подключается лупинг D_y=1000 *мм*. К 14 *км* (Paull) МГ Easington – Lockerley подключается газопровод отвод L=31 *км* до ГРС Goxhill (18 *км*) и ГРС Thorntcn Curtis (31 *км*).

На 19 *км* МГ Easington – Lockerley газопровода отвода проходит граница между участками ГТС Nord East и ГТС East Midlands.

От КС Hatton (81 и 73 *км*) начинается МГ Hatton – Assebly D_y=900 *мм* L=78 *км*, к которому на 32 *км* подключена ГРС Blyborough, на 75 *км* ГРС Rawcliffe. На 46 *км* к этому газопроводу подключается КС Scunthorpe, а на 58 *км* находится граница между участками ГТС Nord East и ГТС East Midlands.

К КС Hatton подключаются два параллельных газопровода D_y=900 *мм* L=34 *км* и D_y=750 *мм* L=36 *км* от ГИС Theddlethorpe, к которой подключается подводный газопровод LOGGS и другие газопроводы от месторождений Северного моря.

От КС Hatton начинаются участок Hatton – Peterborough системы газопроводов Easington – Lockerley, состоящий из двух параллельных МГ D_y=1200 *мм* L=84 *км* (до 165 *км*) и D_y=1000 *мм* L=83 *км* (до 156 *км*). На 126 *км* МГ D_y=1200 *мм* и 108 *км* МГ D_y=1000 *мм* подключена ГРС Silk Willoughby, а на 155 и 146 *км* находится граница между участками ГТС East Midlands и ГТС Eastern.

От КС Hatton начинается РГ Hatton – Wesbech D_y=900 *мм* L=80 *км*, который заканчивается на КС Wesbech. На 17 *км* этого газопровода подключена ГРС Kirkstead, на 46 *км* ГРС Gosberton, на 71 *км* ГРС Sutton Bridge, на 77 *км* подключена ГРС Tydd St. Giles и начинается МГ Tydd St. Giles – Huntingdon D_y=900 *мм* L=64 *км*.

КС Peterborough является узловой в ГТС Великобритании. Здесь сходятся несколько МГ. От ГИС Bacton к КС Peterborough подключается МГ Bacton – Peterborough, состоящий из трёх участков. От ГИС Bacton начинаются три параллельно проходящих МГ D_y=900 *мм* L=65 *км*, D_y=900 *мм* L=68 *км* и D_y=1200 *мм* L=65 *км* до КС Kings Lynn. На 41 *км* МГ D_y=900 *мм* подключена ГРС Brisley. Второй участок от КС КС Kings Lynn до КС Wesbech так же состоит из трёх МГ D_y=900 *мм* до 92 *км*, D_y=900 *мм* до 96 *км* и D_y=1200 *мм* до 98 *км*. На 75 *км* МГ D_y=900 *мм* подключена ГРС West Winch. Последний участок от КС Wesbech до КС Peterborough состоит из двух параллельных МГ D_y=900 *мм* до 131 *км*, D_y=900 *мм* до 128 *км*. На 119 *км* подключена ГРС Eye.

ГИС Bacton является крупным узлом (терминалом), к которому подходят морские подводные МГ из континентальной Европы INTERCONECTOR и BBL, подводный МГ SEAL и другие газопроводы от месторождений в Северном море. МГ BBL (Balgzand Bacton Line) D_y=900 *мм* L=235 *км* соединяет Bacton с Balgzand (Нидерланды). Техническая возможная производительность газопровода на входе в ГИС Bacton по газопроводу BBL составляла 494 *GWh/d* или около 44,9 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017). МГ INTERCONNECTOR D_y=1000 *мм* L=223 км соединяет Bacton с ГИС Zeebruge (Бельгия) и является реверсивным газопроводом. Техническая возможная производительность газопровода на входе в ГИС Bacton по газопроводу INTERCONNECTOR при подаче газа из Европы составляет 803,4 *GWh/d* или около 73,04 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода на выходе из ГИС Bacton по газопроводу INTERCONNECTOR при подаче газа в Европу составляет 651,7 *GWh/d* или около 59,24 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

КС Peterborough и КС Churchover соединяет МГ Peterborough – Churchover D_y=900 *мм* L=71 *км*, к которому на 31 *км* подключена ГРС Coldecott и на 47 км ГРС Market Harborough. На 12 *км* газопровода проходит граница между участками ГТС Eastern и ГТС East Midlands, а на 71 *км* проходит граница между участками ГТС East Midlands и ГТС West Midlands.

КС Peterborough и КС Alrewas соединяет МГ Alrewas – Peterborough D_y=900 *мм* L=114,5 *км*, к которому на 51 *км* подключена ГРС Blady и на 68 км ГРС Langton. На 103 *км* газопровода проходит граница между участками ГТС East Midlands и ГТС Eastern.

От КС Peterborough продолжается система газопроводов Easington – Lockerley участком Peterborough – Huntingdon состоящим из двух параллельных МГ D_y=1000 *мм* (до 202 *км*) и D_y=900 *мм* (до 209 *км*). Между КС Huntingdon и КС Cambridge существует перемычка D_y=900 *мм* L=56 *км*.

Участок от КС Huntingdon до населённого пункта Steppingley состоит из трёх параллельных МГ D_y=900 *мм* (до 250 *км*), D_y=900 *мм* (до 247 *км*), D_y=900 *мм* (до 245 *км*). От 229 до 250 *км* к МГ подключен лупинг D_y=900 *мм*. Между населённым пунктом Steppingley система газопроводов Easington – Lockerley и МГ Bacton – Peter Green находится газопровод перемычка D_y=900 *мм* L=24 *км*.

Следующий участок от населённого пункта Steppingley продолжается из двух параллельных МГ D_y=900 *мм* (до 347 *км*), D_y=900 *мм* (до 350 *км*). На 263 и 261 *км* газопроводов проходит граница между ГТС Eastern и ГТС South. На 279 *км* подключена ГРС Hardwick и на 322 *км* ГРС Nuffield. На 325 км подключен газопровод отвод D_y=750 *мм* L=32 *км* до ГРС Winkfield на 17 *км* которого проходит граница между ГТС South и ГТС North Thames. К этому газопроводу подключается ПХГ Humbly Grove.

На 287 и 290 *км* системы газопроводов Easington – Lockerley установлена КС Aylesbury.

Последний участок системы газопроводов Easington – Lockerley до КС Lockerley (440 *км*) состоит из одного газопровода D_y=900 *мм*, на 415 *км* которого подключается лупинг D_y=900 *мм* L=31 *км*. На 434 *км* подключена ГРС Brashfield. От КС Lockerley начинается МГ Lockerley – Iichester D_y=600 *мм* L=97 *км*, на 67 *км* которого подключена ГРС Mappowder, на 97 ГРС Iichester, а на 88 *км* газопровода проходит граница между ГТС South и ГТС South West.

От терминала ГИС Bacton начинается ещё два газопровода МГ Bacton–Whitwell и МГ Bacton – Tatsfield.

МГ Bacton – Whitwell D_y=900 *мм* L=172 *км*. На 131 *км* установлена КС Cambridge к которой подключен газопровод перемычка D_y=900 *мм* L=56 *км* с КС Huntingdon. На 63 *км* газопровода подключена ГРС Roudham Heath, на 117 *км* ГРС Great Wilbraham, 144 *км* ГРС Royston, на 172 *км* ГРС Whitwell. От населённого пункта Whitwell до населённого пункта Peters Green проложен газопровод отвод L=6 *км*. На этом газопроводе на 6 *км* находится граница между ГТС Estern и ГТС North Thames. Между населённым пунктом Steppingley системы газопроводов Easington – Lockerley и населённым пунктом Whitwell МГ Bacton – Whitwell находится МГ перемычка D_y=900 *мм* L=24 *км*.

Система газопроводов Bacton – Tatsfield L=205 *км*, состоящая из нескольких участков различной конфигурации, начинается от ГИС Bacton МГ D_y=900 *мм* L=151 *км* до населённого пункта Horndon. На 35 *км* газопровода установлена КС Diss, на 125 *км* КС Chelmsford к которой подключается МГ Huntingdon – Chelmsford L=132 *км*, состоящий из четырёх участков. Первый участок между КС Huntingdon и КС Cambridge состоит их одного трубопровода D_y=900 *мм* L=56 *км*. Второй участок от КС Cambridge до населённого пункта Stapleford (112 *км*) состоит из одного трубопровода D_y=900 *мм* и лупинга, начинающегося от 56 *км* D_y=1200 *мм* L=46 *км*. Третий участок от Stapleford (112 *км*) до КС Chelmsford (132 *км*) состоит из одного трубопровода D_y=600 *мм*. На 97 *км* МГ Huntingdon – Chelmsford установлена ГРС Matching Green, на 112 *км* подключен газопровод отвод D_y=600 *мм* L=6 *км* до ГРС Luxborough Lane, на 2 *км* которого находится граница между ГТС Eastern и ГТС North Thames.

Участок системы газопроводов Bacton – Tatsfield от КС Chelmsford (125 *км*) до населённого пункта Horndon (151 *км*), где установлена ГРС Horndon, состоит из одного газопровода D_y=900 *мм*. На 131 *км* этого участка проходит граница между

ГТС Eastern и ГТС North Thames. К узлу Horndon подключается газопровод D_y=900 *мм* L=50 *км* от населённого пункта Stapleford который проходит параллельно последнему участку МГ Huntingdon – Chelmsford и участку МГ Bacton – Tatsfield. На 25 *км* этого газопровода проходит граница между ГТС Eastern и ГТС North Thames.

Далее, после населённого пункта Homdon (151 *км*) до населённого пункта Forningham (180 *км*) система газопроводов становится двухниточной, состоящей из параллельных участков газопроводов D_y=900 *мм*, D_y=750 *мм* и D_y=600 *мм.* На 160 и 160,5 *км* газопроводов проходит граница между ГТС North Thames и ГТС South East. На 163,5 и 164 *км* установлена ГРС Shorne. В населённом пункте Shorne (163,5 и 264 *км*) от системы газопроводов Bacton – Tatsfield отходят два параллельных МГ Shorne – Isle of Grain D_y=900 *мм* L=23,5 *км* и D_y=600 *мм* L=20 *км* до населённого пункта Isle of Grain, где установлена ГРС. К этим газопроводам подключается терминал СПГ Isle of Grain. Техническая возможная производительность газопровода на выходе из терминала СПГ Isle of Grainпо составляет 699,7 *GWh/d* или около 63,6 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021). На 177,5 и 180 *км* к МГ подключена ГРС Forningham. От Forningham до ГРС Tatsfield (205 *км*) проходит один МГ D_y=750 *мм.*

Морская часть национальной газотранспортной системы состоит из систем газопроводов Северного и Ирландского морей.

Система газопроводов Северного моря обеспечивает подачу газа от месторождений Северного моря до ГИС St. Fergus, Teesside, Easington, Theddlethorpe и Bacton.

К ГИС St. Fergus подходят семь МГ.

По МГFLAGS (Far North Liquids and System) D_y=900 *мм* к терминалу St. Fergus газ подаётся от месторождения Brent, к которому в свою очередь газ поступает по двум направлениям от месторождения Statford, расположенного в зоне Норвегии, и группы месторождений Vidis, Tordis, Visund, Gullfaks. К месторождению Gullfaks подключены месторождения составляющих отдельную газотранспортную подсистему. В неё входят месторождения Foinaven, Schiehallion, Clair, Tormore, Laggan от которых газ направляется на КС Sullor Voe расположенную на острове Shetland. Дальше от КС Sullor Voe по МГ EOSPS D_y=500 *мм* с подключением месторождений Magnus, Pengion, Don, Deveron, Murchison газ направляется на месторождение Brent.

По МГ VESTERLED D_y=800 *мм* к терминалу St. Fergus газ направляется от группы месторождений Alwyn, Hild, Dunbar, Nuggets и Frigg.

Параллельно МГ VESTERLED проложен МГ FUKA D_y=800 *мм* по которому газ направляется к терминалу St. Fergus от месторождений Hulda, Tane, Oseberg, Buggve, Heimdal и Bruce. Эта группа месторождений, расположенных в зоне Норвегии, имеет соединения с другими МГ. Месторождение Hulda соединяется с МГ STATPIPE D_y=700 *мм* начинающимся на месторождении Statford. Месторождение Tune соединяется с месторождениями Nuggets и Oseberg. Месторождение Oseberg, соединяется с большим месторождением Trall, находящимся в зоне ответственности Норвегии. С этим же месторождением соединяется и газопровод, начинающийся между месторождениями Gullfaks и Visund.

Недалеко от ГИС St. Fergus к МГ FUKA, подключено месторождение Cromary.

От месторождения Heimdal начинается МГ STATPIPE D_y=900 *мм*. К этому МГ подключены месторождения Jutun, Bolder, Hermond.

По МГ SAGE-I (Scottish Area Gas Evacuation) D_y=750 *мм* к терминалу St. Fergus газ направляется от месторождений Beryl и Gryphon, а также группы месторождений Jotun, Bolder и Hermond, находящиеся в зоне ответственности Норвегии, подключенных к МГ STATPIPE.

Параллельно МГ SAGE-I проложен МГ SAGE-II D_y=750 *мм* от месторождения Miller, недалеко от которого расположено месторождение Brae, соединяющееся с МГ SAGE-I и SAGE-II. Ближе к терминалу St. Fergus к МГ SAGE-II подключено месторождение Golden eye.

К ГИС St. Fergus подходит МГ D_y=700 *мм* от большого газоконденсатного месторождения Britannia, к которому ближе к терминалу подключается месторождение Buzzara.

К ГИС St. Fergus подходит МГ D_y=500 *мм* от месторождений Home, Fulmar и Kittiwake.

К ГИС Teesside подходит один МГCATS» (Central Area Transmission System) D_y=900 *мм* от месторождений Everest и Gannet. Месторождение Everest соединяется с месторождениями Andrew и Sleipner, от которого начинается МГ EEPIP IIA и МГ LANGELED к терминалу Easington. От месторождения Everest начинается МГ SEAL к терминалу Bacton. МГ CATS соединён с газоконденсатным месторождением Judy.

К ГИС Easington подходят шесть магистральных газопроводов.

По МГ LANGELED (BRITPIPE) D_y=1000 *мм* к ГИС Easington подключено месторождение Sleipner, расположенное в зоне ответственности Норвегии, от которого так же начинается МГ ZEEPIP IIA.

К ГИС Easington по МГ D_y=600 *мм* подсоединяется группа месторождений Jonnston, Ravens purn, Cleeton.

К ГИС Easington по МГ D_y=600 *мм* подключается месторождение W. Sole.

К ГИС Easington по МГ D_y=600 *мм* подключается подводное ПХГ Rough.

Группа месторождений Schooner, Ketch, Murdoch подключается к ГИС Easington по МГ D_y=600 *мм*. К этому газопроводу подключены месторождения Nyde и Newswam, от которого отходит МГ к терминалу Theddlethorpe.

К ГИС Easington по МГ D_y=750 *мм* подключается месторождение Amethyst.

К ГИС Theddlethorpe подходят четыре магистральных газопровода.

По МГ D_y=600 *мм* к ГИС Theddlethorpe газ подаётся от месторождения Newswam.

Параллельно этому газопроводу проходит МГ D_y=600 *мм* от месторождения Pockerill.

По двум МГ LOGGS D_y=900 *мм* и D_y=700 *мм* к ГИС Theddlethorpe газ подаётся от месторождения Anny. К этим газопроводам подключается целый ряд месторождений Aurey, Viking, Vallant, Aureu, Galleon, Clipper, Anglia, Wavenry, Excaudur. К месторождениям Clipper и Anglia подключаются МГ до терминала Bacton.

К ГИС Bacton подходят шесть магистральных газопроводов. Четыре от месторождений Северного моря и два из континентальной Европы.

По МГ SEAL (Shearwater & Elgin Area Line) D_y=850 *мм* к ГИС Bacton газ подаётся от месторождения Everest. В районе месторождения Everest к газопроводу подключается целая группа газоконденсатных месторождений Shearwater, Elain, Franklin, Puffin, Judy. Месторождение Judy так же подключено к МГ CATS.

По МГ D_y=600 *мм* к ГИС Bacton газ подаётся от группы месторождений Covendish, Tyne, Trent. К этому газопроводу так же подключены месторождения Dorgue и Anglia, которое подключается к МГ к терминалу Theddlethorpe.

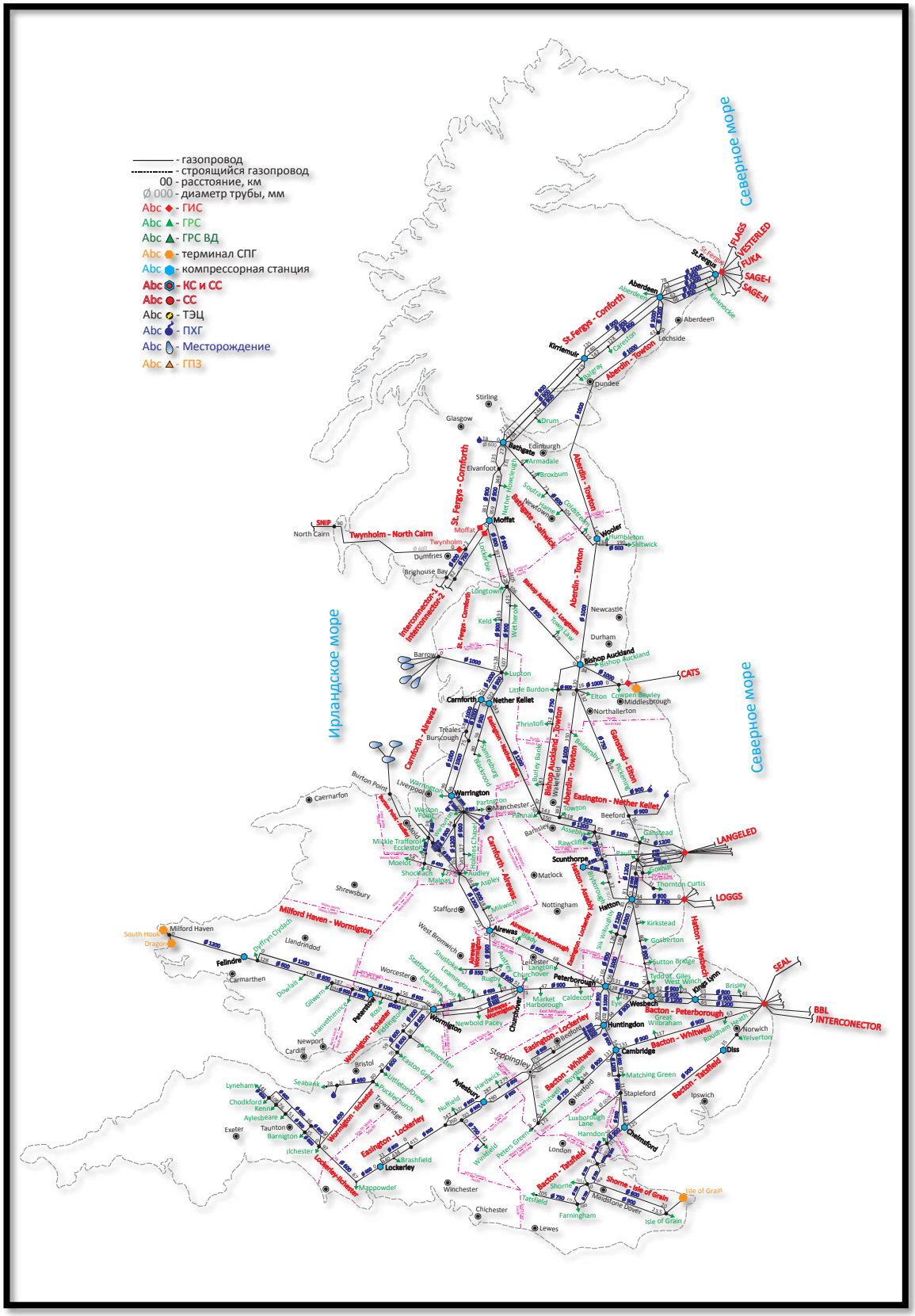


Рис. № 2.2.74 Потоковая схема газопроводов Великобритании (суша)

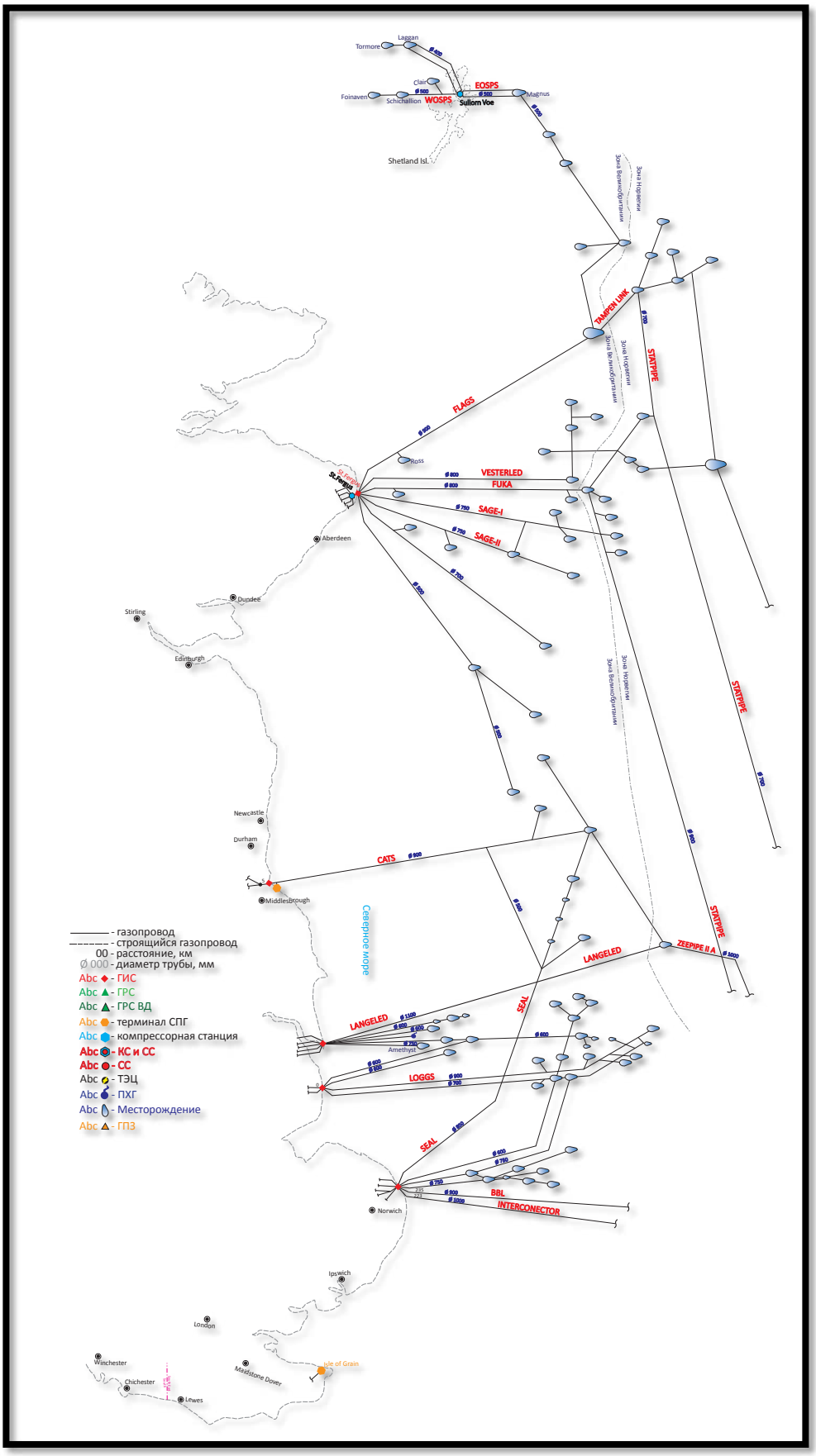


Рис. № 2.2.75 Потоковая схема газопроводов Великобритании (море)

По МГ D_y=750 *мм* к ГИС Bacton газ подаётся от месторождения Clipper, которое так же подключается к МГ к терминалу Theddlethorpe. К этому газопроводу подключено месторождение Hewett.

По МГ D_y=750 *мм* к ГИС Bacton газ подаётся от месторождения Leman. Это месторождение соединяется целым рядом газопроводов с месторождениями Indefatigable, Bessemer, Orwell, Scan, Cawaliv, Thanes, а также с месторождением Hewett.

ГИС Bacton двумя магистральными газопроводами соединён с континентальной Европой. МГ BBL (Balgzand Bacton Line) D_y=900 *мм* L=235 км соединяет Bacton с Balgzand (Нидерланды). МГ INTERCONNECTOR D_y=1000 *мм* L=223 км соединяет Bacton с ГИС Zeebruge (Бельгия).

2.2.8.7. Система газоснабжения Венгрии

Газоснабжение Венгрии осуществляется за счёт экспортных поставок газа с территории Украины через ГИС Берегово/Beregdaroc, Австрии через ГИС Mosonmagyrovar и Словакии через ГИС Balassagtarmat.

С территории Венгрии газ направляется в Сербию через ГИС Kiskundorozsama/Horos и Хорватию через ГИС Dravaszerdahely.

Система газоснабжения Венгрии состоит из системы транзитных магистральных газопроводов: Beregdaroc – Mosonmagyarovar по которым поступает газ на территорию Австрии, и Beregdaroc – Kuskundorozsna по которым поступает газ на территорию Сербии и внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Венгрии подразделяется:

- на магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Поставки газа в систему газоснабжения Венгрии осуществляются с территории Украины через ГИС Берегово (Beregdaroc) по двум МГ Beregdaroc – Vasarosnomeny D_y=1000 *мм* L=19 *км*. Через 8,5 *км* после границы на МГ Beregdaroc – Vasarosnomeny установлена ГИС и КС Beregdaroc. Техническая возможная производительность МГ Beregdaroc – Vasarosnomeny через ГИС Beregdaroc составляет 515,6 *GWh/d* или около 44,38 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

В узловой точке Vasarosnomeny (20 *км*) МГ расходятся по двум направлениям.

Одно направление системы последовательных магистральных газопроводов в сторону Австрии начинается МГ Vasarosnomeny – Nemesbikk D_y=1000 *мм* L=106 *км*. От 0 *км* (Vasarosnomeny) начинается газопровод отвод L=26 *км* до ГРС Mandok. На 16 *км* к газопроводу подключена ГРС Petnehaza и газопровод отвод до ГРС Kisvarda, на 34 *км* ГРС Nyirbogdany и газопровод отвод до ГРС Ibrany, 72 *км* ГРС Tiszavasvari и газопровод отвод до ГРС Tiszalok, на 80 *км* газопровод Vasarosnomeny – Nemesbikk пересекает границу между медье Szabolcs-Szatmar-Bereg и Hajdu-Bihar, а на 95 *км* границу между медье Hajdu-Bihar и Borsod-Abauj-Zemplen. МГ Vasarosnomeny – Nemesbikk заканчивается на КС Nemesbikk от которой начинаются: газопровод отвод L=69 *км* до ГРС Sarospatak к которому на 37 *км* подключена ГРС Szerencs и начинается газопровод отвод L=23 *км* до ГРС Abalijker, распределительный газопровод Nemesbikk – Hajduszoboszlo L=54 *км*, распределительный газопровод Nemesbikk – Solgatarjan L=125 *км*, МГ Hungaria – Austria – Gusleitung (HAG) L=329 *км*, а также подключены ГРС Oszlar и ГРС Tiszaujvaros.

МГ Hungaria – Austria – Gusleitung (HAG) D_y=1000 *мм* L=329 *км* является продолжением МГ Vasarosnomeny – Nemesbikk. К газопроводу подключены ГРС Mezocsat, ГРС Mezongymihaly, на 30 *км* ГРС Mezokovesd, на 56 *км* ГРС Kompolt, на 69

км ГРС Nagyfuged и газопровод отвод до ГРС Jaszdozsa, на 80 *км* газопровод отвод до ГРС Gyongyos, на 90 *км* ГРС Cbany и газопровод отвод до ГРС Jaszbereny, на 109 *км* ГРС Zsambok, ГРС Godollo, ГРС Dunakeszi, ГРС Szentendre, на 156 *км* ГРС Pilisvoroavar и газопровод отвод до ГРС Budakeszi и ГРС города Будапешт (Budapest), ГРС Leanyvar, газопровод отвод до ГРС Zsambek, ГРС Nagysap, ГРС Labatlan, на 220 *км* ГРС Almasfuzito и газопровод отвод L=22 *км* до ГРС Ujtelep, к которому подключены ГРС Tata и ГРС Kertvars, ГРС Komarom, ГРС Babolna, ГРС Bana, на 275 *км* ГРС к городу Gyor, ГРС Jkreny, на 292 *км* ГРС Mosonszenimiklos.

На 35 *км* МГ HAG пересекает границу между медье Borsod-Abauj-Zemplen и Heves, на 77 *км* границу между медье Heves и Jasz-Nagykun-Szolnok, на 87 *км* границу между медье Jasz-Nagykun-Szolnok и Heves, на 94 *км* границу между медье медье Heves и Jasz-Nagykun-Szolnok, на 105 *км* границу между медье Jasz-Nagykun-Szolnok и Pest, на 150 *км* границу между медье Pest и Komarom-Esztergom, а на 268 *км* границу между медье Komarom-Esztergom и Gyor-Moson-Sopron.

На 109 *км* (Zsambok) от газопровода HAG начинается РГ Zsambok – Solgatarjan и перемычка D_y=600 *мм* L=34 *км* между узловыми точками Zsambok и Vecses. На 146 *км* к газопроводу подключается перемычка L=42 *км* от узловой точки Vecses. К этой перемычке подключено несколько ГРС города Будапешт (Budapest). На 146 *км* от газопровода начинается большой газопровод отвод D_y=400 *мм* L=63 *км* до ГРС Balassagtarmat, к которому подключены ГРС Fot, ГРС Szod, ГРС Vac и газопровод отвод к ГРС города Vac, ГРС Bank, ГРС Romahany, ГРС Ersekvadkert. Со стороны Словакии к этому газопроводу подключается газопровод Velke Zlievce-Balassagtarmat, начинающийся на КС Velke Zlievce (Словакия). Техническая возможная производительность газопровода Velke Zlievce – Balassagtarmat через ГИС Balassagtarmat составляет 128,9,0 *GWh/d* или около 11,55 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). На 275 *км* (Gyor) к МГ HAG подключается РГ Ajka – Gyor L=67 *км*, а на 292 *км* (Mosonmadyarovar) РГ Repcelak – Mosonmadyarovar L=54 *км*.

МГ HAG заканчивается на 329 *км* на границе с Австрией, где установлены КС и ГИС Mosonmagyarovar. Техническая возможная производительность МГ Hungaria – Austria – Gusleitung (HAG) через ГИС Mosonmagyarovar составляет 153,1 *GWh/d* или около 13,41 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Распределительный газопровод Nemesbikk – Solgatarjan начинается от КС Nemesbikk и состоит из нескольких участков различной конфигурации.

Первый участок от 0 *км* (Nemesbikk) до 18 *км* (Sajolad) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* L=18 *км*. В конце участка к газопроводу подключена ГРС Sajolad и газопроводы отводы до ГРС Miskolctapolca и ГРС города Miskolc.

Второй участок от 18 *км* (Sajolad) до 28 *км* (Miskolc) состоит из трёх параллельных трубопроводов D_y=400 *мм*, D_y=400 *мм*, D_y=300 *мм* и L=10 *км*. На 28 *км* к газопроводу подключена ГРС города Miskolc.

Третий участок от 28 *км* (Miskolc) до 52 *км* также состоит из трёх параллельных трубопроводов D_y=400 *мм*, D_y=400 *мм*, D_y=300 *мм* и L=24 *км*. На этом участке подключены ГРС Szirmabesnyo, Sajoszentpeter, Kazincbarcika и другие.

Последний, четвёртый участок от 52 *км* до 125 *км* (Solgatarjan) состоит из одного трубопровода D_y=400 *мм* L=73 *км*. На этом участке подключены ГРС Nagybarca, газопровод отвод до ГРС Rudabanya, ГРС Putnok, газопровод отвод до ГРС Ozd, ГРС Farkasluk, ГРС Jardanhaza, на 92 *км* ГРС Bukkszenterzsebet и газопровод отвод до ГРС Belapatfalva и ГРС города Eger, ГРС Petervasara, газопровод отвод до ГРС Matraderecske, ГРС Matraternye, ГРС Batonyterenye и ГРС Solgatarjan. На 84 *км* РГ Nemesbikk – Solgatarjan пересекает границу между медье Borsod-Abauj-Zemplen и Heves, а на 104 *км* границу между медье Heves и Nograd. РГ Nemesbikk –

Solgatarjan заканчивается на 125 *км* (Solgatarjan), где он соединяется с РГ Zsambok – Solgatarjan.

На 109 *км* (Zsambok) от газопровода HAG начинается РГ Zsambok – Solgatarjan D_y=400 *мм* L=65 *км*. К газопроводу подключены ГРС Hatvan, ГРС Lorinci, ГРС Zagyvaszanto, ГРС Szurdokpnspoki, на 52 *км* ГРС Samsonhaza и газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Szecseny, на 65 *км* ГРС Solgatarjan. На 11 *км* РГ Zsambok – Solgatarjan пересекает границу между медье Pest и Heves, а на 29 *км* границу между медье Heves и Nograd. РГ Zsambok – Solgatarjan заканчивается на 65 *км* (Solgatarjan), соединяясь с 125 *км* (Solgatarjan) РГ Nemesbikk – Solgatarjan. Таким образом, два газопровода Nemesbikk – Solgatarjan и Zsambok – Solgatarjan создают распределительное кольцо между КС Nemeshbikk и узловой точкой Zsambok.

Вторым направлением, начинающимся от узловой точки Vasarosnomeny (20 *км*), является система магистральных газопроводов в сторону Сербии. Система газопроводов состоит из последовательных магистральных газопроводов разной конфигурации.

Начинается система МГ Vasarosnomey – Varosfold L=255 *км*. Первый участок этого газопровода от узловой точки Vasarosnomey (0 *км*) до КС Hajduszoboszlo (105 *км*) состоит из одного трубопровода D_y=800 *мм*. К газопроводу на этом участке подключаются ГРС Vaja, ГРС Pocspetri, ГРС Cibakpuszta, на 75 *км* ГРС Teglas и газопровод отвод до ГРС Hajdusamson, ГРС Jozsa и газопровод отвод до ГРС Hajduboszormeny, который соединяется с РГ Nemesbikk – Haiduszoboszlo. На 28 *км* (Nyirgyulaj) к газопроводу подключаются газопровод отвод L=25 *км* до ГРС города Nyiregyhaza на 18 *км* которого подключена ГРС Birketanta и газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Nagyecsed на 15 *км* которого подключена ГРС Mateszalka. На 74,5 *км* МГ Vasarosnomey – Varosfold пересекает границу между медье Szabolcs-Szatmar-Bereg и Hajdu-Bihar. Первый участок МГ Vasarosnomey – Varosfold заканчивается на 105 *км* на КС Hajduszoboszlo, к которой подключены РГ Nemesbikk – Haiduszoboszlo, газопровод отвод до ГРС города Debrecen, к которому подключена ГРС Ebes и газопровод отвод L=51 *км* до ГРС Mezosas к которому на 20 *км* подключена ГРС Sarand и далее ГРС Berettyoujfalu. От КС Hajduszoboszlo начинается РГ Hajduszoboszlo – Veces D_y=350 *мм* L=181 *км*. К КС Hajduszoboszlo подключено ПХГ Hajduszoboszlo.

Второй участок МГ Vasarosnomey – Varosfold от узловой точки Hajduszoboszlo (105 *км*) до КС Varosfold (255 *км*) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=800 *мм*. К газопроводу на этом участке подключаются: газопровод отвод до ГРС Foldes, к которому подключена ГРС Kaba, ГРС Puspokladany, ГРС Ecsegfaiva, на 180 *км* ГРС Mezotur, ГРС Ocsod, ГРС Kungyalu, и ГРС Varosfold. На 180 *км* (Mezotur) от магистрального газопровода начинается РГ Mezotur – Szeged L=92 *км*. На 142 *км* МГ Vasarosnomey – Varosfold пересекает границу между медье Hajdu-Bihar и Bekes, на 163 *км* границу между медье Bekes и Jasz-Nagykun-Szolnok, на 171 *км* границу между медье Jasz-Nagykun-Szolnok и Bekes, на 176 *км* границу между медье Bekes и Jasz-Nagykun-Szolnok, на 223 *км* границу между медье Jasz-Nagykun-Szolnok и Bacs-Kiskum. МГ Vasarosnomey – Varosfold заканчивается на 255 *км* на КС Varosfold. КС Varosfold является узловой точкой системы газоснабжения Венгрии. От КС Varosfold начинаются: МГ Varosfold – Szeged до границы с Сербией, РГ Varosfold – Battonya, РГ Varosfold – Szank, РГ Varosfold – Veces, РГ Varosfold – Adony.

От КС Varosfold начинается система магистральных газопроводов Varosfold – Szeged, состоящая из трёх участков.

Первый участок от КС Varosfold до узловой точки Opusztaszer (42 *км*) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм*. На этом участке к газопроводу

подключены ГРС Falmonostora и ГРС Pusztaszer. На 32 *км* газопровод пересекает границу между медье Bacs-Kiskum и Csongrad.

На втором участке от узловой точки Opusztaszer (42 *км*) газопроводы Varosfold – Szeged расходятся. Один трубопровод D_y=600 *мм* L=23 *км* направляется непосредственно в узловую точку Kiskundorozsma (65 *км*). Второй трубопровод D_y=600 *мм* L=50 *км* направляется в узловую точку Kiskundorozsma (76 *км*) через узловую точку Algyo (63 *км*), где от него начинается РГ Szeged – Sarkad D_y=300 *мм* L=105 *км* и далее поворачивается в сторону узловой точки Kiskundorozsma (76 *км*) где он соединяется с первым газопроводом. К узловой точке Algyo (63 *км*) подключено ПХГ Szoreg-1. От узловой точки Kiskundorozsma (76 *км*) начинается РГ Szeged – Szank.

Третий, последний участок МГ Varosfold – Szeged от узловой точки Kiskundorozsma (65/76 *км*) до границы с Сербией (79/90 *км*) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм* L=14 *км*. На этом участке установлена ГИС Kiskundorozsma. Техническая возможная производительность МГ Varosfold – Szeged через ГИС Kiskundorozsma составляет 142,0 *GWh/d* или около 12,44 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

РГ Nemesbikk – Hajduszaboszlo начинается от КС Nemesbikk и состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=400 мм L=54 *км*. На 10 *км* газопровод пересекает границу между медье Borsod-Abauj-Zemplen и Hajdu-Bihar. К газопроводу подключены ГРС Folyas, ГРС Nagyhegyes, газопровод отвод до ГРС Hajduboszormeny и ГРС Balmazujvaros. На 10 *км* от РГ Nemesbikk – Hajduszaboszlo начинается РГ Nemesbikk – Kenderes L=78 *км*, к которому подключены ГРС Tiszacsege, ГРС Egyek, ГРС Kenderes.

От КС Hajduszoboszlo начинается РГ Hajduszoboszlo – Veces D_y=350 *мм* L=181 *км*. К газопроводу подключены ГРС Nadudvar, ГРС Karcag, на 52 *км* ГРС Kenderes и газопровод отвод до ГРС Kisujszallas, ГРС Fegyvernek, ГРС Torokszentmiklos, на 80 *км* газопровод отвод до ГРС Ketpo и ГРС Mezotur, ГРС Szandaszolos и газопровод отвод до ГРС Martfu, две ГРС города Szolnok, ГРС Abony, ГРС Cegled, ГРС Cegledbercel, ГРС Monor, ГРС Veces. На 29 *км* газопровод пересекает границу между медье Hajdu-Bihar и Jasz-Nagykun-Szolnok, а на 104 *км* границу между медье Jasz-Nagykun-Szolnok и Pest. РГ Hajduszoboszlo-Veces заканчивается на 181 *км* (Veces). Veces является узловой точкой системы газоснабжения Венгрии. К этой точке подключается РГ Varosfold – Veces, перемычка Zsambok–Vecses и перемычка с 146 *км* МГ HAG, ряд более мелких распределительных газопроводов вокруг города Будапешт (Budapest).

На 180 *км* (Mezotur) от МГ Vasarosnomey – Varosfold начинается РГ Mezotur – Szeged L=92 *км*. К газопроводу подключена ГРС Furugyiszolok. На 45 км газопровод пересекает РГ Varosfold – Battonya. На 6 *км* газопровод пересекает границу между медье Jasz-Nagykun-Szolnok и Bekes, на 23 *км* газопровод пересекает границу между медье Bekes и Csongrad. РГ Mezotur – Szeged заканчивается на 92 *км* в узловой точке Kiskundorozsama, соединяясь с МГ Varosfold – Szeged.

От КС Varosfold начинается РГ Varosfold – Battonya D_y=400 *мм* L=113 *км*. К газопроводу подключены ГРС Felgyo, ГРС Csongrad, ГРС Szentes, ГРС Olompahat, на 80 *км* ГРС Kardoskut и газопровод отвод до ГРС Oroshaza, ГРС Totkomlos, ГРС Mezokovacshaza, ГРС Mezohegyes, ГРС Battonya. На 73 *км* газопровод пересекает границу между медье Csongrad и Bekes. На 53 *км* РГ Varosfold – Battonya пересекает РГ Mezotur – Szeged, на 80 *км* (Kardoskut) пересекает РГ Szeged – Sarkad. На 80 *км* (Kardoskut) к РГ Varosfold – Battonya подключено ПХГ Kardoskut-Pusztaszolos.

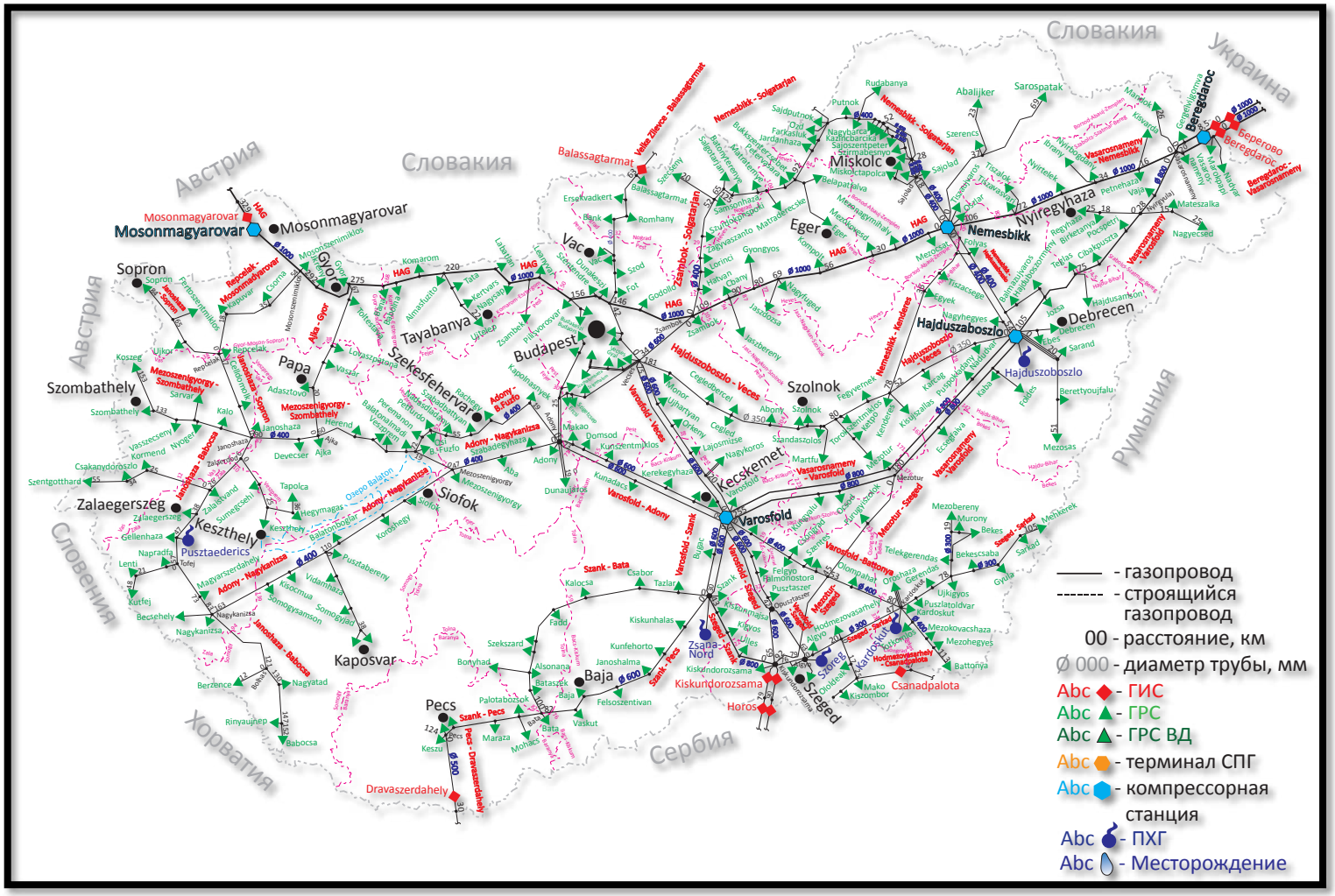


Рис. № 2.2.75 Потоковая схема газопроводов Венгрии

От узловой точки Algyo начинается РГ Szeged – Sarkad D_y=300 *мм* L=105 *км*. К газопроводу подключены ГРС Algyo, на 20 *км* ГРС Hodmezovasarhely, на 47 *км* ГРС Kardoskut и газопровод отвод до ГРС Oroshaza, ГРС Grendas, ГРС Puszlatoldvar, на 78 *км* ГРС Ujkigyos и газопровод отвод до ГРС Mezobereny к которому подключены ГРС Telekgerendas, ГРС Bekes, ГРС Muron. На участке от 78 км до 105 км к РГ Szeged – Sarkad подключены ГРС Bekescsaba, ГРС Gyula, ГРС Sarkad, ГРС Mehkerek. На 80 *км* (Kardoskut) РГ Szeged – Sarkad пересекает РГ Varosfold – Battonya. На 37 *км* газопровод пересекает границу между медье Csongrad и Bekes. От 20 км (Hodmezovasarhely) начинается газопровод Hodmezovasarhely – Csanadpalota до границы с Румынией. К газопроводу подключены ГРС Ololdeak, ГРС Mako, ГРС Kiszombor. На 47 км газопровода на границе с Румынией установлена ГИС Csanadpalota. Техническая возможная производительность газопровода Hodmezovasarhely – Csanadpalota через ГИС Csanadpalota со стороны Румынии в Венгрию составляет 50,3 *GWh/d* или около 4,53 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Hodmezovasarhely – Csanadpalota через ГИС Csanadpalota со стороны Венгрии в Румынию составляет 77,5 *GWh/d* или около 6,98 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От узловой точки Kiskundorozsma (65 *км*) МГ Varosfold – Szeged начинается РГ Szeged – Szank D_y=800 *мм* L=43 *км*, к которому подключены ГРС Ulles, ГРС Kigyos и ГРС Kiskunmajsa. На 22 *км* газопровод пересекает границу между медье Csongrad и Bacs-Kiskum. РГ Szeged – Szank заканчивается в узловой точке Szank (43 *км*) к которой подключена ГРС Szank. К этой же узловой точке подходит РГ Varosfold – Szank L=30 *км*, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм*. К газопроводу подключена ГРС Bugas.

К узловой точке Szank подключено ПХГ Zsana-Nord.

От узловой точки Szank начинаются РГ Szank – Bata и РГ Szank – Pecs, соединяющихся в узловой точке Bata и образующих газовое кольцо.

РГ Szank – Bata L=100 *км* на 59 *км* пересекает границу между медье Bacs-Kiskum и Tolna. К газопроводу подключены ГРС Tazlar, ГРС Csabor, ГРС Kalocsa, ГРС Fadd, две ГРС Szekszard, ГРС Alsonana и газопровод отвод до ГРС Bonyhad, ГРС Bataszek и ГРС Bata. РГ Szank – Bata заканчивается в узловой точке Bata на 100 *км*, соединяясь с РГ Szank – Pecs.

РГ Szank – Pecs D_y=600 *мм* L=124 *км* на 76 *км* пересекает границу между медье Bacs-Kiskum и Tolna, а на 82 *км* границу между медье Tolna и Baranya. К газопроводу подключены ГРС Kiskunhalas, ГРС Kunfehorto, ГРС Janoshalma, ГРС Felsoszentivan, ГРС Baja, ГРС Vaskut, на 82 *км* ГРС Bata, ГРС Palotabozsok и газопровод отвод до ГРС Mohacs, ГРС Maraza, ГРС до города Pecs и ГРС Keszu.

От РГ Szank – Pecs начинается газопровод D_y=500 *мм* L=30 *км* Pecs – Dravaszerdahely, по которому газ поступает на границу с Хорватией через ГИС Dravaszerdahely. Техническая возможная производительность газопровода Pecs – Dravaszerdahely через ГИС Dravaszerdahely со стороны Венгрии в Хорватию составляет 77,4 *GWh/d* или около 6,85 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Pecs – Dravaszerdahely через ГИС Dravaszerdahely со стороны Хорватиb в Венгри. составляет 48,6 *GWh/d* или около 4,3 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

КС Varosfold является узловой КС, от которой газ транспортируется по МГ и РГ в разных направлениях.

По системе газопроводов Varosfold – Vecses, состоящей из двух МГ D_y=600 *мм* L=75 *км* от КС Varosfold до узловой точки Vecses, где в свою очередь сходятся несколько газопроводов. К МГ Varosfold – Vecses подключены: на 20 *км* газопровод отвод до ГРС Nagykoros, ГРС Lajosmizse, ГРС Orkeny, ГРС Ujhartyan и на 75 *км* ГРС Vecses. На 38 *км* газопровод пересекает границу между медье Bacs-Kiskum и Pest.

От КС Varosfold начинается система газопроводов Varosfold – Adony до узловой точки Adony, состоящей из двух МГ D_y=600 *мм* L=73 *км*. К МГ Varosfold – Adony подключаются: ГРС Kerekegyhaza, ГРС Kunadacs, ГРС Kunszentmiklos, ГРС Domsod, ГРС Makao, газопровод отвод L=19 *км* до ГРС Dunaujaros и ГРС Adony. На 55 *км* газопровод пересекает границу

между медье Bacs-Kiskum и Pest, а на 71 *км* границу между медье Pest и Fejer. От узловой точки Adony отходят два газопровода L=25 *км*, которые соединяется газопроводами, подающими газ к городу Будапешт (Budapest), и соединяются с узловой точкой Vecses.

Вокруг озера Балатон расположены два распределительных газопровода системы газоснабжения Венгрии Adony – Nagykanizsa и Mezoszentgyorgy – Szombathely.

РГ Adony – Nagykanizsa D_y=400 *мм* L=163 *км* начинается от узловой точки Adony. На 47 *км* (Mezoszentgyorgy) этого газопровода начинается РГ Mezoszentgyorgy – Szombathely. На 110 *км* к газопроводу подключен газопровод отвод L=38 *км* до ГРС города Kaposvar, к которому подключены ГРС Vidamhaza и ГРС Somogyjad. К РГ Adony – Nagykanizsa подключаются: ГРС Szabadegyhaza, ГРС Aba, ГРС Mezoszentgyorgy, ГРС к городу Siofok, ГРС Koroshegy, ГРС Balatonboglar, на 110 *км* ГРС Pusztabereny, ГРС Kisocmua и ГРС Nagykanizsa. На 10 *км* РГ Adony – Nagykanizsa пересекает границу между медье Fejer и Somogy, а на 139 *км* границу между медье Somogy и Zala. РГ Adony – Nagykanizsa заканчивается на 163 *км* (Nagykanizsa) где он соединяется с 83 *км* (Nagykanizsa) РГ Janoshaza – Babocsa.

РГ Mezoszentgyorgy – Szombathely D_y=400 *мм* L=153 *км* начинается от 47 *км* (Mezoszentgyorgy) РГ Adony – Nagykanizsa. К газопроводу подключаются на 19 *км* ГРС Balatonfuzfo, ГРС Balatonalmadi, две ГРС Veszprem, ГРС Herend, на 60 *км* ГРС Ajka, ГРС Devecser, на 90 *км* ГРС Janoshaza, ГРС Kalo, газопровод отвод до ГРС Sarvar, ГРС Vasszecseny, ГРС города Szombathely и ГРС Koszeg. На 19 *км* (Balatonfuzfo) к газопроводу подключается РГ Adony – B.Fuzfo, на 60 *км* (Ajka) от газопровода начинается РГ Ajka – Gyor, на 90 *км* (Janoshaza) от газопровода начинаются два распределительных газопровода Janoshaza – Sopron L=84 *км* и Janoshaza – Babocsa L=152 *км*. РГ Mezoszentgyorgy – Szombathely на 2 *км* пересекает границу между медье Fejer и Veszprem, а на 87 *км* границу между медье Veszprem и Vas.

РГ Adony – B.Fuzfo D_y=400 *мм* L=72 *км* начинается от узловой точки Adony. К газопроводу подключены ГРС Kapolnasnyek, ГРС Rachegy, ГРС Szabadbattyan, на 55 *км* ГРС Nadasdladany, ГРС Petfurdo, ГРС Peremanon, ГРС Balatonfuzfo. На 57 *км* газопровод пересекает границу между медье Fejer и Veszprem. РГ Adony – B.Fuzfo заканчивается на 72 *км* (Balatonfuzfo) подключаясь к 19 *км* (Balatonfuzfo) РГ Mezoszentgyorgy – Szombathely.

На 60 *км* (Ajka) РГ Mezoszentgyorgy – Szombathely начинается РГ Ajka – Gyor L=67 *км*. К газопроводу подключены на 20 *км* ГРС Adasztivo, ГРС Vaszar, ГРС Lovaszpatona, ГРС Toltestava. На 38 *км* газопровод пересекает границу между медье Veszprem и Gyor-Moson-Sopron. РГ Ajka – Gyor заканчивается на 67 *км* (Gyor) соединяясь с 275 *км* (Gyor) МГ HAG.

РГ Janoshaza – Sopron L=84 *км* начинается на 90 *км* (Janoshaza) от РГ Mezoszentgyorgy – Szombathely. К газопроводу подключены ГРС Celldomolk, на 37 *км* ГРС Repcelak, ГРС Ujkor, на 65 *км* газопровод отвод до ГРС Fertoszentmiklos и на 84 *км* ГРС города Sopron. На 37 *км* (Repcelak) от РГ Janoshaza – Sopron начинается РГ Repcelak – Mosonmadyarovar L=54 *км* к которому подключены на 18 *км* ГРС Kapuvar и на 35 *км* ГРС Csorna. Этот газопровод заканчивается на 54 *км* (Mosonmadyarovar) подключаясь к 292 *км* МГ HAG. На 38 *км* газопровод Janoshaza – Sopron пересекает границу между медье Vas и Gyor-Moson-Sopron.

На 90 *км* (Janoshaza) от РГ Mezoszentgyorgy – Szombathely начинается РГ Janoshaza – Babocsa L=152 *км*. На 6 *км* (Zalaerdod) к газопроводу подключается газопровод отвод L=36 *км* до ГРС Sumegcsehi, ГРС Keszthely, ГРС Hegymagas, ГРС Tapolca. На 26 *км* к газопроводу подключается ГРС Zalaistvand и газопровод отвод L=55 *км* до ГРС Szentgotthard, к которому подключены на 25 *км* ГРС Kormend, на 34 *км* ГРС Csakanydoroszlo. Этот газопровод отвод на 12 км пересекает границу между медье Zala и Vas. На 38 *км* к газопроводу подключена ГРС к городу Zalaegerszeg, на 47 *км* ГРС Gellenhaza и ПХГ Pusztaederics.

На 57 *км* (Tofej) к газопроводу Janoshaza – Babocsa подключен газопровод отвод L=48 *км* до ГРС Kutfej, к которому подключены ГРС Napradfa, на 21 *км* ГРС Lenti.

На 73 *км* к газопроводу подключена ГРС Magyarszerdahely. На 83 *км* в узловой точке Nagykanizsa к газопроводу подключена ГРС Nagykanizsa, газопровод отвод до ГРС Becsehely и РГ Adony – Nagykanizsa. На 121 *км* (Bolhas) к газопроводу подключен газопровод отвод L=12 *км* до ГРС Berzence. На 130 *км* подключена ГРС Nagyatad, а на 147 *км* ГРС Rinyaujnep. На 3 *км* газопровод РГ Janoshaza – Babocsa пересекает границу между медье Vas и Veszprem, на 10 *км* границу между медье Veszprem и Zala, на 94 *км* границу между медье Zala и Somogy. РГ Janoshaza-Babocsa заканчивается на 152 *км* ГРС Babocsa.

2.2.8.8. Система газоснабжения Германии

Система газоснабжения Германии является наиболее разветвлённой из всех европейских газовых систем.

Система газоснабжения состоит:

- из магистральных газопроводов;
- распределительных газопроводов высокого давления;
- региональных систем газоснабжения.

Поступление газа в систему газоснабжения Германии могут осуществляться различными способами:

- поставка через экспортные газопроводы:
  - наземные:
    JAGAL (ГИС Mallnow), Olbernhau – Grikoris (ГИС Hora Svaté Kateriny/Olbernhau), Olbernhau – Bad Durrenberg (ГИС Svaté Kateriny/Olbernhau), STEGAL (ГИС Branov), Waidhaus – Gernsheim (ГИС Waidhaus), MEGAL NORD (ГИС Waidhaus), MEGAL SUD (ГИС Oberkappel), SUDAL (ГИС Uberackern/Burghausen), Uberackern-Bad Gogging (ГИС Uberackern/Burghausen), DEUDAN (ГИС Ellund), MIDAL (ГИС Oude Statenzijl/Bunde), Bunde – Werne (ГИС Oude Statenzijl/Bunde), Vlieghuis – Rutenbrock (ГИС Vlieghuis), NETG (ГИС Zevenaar), Winterswijk – Werne (ГИС Winterswijk), Tegelen – Huls (ГИС Tegelen), TENP (ГИС Boholtz), OPAL (Olbernhau/Branov), EUGAL (ГИС Deutschneudorf/Svaté Kateriny).
  - морские:
    NORD STREAM (ГИС Greifswald), Europipe-I (ГИС Donumersiel (Dornum)), Europipe-II (ГИС Dornum), Norpipe (ГИС Emden).
- поставки от собственной добычи газа на небольших газовых и нефтегазовых месторождениях на территории Германии и месторождениях в немецком секторе Северного моря по МГ Nordgas (ГИС Emden).

Из системы газоснабжения Германии осуществляются поставки газа:

- в Польшу через ГИС Swinemunde и ГИС Lasow, в Чехию через ГИС Hora Svaté Kateriny и ГИС Branov, в Австрию через ГИС Haidach, ГИС Kiefersteldon и ГИС Lindenberg, в Швейцарию через ГИС Konstanz (Romansharn), ГИС Thayngen (Fallentor) и по МГ TENP через ГИС Wallbach, во Францию по МГ MEGAL через ГИС Obergallbach, в Люксембург через ГИС Remich, в Бельгию по МГ WEDAL через ГИС Raeren, в Нидерланды через ГИС Oude Statenzijl, в Данию через ГИС Ellund.

Магистральные и распределительные газопроводы, работают при давлении газа до 10,0 *МПа*.

Региональные системы газоснабжения эксплуатируются различными компаниями, и они начинаются от газораспределительных станций (ГРС), которые подключены к магистральным газопроводам (МГ), распределительным газопроводам или газопроводам

отводам. Региональные системы газоснабжения обеспечивают транспорт газа до потребителей по системам газоснабжения с низким давлением (от 0,7 до 2,5 *МПа*).

Распределение региональных систем по территории страны учитывает административное деление Германии:

- Schleswig-Holsten;
- Hamburg;
- Mecklenburg-Vorpommem;
- Berlin;
- Bremen;
- Niedersachsen;
- Sachsen-Anhalt;
- Brandenburg;
- Nordrhein-Westfalen;
- Thüringen;
- Sachsen;
- Sachsen-Anhalt;
- Rheinland-Pfalz
- Hessen;
- Saarland;
- Baden-Württemberg;
- Bayern.

ГТС Германии на севере начинается в узловой точке Emden, расположенной недалеко от берега Северного моря. Сюда подходят МГ Norpipe, Nordgas, MIDAL Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Emden составляет 1481,5 *GWh/d* или около 132,27 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

К узловой точке Emden подключено ПХГ Krummhörn и малые месторождений газа Uphuser Meer и Großes Meer.

От узловой точки Emden, газа направляется по МГ Emden – Spijk на территорию Нидерландов. Узловая точка Emden соединена МГ перемычкой D_y=900 *мм* L=51 *км* с ГИС Dornumersie и МГ перемычкой D_y=1000 *мм* L=59 *км* с 38 *км* МГ Netra.

От узловой точки Emden начинается МГ Emden – Achim L=128 *км*, состоящий из нескольких участков различной конфигурации. Первый участок от 0 км (Emden) до 20 км (Nüttermoor) состоит из одного газопровода D_y=750 *мм*. В конце участка на 20 *км* (Nüttermoor) к МГ подключаются два параллельных газопровода D_y=800 *мм* L=18 *км* от КС Bunde, два ПХГ Nüttermoor с H-gas и с L-gas и два ПХГ Jengum (ПХГ Jengum H и ПХГ Jengum astora), два распределительных газопровода D_y=400 *мм*.

Второй участок МГ Emden – Achim от 20 *км* (Nüttermoor) до 34 *км* (Folmhusen) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=750 *мм*. На 34 *км* установлена КС Folmhusen, к которой подходят два газопровода D_y=750 *мм* и D_y=600 *мм* L=19 *км* P_y=7,0 *МПа* от КС Bunde. Не далеко от КС Folmhusen расположено месторождение газа Leer (90).

Третий участок МГ Emden – Achim от 34 *км* (Folmhusen) до 65 *км* (Wardenburg) состоит из трёх параллельных трубопроводов D_y=750 *мм* P_y=7,0 *МПа*, D_y=800 *мм* P_y=8,4 *МПа* и D_y=1000 *мм* P_y=8,4 *МПа*. В районе 48 *км* (Strücklingen (Barssel)) МГ Emden – Achim пересекает МГ MIDAL. Здесь же от 48 *км* (Strücklingen (Barssel)) МГ Emden – Achim начинается МГ Barssel – Lintorf D_y=1000 *мм* L=230 *км* P_y=3,8 *МПа*. В конце участка на 65 *км,* где установлена КС Wardenburg МГ Emden – Achim пересекает МГ NETRA. От КС Wardenburg начинается МГ Wardenburg – Werne D_y=1200 *мм* L=202 *км* P_y=8,4 *МПа*.

Четвертый участок МГ Emden – Achim от 65 *км* (Wardenburg) до 128 *км* (Achim) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=750 *мм* и D_y=900 *мм* P_y=7,0 *МПа*. На 91 *км* (Ganderkesee) от МГ Emden – Achim начинается система РГ D_y=400/300/200 *мм* P_y=7,8 *МПа*,

к которым подключены ПХГ Huntorf (L-gas) и ПХГ Bremen-Lesum. От 91 *км* (Ganderkesee) МГ Emden – Achim начинается МГ Ganderkesee – Langförden D_y=750 *мм* L=33 *км* P_y=7,0 *МПа*. На 17 *км* этого газопровода подключено месторождение Dötlingen. К узловой точке Langförden, также подключается газопровод D_y=800 *мм* L=42 *км* соединённого с месторождениями: Hengstlage (78), Sagermeer (79), Sagermeer-Süd (81) и Sagermeer-Südwest (82).

Примечание: Номер в скобках около названия месторождения соответствует номеру месторождения на схеме (рис. 2.2.76).

Этот газопровод проходит параллельно первому участку МГ Wardenburg – Werne.

На третьем и четвертом участках МГ Emden – Achim (65–128 км) проходит параллельно МГ NETRA (90–153 км).

МГ Emden – Achim заканчивается на 128 *км,* где установлена КС Achim.

МГ Norddeutsche Erdgas Transversale (NETRA) D_y=1200 *мм* L=296 *км* P_y=8,4 *МПа* начинается после ГИС Donumersiel (Dornum) к которой подходят морские МГ Europipe I и Europipe II. На 38 *км* к МГ начинается газопровод D_y=600 *мм* L=18 *км* P_y=8,4 *МПа* до ГРС Wilhelmshaven, газопровод Emden-Etzel, ПХГ Etzel EGL и ПХГ Etzel Grystal. В районе населённого пункта Bockhom к МГ подключается РГ D_y=400 *мм*.

На 90 *км* МГ NETRA установлена КС Wardenburg и далее до КС Achim (153 *км*) МГ проходит параллельно с МГ Emden – Achim. На 170 *км* МГ NETRA установлена КС Holtum. На 230 *км* (Lutterloh) от МГ начинается РГ Lutterloh – Lehrte D_y=600 *мм* L=57 *км* P_y=7,0 *МПа* и подключается РГ D_y=600/450 *мм* и РГ D_y=400 *мм* L=55 *км*, расположенный параллельно МГ NETRA. К РГ подключаются месторождения газа Alvern/Munsterlager (18), Bahnsen (17), Becklingen (22), Dreilingen (11), Munster (15), Munster-Nord (13), Munster SW (42), Osterheide (17), Schmarbeck (14), Wardböhmen (23).

МГ NETRA заканчивается на 296 *км*, где к нему подключено ПХГ Peckensen.

На 281 км МГ NETRA пересекает границу между федеральными землями Niedersachsen и Sachsen Anhalt.

От узловой точки Peckensen начинаются МГ Peckensen – Rostock, МГ Peckensen – Wismar, МГ Peckensen – Kienbaum, РГ Peckensen – Falkensee, и система магистральных газопроводов Peckensen – Barlebeu.

От ГИС Oude Statenzijl, расположенного на территории Нидерландов начинается МГ Mitte – Deutschland – Anbindungsleitung (MIDAL) L=682 *км*. Участок от 0 *км* (Oude Statenzijl) до 5 *км* (Bunde) состоит из четырёх параллельных газопроводов, один из которых D_y=1000 *мм* является МГ MIDAL. В конце участка установлена КС Bunde, являющаяся узловой для системы газоснабжения Германии. Следующий участок от КС Bunde (5 км) до узловой точки Emden (28 *км*), состоит из двух параллельных газопроводов, один из которых D_y=1000 *мм* является МГ MIDAL. От узловой точки Emden (28 *км*) до КС Rehden (151 *км*) МГ MIDAL состоит из трубопровода D_y=900 *мм* P_y=9,0 *МПа*. На 90 *км* МГ MIDAL пересекает МГ Emden – Achim в районе его 48 *км* (Barssel).

КС Rehden является узловой. К ней подключен целый ряд газопроводов, в том числе МГ NEL. В районе МГ MIDAL перед КС Rehden расположено несколько месторождений газа Barrien (62), Bahrenbostel (57), Barenburg (58), Brettorf (75), Brinkholz (74), Burgmoor (56), Hesterberg (52), Kirchseelte (63), Klosterseelte (64), Neerstedt (76), Neubruchhausen (61), Quaadmoor (69), Rechterfeld (68), Rehden (65), Siedenburg (54), Staffhorst (51), Staffhorst/Nord/Päpsen (53), Uchte (55), Varenesch (67), Varnhorn (72), Wietingsmoor (60), Wöstendöllen (70). К КС Rehden подключено большое ПХГ Rehden. От КС Rehden начинается МГ Rehden – Heidenau – Gasleitung (RHG).

От КС Rehden (151 *км*) МГ MIDAL состоит из трубопровода D_y=1000 *мм* P_y=9,0 *МПа*. На 164 км МГ MIDAL пересекает границу между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westfalen. На 230 *км* МГ MIDAL установлена КС Lippe от которой начинается

МГ WEDAL D_y=800 *мм* L=319 *км* P_y=100 *bar*. На 300 *км* МГ MIDAL пересекает границу между федеральными землями Nordrhein-Westfalen и Hessen.

На 416 *км* (Eiterfeld) МГ MIDAL соединяется с МГ Sachsen – Thüringen – Erdgasleitung (STEGAL). Здесь установлена КС Eiterfeld и подключены ПХГ Reckord.

От КС Eiterfeld начинается МГ Reckord – Lehete D_y=500/450/800 *мм* L=195 *км*, газопровод перемычка Reckord – Herbstei D_y=1000 *мм* L=40 *км* с 90 *км* МГ Rimpar – Hamm и РГ D_y=500 *мм* до города Франкфурт.

На 510 *км* (Schluchtern) МГ MIDAL пересекает 65 *км* МГ Rimpar – Hamm.

На 605 *км* (Fiscbachtal) МГ MIDAL пересекает МГ Waidhaus – Gernsheim и МГ MEGA.

На 613 *км* МГ MIDAL пересекает границу между федеральными землями Hessen и Rheinland-Pfalz.

На 619 км к МГ MIDAL подключено ПХГ Frankenthal.

МГ MIDAL заканчивается на 682 *км*, где установлена КС Karlsruhe. От ПХГ Frankenthal до КС Karlsruhe располагаются три параллельными газопроводами D_y=400 *мм*, D_y=400 *мм* и D_y=500 *мм*. На 664 *км* МГ MIDAL пересекает границу между федеральными землями Rheinland-Pfalz и Baden-Wurttemberg.

МГ Westdeutsche Anbindungsleitung (WEDAL) D_y=800 *мм* L=319 *км* P_y=10,0 *МПа* начинается от КС Lippe, установленной на 230 *км* МГ MIDAL. На 118 *км* газопровод пересекает МГ Rimpar – Hamm, на 147 *км* (Hennen) МГ METG, на 228 *км* (Langenfeld) к МГ WEDAL подключается МГ NETG, на 308 *км* МГ WEDAL в районе КС Stolberg пересекает МГ TENP. МГ WEDAL заканчивается на 319 *км* на границе с Бельгией (ГИС Raeren). Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Raeren при подаче газа со стороны Германии составляет 127,8 *GWh/d* или около 11,02 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Raeren при подаче газа со стороны Бельгии составляет 129,5 *GWh/d* или около 11,16 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

От 48 *км* (Strücklingen (Barssel)) МГ Emden – Achim начинается МГ Barssel – Lintorf D_y=1000 *мм* L=230 *км* P_y=3,8 *МПа*. На 86 *км* (Elbergen) к МГ подключается газопровод D_y=800 *мм* L=40 *км* от ПХГ Kalle и РГ D_y=400 *мм* L=82 *км* от КС Rehden. На 96 *км* на МГ Barssel – Lintorf установлена КС Emsburen. Здесь же МГ Barssel – Lintorf пересекает 40 *км* МГ Epe – Lingen. На 104 *км* МГ Barssel – Lintorf пересекает границу между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westfalen.

На 166 *км* МГ Barssel – Lintorf установлена КС Hunxe. После КС Hunxe МГ меняет свой диаметр на D_y=700 *мм*. МГ Barssel – Lintorf заканчивается на 230 *км* (Lintorf) где он присоединяется к 21 *км* газопровода Huls – Bochum D_y=600 *мм* L=55 *км*, соединяющего МГ NETG и кольцевые газопроводы города Дортмунда.

От КС Wardenburg (65 *км* МГ Emden – Achim и 90 *км* МГ NETRA) начинается МГ Wardenburg – Werne L=202 *км*. Газопровод состоит из участков разной конфигурации. Первый участок от 0 км (Wardenburg) до 46 *км* (Langförden) состоит из одного газопровода D_y=1200 *мм* P_y=8,4 *МПа*, проходящего параллельно газопроводу D_y=800 *мм* L=42 *км*, соединённого с рядом месторождений газа. К Langförden подключается МГ Ganderkese – Langförden D_y=750 *мм* L=33 *км*, начинающийся от 91 км МГ Emden – Achim.

Второй участок МГ Wardenburg – Werne между 46 *км* (Langförden) и 76 *км* (Damme) состоит из трёх параллельных трубопроводов D_y=1200 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=600 *мм*.

Третий участок МГ Wardenburg – Werne от 76 *км* (Damme) до 87 *км* (Dielingen) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=1200 *мм* и D_y=800 *мм*. В населённом пункте Dielingen (87 *км*) проходит граница между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westfalen. От 76 *км* (Damme) начинается РГ D_y=600 *мм* L=74 *км* до населённого пункта Brackwede, от которого в свою очередь расходятся РГ D_y=800 *мм* L=44 *км* до города Osnabrück, D_y=500 *мм* L=45 *км*, до населённого пункта Varhelm и далее двумя параллельными

газопроводами D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм* до КС Werne (70 *км*), D_y=400/500/800 *мм* L=78 *км* до населённого пункта Hannen, где этот РГ соединяется с МГ METG, D_y=400 *мм* до населённого пункта Brilon, где к газопроводу подключаются ГРС.

От 87 *км* (Dielingen) начинается газопровод перемычка D_y=600 *мм* L=26 *км* между МГ Wardenburg – Werne и МГ Rehden – Lehrte. На 9 *км* этой перемычки проходит граница между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westfalen, а на 15 *км* проходит граница между Nordrhein-Westfalen и Niedersachsen.

Последний четвёртый участок МГ Wardenburg – Werne от 87 *км* (Dielingen) до 202 *км* (Werne) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=1200 *мм* и D_y=900 *мм*. На 140 *км* МГ Wardenburg – Werne проходит граница между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westfalen. На 202 *км* МГ Wardenburg – Werne установлена КС Werne, являющаяся узловой в системе газоснабжения Германии. На этой КС сходятся целый ряд магистральных газопроводов.

От КС Rehden начинается МГ Rehden – Heidenau – Gasleitung (RHG) L=121 *км*, состоящий из двух участков. До КС Achim (63 *км*) проложены два газопровод D_y=800 *мм* и D_y=400 *мм*. На 8 *км* (Duste) к МГ подключаются распределительные газопроводы D_y=400 *мм* и газопроводы других диаметров. От КС Achim (63 *км*) до населённого пункта Heidenau (121 *км*), где заканчивается МГ RHG проложены три параллельных трубопровода D_y=800 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=450 *мм*. На этом участке к МГ RHG подключены распределительные газопроводы D_y=300 *мм* и D_y=200 *мм*, к которым подключены месторождения газа Mulmshorn/Borchel (40) и Taaken (41). От Heidenau до КС Rehden параллельно МГ RHG проходит МГ NEL (318–440 *км*).

От населённого пункта Heidenau (121 *км*) МГ RHG начинается МГ Deutsch/Dänisch Ergastransport – Gesellschaft (DEUDAN), состоящий из нескольких участков различной конфигурации. Первый участок МГ DEUDAN от 0 *км* (Heidenau) до 26 *км* (Dollern) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм*. На 20 *км* к этому газопроводу подключено ПХГ Harsefeld. От 26 *км* (Dollern) начинается газопровод D_y=450 *мм* соединяющий МГ DEUDAN с распределительной системой.

Второй участок МГ DEUDAN от 26 *км* (Dollern) до 43 *км* (Uetersen) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=750 *мм* и D_y=800 *мм*. На 33 *км* газопровода проходит граница между федеральными землями Niedersachsen и Mecklenburg-Vorpommern.

Третий участок МГ DEUDAN от 43 *км* (Uetersen) до 57 *км* (Klein Offenstein) состоит из одного трубопровода D_y=750 *мм*. От 57 *км* (Klein Offenstein) начинается РГ Klein Offenstein – Heide, который в свою очередь соединён нескольким газопроводами перемычками с другими газопроводами распределительной системы.

Четвёртый участок МГ DEUDAN от 57 *км* (Klein Offenstein) до 74 *км* (Bad Bramsted) состоит из состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=750 *мм*.

Пятый участок МГ DEUDAN от 74 *км* (Bad Bramsted) до населённого пункта Heerstedt состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=750 *мм* и D_y=400 *мм*. На 74 *км* (Bad Bramsted) от МГ начинается большой газопровод отвод D_y=500 *мм* до города Kiel. К этому газопроводу отводу подключены два ПХГ Kiel-Rönne в разных соляных кавернах. На 82 *км* МГ DEUDAN установлена КС Quarnstadt.

Последний участок до границы с Данией до 184 *км* (ГИС Ellund) состоит из одного трубопровода D_y=700/500 *мм*. Перед границей установлена КС Ellund. Через ГИС Ellund газ может поставляться как со стороны Германии в Данию, так и со стороны Дании в Германию. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Ellund при подаче газа со стороны Германии составляет 136,1 *GWh/d* или около 11,73 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Ellund при подаче газа со стороны Дании составляет 32,7 *GWh/d* или около 0,34 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От населённого пункта Heidenau (121 *км*) МГ RHG начинается РГ Heidenau – Rostock L=207 *км*, состоящий из участков различной конфигурации. От 0 *км* (Heidenau) до 20 *км* (Buchhols) РГ состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=800 *мм* и D_y=400 *мм* P_y==7,0 *МПа*. Участок от 20 *км* (Buchhols) до 33 *км* (Reitbrook) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* P_y=7,0 *МПа*. Недалеко от 28 *км* (Stelle) к РГ Heidenau – Rostock подключается газопровод распределительной системы D_y=250 *мм* P_y=7,0 *МПа*. На 30 *км* газопровода проходит граница между федеральными землями Niedersachsen и Hamburg.

Участок от 33 *км* (Reitbrook) до 64 *км* (Lubek) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=300 *мм* и D_y=250 *мм* P_y=7,0 *МПа*. Здесь к РГ подключается газопровод D_y=400 *мм* L=83 *км* от ПХГ Kraak, расположенного на 145 *км* РГ Peckensen – Wismar и газопровод распределительной системы D_y=300 *мм* P_y=7,0 *МПа*. На 38 *км* газопровода проходит граница между федеральными землями Hamburg и Mecklenburg-Vorpommern.

Участок от 64 *км* (Lubek) до 153 *км* (Wismar) состоит из одного трубопровода D_y=300 *мм*. Здесь к РГ подключается РГ Peckensen – Wismar.

Последний участок от 153 *км* (Wismar) до 207 *км* (Rostock) состоит из одного трубопровода D_y=500 *мм*. РГ Heidenau – Rostock заканчивается на 207 *км*, где газопровод подключается к газовому кольцу города Росток (Rostock).

От КС Achim, расположенной на 128 *км* МГ Emden – Achim начинается МГ Achim – Lehete D_y=800 *мм* L=95 *км* P_y==8,4 *МПа*. На 17 *км* (Verden) этот МГ соединяется газопроводом перемычкой L=15 *км* с узловой точкой Sudkampen, к которой газопроводами D_y=750 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=800 *мм* подходит газ от месторождений: Einloh (33), Grauen (32), Hemsbünde (36), Idsingen (26), Imbrock (21), Friederichseck (20), Ostervesede (34), Preyersmühle-Hastedt (35), Soltau (19), Völkersen-Nord (30), Walsrode (25), Walsrode-West (24), Weissenmoor (28), Worth (38), Bötersen (39), Hamwiede (27), Söhlingen/Sö.-Ost (31). От Sudkampen отходят два газопровода: Sudkampen – Kirchdorf D_y=700 *мм* L=56 *км* и Sudkampen – Lehrte D_y=800 *мм* L=83 *км* P_y==8,4 *МПа*.

МГ Achim – Lehete на 32 *км* (Hassel) пересекается с 19 *км* (Hassel) газопровода Sudkampen – Kirchdorf. На 56 *км* (Linsburg) к газопроводу подключается перемычка L=32 *км* с 56 *км* (Kirchdorf) газопровода Sudkampen – Kirchdorf.

К этой узловой точке Kirchdorf подходят ещё ряд распределительных газопроводов от Duste МГ RHG, газопровод D_y=600 *мм* L=23 *км* от КС Rehden, газопровод перемычка L=12 *км* от узловой точки Strohen МГ Rehden – Lehrte. Не далеко от Kirchdorf расположены месторождения газа: Deblinghausen (50), Staffhorst (51), Hesterberg (52), Staffhorst/Nord/Päpsen (53), Siedenburg (54), Uchte (55), Burgmoor (56), Bahrenbostel (57), Barenburg (58) и Buchhorst (59).

Между 56 *км* (Linsburg) и 95 *км* (Lehete) к МГ подключается газопровод перемычка D_y=400 *мм* от Bad Nenndorf (70 *км*) МГ Rehden – Lehrte. Около этого трубопровода расположены месторождения газа: Husum (43), Schneeren (44), Schneeren-Ost (45).

МГ Achim – Lehete заканчивается на 95 *км* в Lehete - узловой точке системы газоснабжения Германии.

К узловой точке Lehete подключается МГ Rehden – Lehrte D_y=700 *мм* L=110 *км*, начинающийся на КС Rehden. На 17 *км* (Strohen) этого газопровода к нему подключаются газопровод перемычка L=12 *км* с МГ Sudkampen – Kirchdorf и газопровод перемычка D_y=600 *мм* L=26 *км* с 87 *км* (Dielingen) МГ Wardenburg – Werne, которая на 9 *км* пересекает границу между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westhalen, на 12 *км* 170 *км* МГ MIDAL, на 15 *км* границу между федеральными землями Nordrhein-Westhalen и Niedersachsen. От 17 до 110 *км* участок МГ состоит из двух газопроводов D_y=700 *мм* и D_y=600 *мм*, к которому на 90 *км* подключено ПХГ Empelde.

В узловой точке Lehete заканчиваются МГ Achim – Lehete, МГ Sudkampen – Lehrte, МГ Rehden – Lehrte, МГ Reckord – Lehrte и Lutterloh – Lehrte. От узловой точки Lehete начинаются газопровод перемычка D_y=400/600 *мм* L=97 *км* с 81 *км* (Barleben) системы газопроводов Peckensen – Barleben и газопровод D_y=800 *мм* L=32 *км* P_y=7,0 *МПа* до населённого пункта Salzgitter, к которому в свою очередь подключаются газопроводы Staßfurt – Salzgitter D_y=500/600/400 *мм* L=95 *км*, газопровод L=49 *км* от 115 км (Northeim) МГ Reckod – Lehete, газопровод D_y=400 *мм* от 159 *км* (Goß Soliletfurth) МГ Reckod-Lehete и газопровод D_y=400 *мм* от 16 *км* газопровода перемычки с 81 *км* (Barleben) системы газопроводов Peckensen – Barleben.

От 296 *км* МГ NETRA (Peckensen) начинается система газопроводов Peckensen – Barleben L=81 *км*, состоящая из четырёх параллельных газопроводов D_y=900 *мм*, D_y=800 *мм*, D_y=750 *мм* и D_y=600 *мм*. К этому месту системы газоснабжения подключено ПХГ Peckensen и ряд месторождений газа: Sanne (1), Riebau (2), Salzwedel-Peckensen (3).

К 81 *км* (Barleben) системы газопроводов Peckensen – Barleben подключается газопровод перемычка D_y=600 *мм* от узловой точки Lehete.

К 81 *км* (Barlebeu) подключен газопровод перемычка D_y=800 *мм* L=8 *км* до населённого пункта Walmirstedt от которого начинается РГ Walmirstedt – Perleberg D_y=600 *мм* L=102 *км*. На 42 *км* (Stendal) этот газопровод пересекает 62 *км* (Stendal) РГ Peckensen – Falkensee, на 65 км пересекает МГ Peckensen – Klenbaum, на 82 км границу между федеральными землями Sachsen Anhalt и Brandenburg. РГ Walmirstedt – Perleberg заканчивается на 102 км в населённом пункте Perleberg.

От 81 *км* (Barlebeu) начинаются РГ Barleben – Raguhn, РГ Barleben – Staßfurt и РГ Barleben – Bad Dürrenberg.

От 296 *км* МГ NETRA (Peckensen) начинаются два распределительных газопровода: РГ Peckensen – Rostock D_y=800 *мм* L=187 *км* и РГ Peckensen – Wismar L=217 *км*, состоящий из участков газопроводов различного диаметра. На участке от Peckensen (0 *км*) до Wittenberge (58 *км*) РГ Peckensen – Wismar D_y=800 *мм* проходит параллельно с РГ Peckensen – Rostock и далее до Perleberg, куда подключается и РГ Walmirstedt – Perleberg.

От 73 *км* (Perleberg) до 145 *км* (Kraak) РГ Peckensen – Wismar состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=500 *мм*. На 107 км этого газопровода находится граница между федеральными землями Brandenburg и Mecklenburg-Vorpommern. На 145 *км* (Wobbelin) к РГ подключается ПХГ Kraak и газопровод перемычка D_y=400 *мм* L=83 *км* с 33 *км* (Reitbrook) РГ Heidernau – Rostock. На 48 км этого газопровода находится граница между федеральными землями Mecklenburg-Vorpommern и Hamburg. От 145 *км* (Kraak) до 178 *км* (Schwerin) РГ Peckensen – Wismar состоит из трубопровода D_y=300 *мм*. На 178 *км* (Schwerin) к нему подключается газопровод перемычка D_y=600 *мм* L=32 *км* от 127 *км* (Zolkow) РГ Peckensen – Rostock. От 178 *км* (Schwerin) до 217 *км* (Wismar) РГ Peckensen – Wismar состоит из трубопровода D_y=500 *мм*. На 217 *км* (Wismar) он подключается к 153 *км* (Wismar) РГ Heidernau – Rostock.

РГ Peckensen – Rostock на всём своём протяжении до 187 *км* (Rostock) состоит из трубопровода D_y=800 *мм*. До 58 *км* (Wittenberge) он проходит параллельно РГ Peckensen – Wismar. На 90 *км* газопровод пересекает границу между федеральными землями Brandenburg и Mecklenburg – Vorpommern. На 100 *км* (Korrenzin) от него начинается газопровод перемычка D_y=800 *мм* L=31 *км* с 73 *км* (Meyenbug) РГ Dreetz-Rostock. На 113 *км* (Porchim) к РГ Peckensen – Rostock подключается газопровод D_y=300 *мм* соединяющийся с 33 *км* (Reitbrook) РГ Heidernau – Rostock. На 127 *км* (Zolkow) РГ Peckensen – Rostock начинается газопровод перемычка D_y=600 *мм* L=32 *км* с 178 *км* (Schwerin) РГ Peckensen – Wismar. На 169 км (Selow) от РГ Peckensen – Wismar начинается газопровод Selow – Swinemunde

D_y=400/300 *мм* L=182 *км* до ГИС Swinemunde на границе с Польшей. РГ Peckensen – Rostock закачивается на 187 км, где он соединяется с 207 *км* РГ Heidernau – Rostock.

От 296 *км* МГ NETRA (Peckensen) начинается МГ Peckensen – Kienbaum D_y=1100 *мм* L=235 *км*. Этот газопровод можно считать продолжением МГ NETRA.

На 55 км (Osterburg) МГ Peckensen – Kienbaum пересекает 65 км (Osterburg) РГ Wolmirstedt – Perleberg.

На 86 *км* газопровод пересекает границу между федеральными землями Sachsen Anhalt и Brandenburg.

На 106 *км* (Dreetz) от МГ Peckensen – Kienbaum начинается РГ Dreetz – Rostock D_y=600 *мм* L=165 *км*. На 54 *км* (Pritzwalk) этот газопровод соединяется двумя параллельными перемычками D_y=600 *мм* и D_y=400 *мм* с 73 *км* (Perleberg) РГ Peckensen – Wismar и 102 *км* (Perleberg) РГ Walmirstedt – Perleberg, на 73 *км* (Meyenburg) соединяется перемычкой D_y=800 *мм* L=31 *км* с 100 *км* (Korrenzin) РГ Peckensen – Rostock, 132 *км* (Plaaz) пересекается с 24 *км* (Plaaz) газопровода Selow – Swinemunde.

На 107 *км* (Kleßen) к МГ Peckensen – Kienbaum подключается МГ Buchholz – Kleßen D_y=600 *мм* L=39 *км*.

На 163 *км* (Lahnitz) от МГ Peckensen – Kienbaum начинается газопровод D_y=400 *мм*, который соединяется с другими газопроводами системы газоснабжения.

МГ Peckensen – Kienbaum заканчивается на 235 *км* в узловой точке Kienbaum которую также пересекают МГ JAGAL (50 *км*) и МГ OPAL (270 *км*).

После транзитного морского газопровода Nord Stream от ГИС Greifswald начинаются три больших газопровода: МГ Nordeuropäsche Erdgasleitund (NEL), МГ Ostsee – Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) и Europäischen Gas-Anbindungsleitung (EUGAL). Техническая возможная производительность газопровода Nord Stream на входе в ГИС Greifswald составляет 1742,0 *GWh/d* или около 155,54 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

МГ NEL D_y=1400 *мм* L=440 *км* P_y==10,0 *МПа* пересекает РГ Dreetz – Rostock, РГPeckensen – Rostock» и РГ Peckensen – Wismar, газопровод перемычку Kraak – Reitbrook. На 268 км он пересекает границу между федеральными землями Mecklenburg – Vorpommern и Niedersachsen.

От 318 *км* (Heidernau) до 440 *км* (Rehden) проходит параллельно МГ RHG, пересекая МГ NETRA на 376 *км* недалеко от КС Achim и КС Holtum. МГ NEL заканчивается на КС Rehden.

МГ OPAL D_y=1400 *мм* L=470 *км* P_y=10,0 *МПа* от 230 *км* (Bernau) проходит параллельно МГ Peckensen – Kienbaum до узловой точки Kienbaum (270 *км*). На 320 *км* МГ установлена КС Radeland. Далее МГ OPAL проходит параллельно и недалеко от системы магистральных газопроводов Olbernhau – Grikoris, пересекая на 391 *км* границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen, поворачивая на 440 *км* (Ruhland) в сторону границы с Чехией (ГИС Olbernhau/Brandov). Техническая возможная производительность газопровода OPAL через ГИС Olbernhau/Brandov составляет 571,1 *GWh/d* или около 50,99 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

МГ EUGAL начинается от ГИС Greifswald двумя параллельными газопроводами D_y=1400 *мм* L=480 *км* P_y=10,0 *Мпа* и располагается параллельно МГ OPAL. На 330 *км* МГ установлена КС Radeland. От 367 км (Weißack) МГ EUGAL продолжается одним газопроводом D_y=1400 *мм* P_y=10,0 *Мпа*. МГ EUGAL также, как и МГ OPAL пересекает границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen, поворачивая (Voigtsdorf) в сторону границы с Чехией (ГИС Deutschneudorf/Hora Svaté Kateriny). Техническая возможная производительность газопровода EUGAL через ГИС Hora Svaté Kateriny/Deutschneudorf со

стороны Чехии в Германию составляет 95,0 *GWh/d* или около 8,19 *млн м³/сут.* Техническая возможная производительность газопровода EUGAL через ГИС Deutschneudorf / Hora Svaté Kateriny со стороны Германии в Чехию составляет 6658 *GWh/d* или около 59,45 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

МГ Jamal – Gas – Anbindungsleitung (JAGAL) D_y=1200 *мм* L=338 *км* P_y=9,5 *МПа* начинается от ГИС Mallnow на границе с Польшей. Техническая возможная производительность газопровода JAGAL на входе в ГИС Mallnow со стороны Польши в Германию составляет 931,5 *GWh/d* или около 88,25 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода JAGAL на входе в ГИС Mallnow со стороны Германию в Польши составляет 184,8 *GWh/d* или около 15,92 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021). На 4 *км* МГ установлена КС Mallnow. На 50 *км* (Kienbaum) МГ JAGAL пересекается в узловой точке Kienbaum с МГ OPAL и МГ Peckensen-Kienbaum. МГ JAGAL пересекает целый ряд магистральных и распределительных газопроводов, пересекает на 95 *км* границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen Anhalt, а на 324 *км* границу между федеральными землями Sachsen и Thüringen, и заканчивается на 338 *км* соединяясь на КС Ruckersdorf с 110 *км* МГ STEGAL.

На границе с Чехией (Deutschneudorf) газотранспортная система Германии (ГИС Olbernhau) соединяется с газотранспортной системой Чехии (ГИС Hora Svaté Kateriny и ГИС Branov).

По системе магистральных газопроводов Olbernhau – Gr.Koris, проходящей через населённый пункт Sayda и состоящей из трёх параллельных трубопроводов D_y=900 *мм* D_y=800 *мм* и D_y=800 *мм*, газ может поступать, как со стороны Чехии в Германию, так и со стороны Германии в Чехию.

На 38 *км* (Freiberg) газопроводы Olbernhau – Gr.Koris меняют свой диаметр на D_y=900 *мм* D_y=600 *мм* и D_y=600 *мм*. От 38 *км* (Freiberg) начинается газопровод Freiberg – Hoyerswerda D_y=800 *мм* L=93 *км*. От 38 *км* (Freiberg) до 58 *км* (Ortrand) этот газопровод проходит параллельно с системой магистральных газопроводов Olbernhau – Gr.Koris. На 58 *км* (Ortrand) газопровод Freiberg – Hoyerswerda поворачивает в сторону узловой точки Hoyerswerda, пересекая на 79 *км* границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen. От 38 *км* (Freiberg) так же начинается газопровод D_y=800 *мм*, который через некоторое расстояние разветвляется на два газопровода D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*. Газопровод D_y=500 *мм* поворачивает в сторону системы магистральных газопроводов Olbernhau – Gr.Koris и проходит параллельно с ними до населённого пункта Schwarzheide. Газопровод D_y=300 *мм* поворачивает в сторону границы с Польшей, соединяясь с другими газопроводами распределительной системы. Система газопроводов Olbernhau – Gr.Koris пересекает на 98 *км* границу между федеральными землями Sachsen и Brandenburg.

На 115 *км* (Schwarzheide) от системы газопроводов Olbernhau – Gr.Koris начинаются газопроводы перемычки Schwarzheide – Raguhn D_y=900 *мм* L=136 *км* (пересекает на 50 *км* границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen и на 85 *км* границу между федеральными землями Sachsen и Sachsen Anhalt), и Schwarzheide-Lutherstadt D_y=800 *мм* L=116 *км* (пересекает на 55 *км* границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen Anhalt), газопровод Schwarzheide – Katharina D_y=600 *мм* L=265 *км* до ПХГ Katharina (пересекает на 46 *км* границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen), четыре параллельных газопровода L=30 *км* D_y=900 *мм*, D_y=800 *мм*, D_y=800 *мм*, D_y=800 *мм* до узловой точки Hoyerswerda (пересекают на 17 *км* границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen) от которой начинаются распределительные газопроводы D_y=800 *мм*, D_y=400 *мм*, D_y=300 *мм*.

От 115 *км* (Schwarzheide) до 195 *км* (Grikoris) система магистральных газопроводов Olbernhau – Gr.Koris состоит из трёх параллельных газопроводов D_y=800 *мм* D_y=600 *мм* и D_y=500 *мм*.

От узловой точки Gr.Koris начинается МГ Gr.Koris – Raguhn, состоящий из трёх участков различной конфигурации.

Первый участок от 0 *км* (Gr.Koris) до 58 *км* (Buchholz) до ПХГ Buchholz состоит из одного трубопровода D_y=800 *мм* L=58 *км*.

Второй участок МГ Gr.Koris – Raguhn от 58 *км* (Buchholz) до 100 *км* (Lutherstadt) состоит из трёх параллельных трубопроводов D_y=800 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=600 *мм*. На 81 *км* газопровод пересекает границу между федеральными землями Brandenburg и Sachsen Anhalt. На 100 *км* (Lutherstadt) к МГ Gr.Koris – Raguhn подключатся газопровод Schwarzheide – Lutherstadt. От 100 *км* (Lutherstadt) МГ Gr.Koris – Raguhn и 116 *км* (Lutherstadt) газопровода Schwarzheide – Lutherstadt начинается газопровод D_y=500/400 *мм* L=96 *км* до ПХГ Katharina, который пересекает на 67 *км* границу между федеральными землями Sachsen Anhalt и Thüringen). Сюда же (ПХГ Katharina) подходит газопровод D_y=600 *мм* L=265 *км* от 115 *км* (Schwarzheide) системы газопроводов Olbernhau – Gr.Koris и D_y=600 *мм* L=45 *км* от КС Eischleben МГ STEGAL.

Третий участок МГ Gr.Koris – Raguhn от 100 *км* (Lutherstadt) до 135 *км* (Raguhn) состоит из двух параллельных газопроводов D_y=900 *мм* и D_y=800 *мм*. На 135 *км* (Raguhn) к газопроводу подключаются МГ Barleben – Raguhn, газопровод Schwarzheide – Raguhn и газопровод D_y=800 *мм* L=68 *км* от 108 км (Neukieritzsch) МГ Olbernhau – Bad Durrenberg и начинаются газопровод перемычка D_y=750 *мм* L=57 *км* с ПХГ Bernburg и ПХГ Staßfurt.

От узловой точки Gr.Koris начинается МГ Gr.Koris – Rüdersdorf-Berlin D_y=800 *мм* L=86 *км*. На 37 *км* этого газопровода подключено ПХГ Rüdersdorf. МГ Gr.Koris – Rüdersdorf – Berlin полукольцом располагается вокруг города Берлин. С другой стороны, это полукольцо замыкает газопровод Buchholz – Berlin D_y=600 *мм* L=80 *км*, начинающийся на ПХГ Buchholz. Так же от ПХГ Buchholz начинается МГ Buchholz – Kleßen D_y=600 *мм* L=39 *км*. Между 44 *км* (Ketzin) МГ Buchholz – Kleßen и 61 *км* (Potsdam) газопровода Buchholz – Berlin существует перемычка.

Внутри газового кольца города Берлин находится ПХГ Berlin, подключённое к газораспределительным сетям. Между газопроводами Grikoris – Rüdersdorf – Berlin, МГ Grikoris – Raguhn, Buchholz – Berlin, образующими внешнее газовое кольцо города Берлин и внутренним газовым кольцом существуют газопроводы перемычки.

От 81 *км* (Barleben) системы газопроводов Peckensen – Barleben и 97 *км* (Barleben) МГ Rehden – Lehrte начинаются РГ Barleben – Raguhn, РГ Barleben – Staßfurt и РГ Barleben – Bad Dürrenberg.

РГ Barleben – Raguhn D_y=900 *мм* L=84 *км* заканчивается в узловой точке системы газоснабжения Германии Raguhn.

РГ Barleben – Staßfurt D_y=800 *мм* L=59 *км* заканчивается подключением к ПХГ Staßfurt и ПХГ Bernburg.

РГ Barlebeu – Bad Dürrenberg D_y=750 *мм* L=115 *км* заканчивается вблизи населённого пункта Bad Dürrenberg, соединяясь с 138 *км* (Bad Dürrenberg) системы газопроводов Olbernhau-Bad Dürrenberg.

На границе с Чехией газ поступает в газотранспортную систему Чехии через ГИС через ГИС Olbernhau (Германия) и ГИС Hora Svaté Kateriny (Чехия) по МГ Olbernhau – Bad Dürrenberg, состоящим из нескольких участков различной конфигурации. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Olbernhau и ГИС Hora Svaté Kateriny составляет 287,7 *GWh/d* или около 25,69 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Первый участок МГ Olbernhau – Bad Dürrenberg до 95 *км* состоит из одного трубопровода D_y=800 *мм*. На 78 км от МГ начинаются газопроводы системы распределения D_y=400 *мм* в сторону города Лейпциг и D_y=500 *мм* в сторону города Цвикау.

Второй участок МГ Olbernhau – Bad Dürrenberg от 95 *км* до 108 *км* (Neukieritzsch) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=800 *мм*. От 108 *км* (Neukieritzsch) начинается газопровод D_y=500 *мм* L=53 *км* до города Цвикау, который на 7 *км* пересекает границу между федеральными землями Sachsen и Thüringen, а на 28 *км* границу между федеральными землями Thüringen и Sachsen.

На третьем участке проходят четыре параллельных трубопровода D_y=750 *мм*, D_y=750 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=800 *мм*. Два трубопровода D_y=750 *мм* и D_y=800 *мм* на 138 *км* (Bad Dürrenberg) соединяются с 115 *км* (Bad Dürrenberg) РГ Barlebeu – Bad Dürrenberg. Один трубопровод D_y=800 *мм* L=68 *км* поворачивает в сторону узловой точки Raguhn. На 10 *км* он пересекает газопровод Schwarzheid – Katharina, на 51 *км* границу между федеральными землями Sachsen и Sachsen Anhalt, на 68 *км* соединяется с узловой точкой Raguhn. К трубопроводу D_y=750 *мм* на 163 *км* подключается ПХГ Bad Lauchstädt. К этому ПХГ также подходит газопровод D_y=600 *мм* L=70 *км* от 165 *км* (Stadtroda) МГ STEGAL (На 35 *км* этот газопровод пересекает границу между федеральными землями Thüringen и Sachsen Anhalt).

На границе с Чехией (Olbernhau) газ может поступать в газотранспортную систему Германии через ГИС Brandov по МГ Sachsen – Thüringen – Erdgasleitung (STEGAL) L=346 *км*, состоящему из участков трубопроводов разной конфигурации. В последнее время поставки газа через ГИС Brandov с территории Чехии в Германию и с территории Германии в Чехию не осуществляются. (ENTSOG 2021).

Первый участок МГ STEGAL до 90 *км* (Zwickau) состоит из трубопровода D_y=800 *мм* P_y=9,0 *МПа*.

Второй участок от 90 *км* (Zwickau) до 156 *км* (Stadtroda) состоит из двух трубопроводов D_y=800 *мм*. На 104 *км* газопровод пересекает границу между федеральными землями Sachsen и Thüringen. На 110 *км* МГ STEGAL установлена КС Rückersdorf. На 156 *км* (Stadtroda) от МГ STEGAL начинается газопровод D_y=600 *мм* L=70 *км* до ПХГ Bad Lauchstädt.

Третий участок МГ STEGAL от 156 *км* (Stadtroda) до 234 *км* (Eischleben) состоит из трёх трубопроводов D_y=800 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=1000 *мм*. На 234 *км* установлена КС Eischleben. От КС Eischleben начинается газопровод D_y=800 *мм* L=45 *км* до ПХГ Katharina, а также газопроводы распределительной системы.

Четвёртый участок от 234 *км* (Eischleben) до 246 *км* (Behringen) состоит из трёх трубопроводов D_y=800 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=1000 *мм* P_y=8,4 *МПа*.

Последний, пятый участок МГ STEGAL от 246 *км* (Behringen) до 346 *км* (Eiterfeld) состоит из двух трубопроводов D_y=800 *мм* и D_y=1000 *мм* P_y=8,4 *МПа*. На 336 км газопровода находится граница между федеральными землями Thüringen и Hessen.

МГ STEGAL заканчивается на 346 *км,* где установлена КС Eiterfeld, к которой подключается ПХГ Reckord. Через КС Eiterfeld проходит МГ WIDAL. Между 346 *км* (Eiterfeld) МГ STEGAL и 90 км (Herbstein) МГ Rimpar – Hamm находится газопровод перемычка D_y=1000 *мм* P_y=8,4 *МПа*.

От КС Eiterfeld начинается МГ Reckord – Lehrte L=195 *км*, состоящий из участков трубопроводов различной конфигурации. От 0 *км* (Eiterfeld) до 98 *км* (Gottingen) газопровод состоит из трубопровода D_y=500 *мм* P_y=6,4 *МПа*. От 48 *км* начинается и на 98 *км* заканчивается большой газопровод D_y=500/400 *мм* проходящий полукольцом возле города Кассель. На 81 *км* (Frieland) находится граница между федеральными землями Thüringen и Niedersachsen.

От 98 *км* (Gottingen) до 159 *км* (Großdüngen) газопровод состоит из трубопровода D_y=450 *мм* P_y=6,4 *МПа*. На 115 км (Northeim) МГ Reckord – Lehrte начинается газопровод D_y=400 *мм* L=49 *км* до Solzditter. Последний участок от 159 *км* (Großdüngen) до 195 *км* (Lehrte) газопровода состоит из трубопровода D_y=800 *мм* P_y=8,4 *МПа*.

МГ Reckord – Lehrte заканчивается в узловой точке Lehrte к которой подключаются и другие МГ и РГ.

От КС Bunde начинается МГ Bunde – Werne L=193 *км*, состоящий из участков различной конфигурации.

Первый участок от 0 *км* (Bunde) до 73 *км* (Lingen) состоит из двух параллельных газопроводов D_y=1100 *мм* и D_y=750 *мм* P_y=6,8 *МПа*. На 40 *км* (Rutenbrock) к МГ подключается газопровод D_y=600 *мм* L=17,6 *км* P_y=6,8 *МПа* от ГИС Wieghuis на границе с Нидерландами. Параллельно этому газопроводу проходит газопровод D_y=300 *мм*, который подключается к газораспределительной системе страны. На этом участке недалеко от МГ Bunde – Werne расположены месторождения газа: Rütenbrock (100) и Fehndorf (101). На 65 *км* (Geeste) к МГ подключается газопровод Uelsen – Geeste D_y=600 *мм* L=30 *км* P_y=8,4 *МПа* от ПХГ Uelsen. На 73 *км* (Lingen) к МГ Bunde – Werne подключается МГ Epe – Lingen (58 *км*) D_y=800 *мм* L=58 *км* P_y=6,8 *МПа*, на 20 *км* (Wettringen) которого начинается газопровод Wettringen – Hamm D_y=600 *мм*. На 32 *км* МГ Epe – Lingen пересекает границу между федеральными землями Nordrhein-Westfalen и Niedersachsen. На 40 *км* (Emsburen) МГ Epe – Lingen пересекает МГ Barssel – Lintorf. В этом месте установлена КС Elbergen. От ПХГ Epe проложен газопровод до границы с Нидерландами (ГИС Enschede). В ПХГ Epe хранится H-gas и L-gas различных компаний

От 73 *км* (Lingen) и до 193 *км* (Werne) МГ Bunde – Werne состоит из одного газопровода D_y=1100 *мм*. На 105 км МГ Bunde – Werne пересекает границу между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westfalen. На 137 км (Legden) к МГ Bunde – Werne подключается МГ Kalle – Bochum, состоящий из трубопровода D_y=800 *мм* L=153 *км* P_y=7,0 *МПа*, который от 68 *км* (Legden) до 116 *км* (Seppenrade) проходит параллельно с МГ Bunde – Werne. На этом же участке параллельно МГ Kalle – Bochum расположены два трубопровода D_y=400 *мм* и D_y=200 *мм* распределительной системы. На 39 *км* МГ Kalle – Bochum пересекает границу между федеральными землями Niedersachsen и Nordrhein-Westfalen. На 46 *км* этого газопровода установлена КС Ochtrup, от которой начинается газопровод Ochtrup – Ascheberg D_y=600 *мм* продолжающийся до 188 *км* (Ascheberg) МГ Wardenburg – Werne.

На 159 *км* (Rorup) МГ Bunde – Werne и на 100 км (Rorup) МГ Kalle – Bochum к газопроводам подключается на 30 *км* (Rorup) МГ L-gas Winterswijk – Werne D_y=1000/900 *мм* L=64 *км*, начинающийся на границе с Нидерландами (ГИС Winterswijk). Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Winterswijk составляет 140 *GWh/d* или около 15,55 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). На 15 *км* этого газопровода установлена КС Gescher. МГ Winterswijk – Werne на отрезке от 30 *км* (Rorup) до 46 *км* (Seppenrade) расположен параллельно с МГ Kalle-Bochum, и от 30 *км* (Rorup) до 64 *км* (Werne) расположен параллельно с МГ Bunde – Werne. Газопроводы Winterswijk – Werne и МГ Bunde – Werne заканчиваются на узловой КС Werne, расположенной недалеко от города Дортмунд. Дортмунд является большим газотранспортном узлом в системе газоснабжения Германии. В этой точке сходятся несколько магистральных и распределительных газопроводов. От Дортмунда начинается МГ METG и подходит МГ Rimpar – Hamm. Рядом проходит МГ WEDAL.

МГ Kalle – Bochum от 100 *км* (Rorup) до 116 *км* (Seppenrade) располагается параллельно с МГ Bunde – Werne и МГ Winterswijk – Werne. От 116 *км* (Seppenrade) МГ Kalle – Bochum поворачивает в сторону города Бохум, где он соединяется с газопроводом Huls – Bochum и газопроводами распределительной системы, расположенными вокруг Дортмунда.

На территории графства Бейнтхам расположено большое количество месторождений газа: Adorf (102), Annaveen (103), Ringe (104), Kalle (105), Itterbeck/Getelo (106), Emlichheim (-Nord)/Laarwald (107), Ratzel (108), Wielen (109), Hohenkörben (110), Frenswegen (111), Bentheim (112), Ochtrup (115). В этом же районе расположены ПХГ Kalle и ПХГ Uelsen. Все месторождения связаны газопроводами с системой газоснабжения и ПХГ.

От ПХГ Kalle начинается газопровод D_y=800 *мм* L=40 *км* до 86 *км* (Elbergen) МГ Barssel – Lintorf и МГ Kalle – Bochum D_y=800 *мм* L=153 *км*. От ПХГ Uelsen начинается газопровод Uelsen-Geeste D_y=600 *мм* L=30 *км* до 65 *км* (Geeste) МГ Bunde – Werne.

От ГИС Zevenaar, расположенной на границе с Нидерландами начинается МГ L-gas Nordrheinische Erdgastransport (NETG) L=112 *км*, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=900 *мм*. Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Zevenaar составляет 201,8 *GWh/d* или около 22,42 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021). На 4 *км* МГ NETG установлена КС Elten, на 34 *км* (Kapelten) МГ NETG начинается газопровод D_y=500 *мм L*=48 *км* до Lintorf. К этому газопроводу подключено ПХГ Xanten.

На 63 *км* (Huls) МГ NET начинается газопровод Huls – Bochum D_y=650 *мм* L=55 *км* и газопровод L=25 *км* до границы с Нидерландами (ГИС Tegelen). На 21 *км* (Lintorf) к газопроводу Huls – Bochum подключается МГ Barssel – Lintorf, на 36 *км* (Langenberg) подключаются газопроводы распределительной системы, расположенные вокруг города Дортмунд. Газопровод Huls – Bochum заканчивается на 55 *км* (Bochum) где он соединяется с МГ Kalle-Bochum.

На 65 *км* МГ NETG установлена КС St. Hubert. На 100 *км* (Nievenhlim) подключается перемычка между МГ NETG и МГ WEDAL. МГ NETG заканчивается на 112 *км* (Langenfeld), где он соединяется с 288 *км* (Langenfeld) МГ WEDAL.

МГ Mittelrheinische Erdgastransport (METG) L=270 *км* начинается на 0 *км* от КС Werne, расположенной недалеко от Дортмунда, двумя параллельными газопроводами D_y=1000 *мм* и D_y=800 *мм* P_y=8,75 *МПа*. На 10 *км* (Hennen) газопровод пересекает 147 *км* (Hennen) МГ WEDAL. На 104 *км* (Troisdorf) к МГ METG подключается газопровод перемычка D_y=800 *мм* L=75 *км* от КС Stolberg МГ TENP. От 104 *км* (Troisdorf) до 185 *км* (Scheidt Laurenburg) МГ METG состоит из трёх параллельных трубопроводов D_y=800 *мм* P_y=8,75 *МПа*. На 126 *км* МГ METG пересекает границу между федеральными землями Nordrhein-Westfalen и Rheinland-Pfalz. На 185 *км* установлена КС Scheidt Laurenburg (Scheidt) от которой отходят три газопровода D_y=800 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=600 *мм*. От одного трубопровода D_y=600 *мм* на 239 *км* (Rüsselsheim am Main) начинаются три параллельных газопровода D_y=300 *мм*, поворачивающих в сторону города Франкфурт на Майне, а два параллельных трубопровода D_y=800 *мм* продолжаются как МГ METG до 270 *км*, где установлена КС Gernsheim, на которой МГ METG и заканчивается. На 200 *км* МГ METG пересекает границу между федеральными землями Rheinland-Pfalz и Hessen. На 270 *км* к МГ METG подключаются 324 *км* МГ STEGAL и МГ Waidhaus-Gernsheim, ПХГ Stockstadt и ПХГ Hähnlein.

От ГИС Bocholtz, расположенной на границе с Нидерландами начинается МГ H-gas Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) L=500 *км*, состоящий из участков с двумя параллельными трубопроводами различной конфигурации. Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Bocholtz составляет 30,9 *GWh/d* или около 2,66 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

Первый участок МГ TENP от 0 *км* (Bocholtz) до 215 *км* (Mittelbrunn) состоит из двух трубопроводов D_y=950 *мм* P_y=6,75 *МПа*. На 15 *км* МГ установлена КС Stolberg от которой начинается газопровод перемычка D_y=800 *мм* L=75 *км* к 104 *км* (Troisdorf) МГ METG. На 15 *км* (Stolberg) МГ TENP пересекает 308 *км* (Stolberg) МГ WEDAL.

На 65 *км* МГ TENP пересекает границу между федеральными землями Nordrhein-Westfalen и Rheinland-Pfalz.

На 200 км (Ramstein) от МГ TENP начинается газопровод D_y=500 *мм* L=86 *км* до границы с Люксембургом (ГИС Remich), на 17 *км* которого находится граница между федеральными землями Rheinland-Pfalz и Saarland. На 215 *км* МГ TENP установлена КС Mittelbrunn. Здесь МГ METG пересекает 422 *км* МГ MEGAL.

От КС Mittelbrunn (215 *км*) МГ TENP состоит из двух трубопроводов D_y=1000 *мм* и D_y=950 *мм* P_y=6,75 *МПа*. На 305 *км* МГ TENP пересекает границу между федеральными землями Rheinland-Pfalz и Baden-Wurttemberg. На 320 *км* МГ TENP установлена КС Schwarzach. От КС Karlsruhe МГ MIDAL начинается и дальше (недалеко от КС Schwarzach) параллельно МГ TENP проходит РГ D_y=400 *мм*. Ещё один газопровод D_y=400 *мм*, который также проходит параллельно МГ TENP, начинается на его 350 км (Willtstall). Эти газопроводы заканчиваются в районе населённых пунктов March (410 *км*) и Bad Kraingen (425 *км*), соединяясь с распределительной системой газопроводов. На 440 *км* МГ «TENP» установлена КС Hugelheim. МГ TENP заканчивается на границе со Швейцарией (ГИС Wallbach). Техническая возможная производительность на входе в ГИС Wallbach со стороны Германии составляет 319,2 *GWh/d* или около 28,0 *млн м^3/сут.* Техническая возможная производительность на входе в ГИС Wallbach со стороны Швейцарии составляет 172,8 *GWh/d* или около 14,89 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От ГИС Waidhaus, расположенной на границе с Чехией начинается система газопроводов, состоящая из двух магистральных газопроводов: МГ Mittej – Europäische Gasleitungsgesellschaft (MEGAL) L=460 *км* и МГ Waidhaus – Gernsheim L=324 *км*. Эти два МГ проходят параллельно и состоят из участков трубопроводов различной конфигурации. Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Waidhaus составляет 896,7 *GWh/d* или около 80,06 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Первый участок МГ MEGAL от 0 *км* (Waidhaus) до 30 *км* (Rothenstadt) называется MEGAL NORD, потому что на 30 *км*, где установлена КС Rothenstadt, к нему присоединяется МГ Rothenstadt – Wolfersbergerg, к которому в свою очередь на его 40 *км* (Schwandorf) присоединяется МГ MEGAL SUD. После КС Rothenstadt МГ называется MEGAL на всём его протяжении. До 324 *км* (Gernsheim) МГ MEGAL состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=1000 *мм* и D_y=1200 *мм* P_y=8,0 *МПа*. МГ Waidhaus – Gernsheim на всём протяжении до 324 *км* состоит из трубопровода D_y=700 P_y=7,0 *МПа*.

От 4 *км* (Waidhaus) МГ Waidhaus – Gernsheim начинается РГ D_y=300 P_y=6,4 *МПа*, который подключается к распределительной системе газопроводов.

На 103 *км* МГ Waidhaus – Gernsheim установлена КС Eschenfelden, к которой подключается ПХГ Eschenfelden. От ПХГ Eschenfelden начинаются два газопровода D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*, которые подключаются к распределительной системе.

На 109 *км* МГ MEGAL установлена КС Renzenhof.

От 145 *км* (Obermichelbach) МГ MEGA и МГ Waidhaus – Gernsheim начинается РГ Obermichelbach – Amerdingen D_y=900 *мм* L=90 *км* P_y=8,0 *МПа*, на 161 *км* (Gerhardshofen) начинается РГ Gerhardshofen – Lidenbenberg D_y=500 *мм* L=395 *км* P_y=6,75 *МПа*, на 213 *км* установлена КС Rimpar от которой начинается МГ Rimpar – Hamm L=265 *км*. От 0 км (Rimpar) до 65 *км* (Schluchtern) МГ Rimpar – Hamm состоит из трубопровода D_y=700 *мм* P_y=8,4 *МПа*. На 50 *км* МГ Rimpar – Hamm пересекает границу между федеральными землями Bayern и Hessen. После 65 *км* (Schluchtern). Здесь МГ Rimpar – Hamm пересекается с 510 *км* (Schluchtern) МГ MIDAL, состоящим из трубопровода D_y=1200 *мм* P_y=10,0 *МПа*. На 90 *км* (Herbstein) к МГ Rimpar – Hamm подключается перемычка D_y=1000 *мм* L=40 *км* P_y=8,4 *МПа* от КС Eiterfeld. На 169 *км* МГ Rimpar – Hamm пересекает границу между федеральными землями Hessen и Nordrhein-Westfalen. МГ Rimpar – Hamm заканчивается на 265 *км* (Hamm) недалеко от города Дортмунд.

На 324 *км* МГ MEGAL и МГ Waidhaus – Gernsheim установлена КС Gernsheim, где и заканчивается МГ Waidhaus – Gernsheim. К КС Gernsheim подключаются МГ METG, ПХГ Stockstadt, ПХГ Hähnlein и РГ D_y=300 *мм*, который до КС Rimpar проходит параллельно МГ Waidhaus – Gernsheim, а потом изменяя направление, подключается к распределительной системе газопроводов. Недалеко от КС Gernsheim систему газопроводов MEGAL и Waidhaus – Gernsheim пересекает МГ MIDAL на 605 *км*.

Участок МГ MEGAL от 324 *км* (Gernsheim) до 450 *км* (Altheim) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=1100 *мм* P_y=8,0 *МПа*. На 330 *км* газопровод MEGAL пересекает границу между федеральными землями Hessen и Rheinland-Pfalz. На 422 *км* установлена КС Mittelbrunn, где МГ MEGAL пересекается с 215 *км* МГ TENP.

От 450 *км* (Altheim) до 460 *км* (Gersheim) где МГ MEGAL пересекает границу с Францией (ГИС Obergallbach) газопровод состоит из трубопровода D_y=1100 *мм* P_y=8,0 *МПа*. На 455 *км* на МГ MEGAL установлена ГИС Medelsheim, здесь к МГ MEGAL подключается газопровод перемычка D_y=600/500 *мм* с газопроводом Ramstein – Remich D_y=500 *мм* L=86 *км* по которому поставляется газ в Люксембург. Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Medelsheim и на входе в ГИС Obergallbach составляет 613,7 *GWh/d* или около 54,79 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От ГИС Oberkappel, расположенной на границе с Австрией начинается МГ MEGAL SUD D_y=800 *мм* L=167 *км* P_y=8,76 *МПа*. На 5 *км* МГ установлена КС Wildenranna, на 31 *км* (Passau), на 79 *км* (Deggendorf) и на 161 *км* (Steinberg) к МГ MEGAL SUD подключаются РГ D_y=300 *мм*, на 167 *км* (Gchwandorf) подключаясь к 40 *км* (Gchwandorf) РГ Rothenstadt – Wolfersberg МГ MEGAL SUD заканчивается. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Oberkappel при подаче газа со стороны Австрии в Германию составляет 159,9 *GWh/d* или около 13,78 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Oberkappel при подаче газа со стороны Германии в Австрию составляет 199,4 *GWh/d* или около 17,19 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

РГ Rothenstadt – Wolfersberg D_y=800/700 *мм* L=200 *км* P_y=8,75 *МПа* начинается от КС Rothenstadt (40 *км*) МГ MEGAL NORD. На 40 *км* (Gchwandorf) к РГ подключается МГ MEGAL SUD, на 90 *км* (Essing) подключается РГ D_y=400 *мм*, на 103 *км* (Bad Gogging) к РГ Rothenstadt – Wolfersberg подключается МГ Überackern – Bad Gogging, на 107 *км* (Newstadt) начинается РГ Newstadt – Lindenberg D_y=450 *мм* L=248 *км*, на 115 *км* (Sigenburg) подключается РГ D_y=300 *мм* от 161 *км* (Steinberg) МГ MEGAL SUD и начинается РГ D_y=400 *мм* до 216 *км* (Augsburg) МГ Karlsruhe – Munchen, на 180 *км* (Mkt. Schwaben) РГ Rothenstadt – Wolfersberg пересекает МГ Burghausen – Amerdingen (SÜDAL). От 180 *км* до 200 *км* газопровод состоит из трубопровода D_y=700 *мм*. РГ Rothenstadt – Wolfersberg заканчивается на 200 *км* где к нему подключается ПХГ Wolfersberg и начинаются два газопровода D_y=600 *мм* и D_y=400 *мм* до ПХГ Schmidthausen и ПХГ Inzenham-West, а также РГ D_y=500 *мм* до ГРС Pfronten и ГРС Oberstdorf.

От ПХГ Inzenham-West начинается газопровод D_y=400 *мм* L=35 *км* до ГИС Kieferstelden (Германия)/ГИС Kufstein (Австрия). Транспортировка газа через границу по этому газопроводу в последнее время не производилась. (ENTSOG 2021).

От ГИС Überackern, расположенной в Австрии на границе с Германией, начинаются МГ Burghausen – Amerdingen (SÜDAL) и МГ Überackern – Bad Gogging.

На немецкой территории после границы с Австрией на РГ D_y=300 *мм* установлена ГИС Haiming через которую осуществляется транспорт газа в распределительную систему газоснабжения Германии.

В Австрии установлено ПХГ Haidach, которое связано с системой газоснабжения Германии через ГИС Haidach, расположенной на территории Австрии. Техническая возможная производительность на выходе из ГИС Haidach при отборе газа из ПХГ Haidach составляет 313,6 *GWh/d* или около 28,51 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность на входе в ГИС Haidach при закачке газа в ПХГ Haidach составляет 283,8 *GWh/d* или около 25,84 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

МГ SÜDAL L=202 *км* состоит из участков различной конфигурации. После границы с Австрией на немецкой территории установлен ГИС Burghausen. Техническая возможная

производительность на выходе из ГИС Überackern и на входе в ГИС Burghausen-2 составляет 174,6 *GWh/d* или около 15,59 *млн м³/сут*. При подаче газа со стороны Германии в Австрию через ГИС Burghausen-2 техническая возможная производительность составляет 114,0 *GWh/d* или около 10,19 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

Первый участок МГ SÜDAL от 0 *км* (Burghausen) до 40 *км* (Schnaitsee) состоит из трубопровода D_y=1200 *мм*. На 40 *км* (Schnaitsee) существует перемычка, состоящая из трёх газопроводов (D_y=800 *мм*, D_y=800 *мм* и D_y=750 *мм*) с 36 *км* МГ Überackern – Bad Gogging, где подключено ПХГ Bierwang. От 40 *км* (Schnaitsee) начинается газопровод D_y=700 *мм* L=17 *км* до ПХГ Britbrunn.

Второй участок МГ SÜDAL от 40 *км* (Schnaitsee) до 157 *км* (Gersthofen) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=1200 *мм* и D_y=900 *мм* P_y=8,0 *МПа*. На 82 *км* (Mkt. Schwaben) МГSÜDAL пересекается с 180 *км* (Mkt. Schwaben) РГ Rothenstadt – Wolfersberg. От 82 *км* (Mkt. Schwaben) МГ SÜDAL начинается газопровод D_y=500 *мм* до газового кольца города Мюнхен. На 157 *км* (Gersthofen) к МГ SÜDAL подключаются РГ D_y=400 *мм* от 115 *км* (Siegenburg) РГ Rothenstadt – Wolfersberg. От 157 *км* (Gersthofen) МГ SÜDAL отходит газопровод D_y=400 *мм* до 216 *км* (Augsbug) и D_y=500 *мм* до Mering МГ Karlsruhe – Munchen.

Третий участок МГ SÜDAL от 157 *км* (Gersthofen) до 210 *км* (Amerdingen) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=1200 *мм* и D_y=780 *мм* P_y=8,0 *МПа*. На 184 *км* (Wertingen) МГ пересекает 98 *км* (Wertingen) РГ Newstadt – Lindenberg D_y=450 *мм* L=248 *км*.

МГ SÜDAL заканчивается на 210 *км* (Amerdingen), где к нему подключается РГ Obermichelbach – Amerdingen (99 *км*) и начинается газопровод перемычка D_y=700 *мм* L=55 *км* P_y=8,0 *МПа* с КС Scharenstetten, установленной на 132 *км* МГ Karlsruhe – München.

МГ Überackern – Bad Gogging D_y=800 *мм* L=132 *км* P_y=8,0 *МПа* начинается на границе с Австрией. После границы, на немецкой территории, установлен ГИС Burghausen-1. Транспортировка газа через границу по этому газопроводу в последнее время не производилась. (ENTSOG 2021). На 36 *км* МГ Überackern – Bad Gogging подключены ПХГ Bierwang и перемычки с МГ SÜDAL. На 52 *км* (Woldkaiburg) и на 86 *км* (Landshuf) к МГ подключаются распределительные газопроводы D_y=200 *мм*. МГ Überackern – Bad Gogging заканчивается на 132 *км* (Bad Gogging) соединяясь с 103 *км* (Bad Gogging) РГ Rothenstadt – Wolfersberg.

От КС Karlsruhe, на которой заканчивается МГ MIDAL, начинается МГ Karlsruhe – Munchen L=262 *км*. МГ состоит из участков газопровода различного диаметра.

От 0 *км* (Karlsruhe) до 70 *км* (Stuttgart) МГ Karlsruhe – München состоит из трубопровода D_y=600 *мм* P_y=5,6 *МПа*. На этом участке к МГ подключаются РГ D_y=400 *мм*, D_y=300 *мм* и D_y=250 *мм*.

От 676 *км* (Waghausel) МГ MIDAL, недалеко от города Карлсруэ, начинается РГ Karlsruhe – Grailsheim D_y=400 *мм* L=126 *км*. На 60 км (Heilbronn) к этому газопроводу подключается РГ от 65 *км* МГ Karlsruhe – München, на 109 *км* (Wolpertshausn) подключается РГ от 80 *км* МГ Karlsruhe – München. РГ Karlsruhe – Grailshein заканчивается на 126 *км* (Grailsheim) где он соединяется с 72 *км* (Grailsheim) РГ Gerhardshoffen – Liendenberg.

На 65 *км* от МГ Karlsruhe – München начинается газопровод D_y=300 *мм* L=51 *км* до населённого пункта Heilbronn, расположенного на 60 *км* РГ Karlsruhe – Grailsheim. На 20 *км* (Bieting) этого газопровода к нему подключается перемычка D_y=300 *мм* L=45 *км* от 32 км (Schwaikheim) газопровода Stuttgart – Wolpertshausn, который начинается на 80 *км* (Stuttgart) МГ Karlsruhe – München.

От 70 *км* (Stuttgart) до 132 *км* (Scharenstetten) МГ Karlsruhe – München состоит из трубопровода D_y=500 *мм* P_y=5,6 *МПа*. На 88 *км* (Wendlingen an Neckar) МГ Karlsruhe – München начинается РГ Wendlingen an Neckar – Schwenning D_y=300 *мм* L=102 *км*. На 62 *км* (Balinge) этого газопровода подключен газопровод распределительной системы, соединённый с 213

км (Saulgou) РГ Gerhardshofen – Lindenberg, на 102 км (Schwenning) газопровод подключается к РГ Willtstall – Stockach D_y=300 *мм*, начинающийся от 350 *км* (Willtstall) МГ TENP.

На 132 *км* МГ Karlsruhe – Munchen установлена КС Scharenstetten. К КС Scharenstetten подключаются 147 *км* (Scharenstetten) РГ Gerhardshofen – Lindenberg и газопровод перемычка D_y=700 *мм* L=55 *км* с узловой точкой Amerdingen.

Участок МГ Karlsruhe – München от 132 *км* (Scharenstetten) до 216 *км* (Augshurg) состоит из трубопровода D_y=400 *мм* P_y=8,75 *МПа*. На 170 *км* (Ichenhaufen) МГ Karlsruhe – Munchen пересекает 130 *км* (Ichenhaufen) РГ Newstadt – Lindenberg, на 216 *км* (Augsburg) пересекает РГ D_y=400 *мм*, начинающийся от 115 *км* (Siegenburg) РГ Rothenstadt – Wolfersberg и образующий большое полукольцо вокруг города Мюнхен.

Участок МГ Karlsruhe – München от 216 *км* (Augshurg) до 262 *км* (Olching) состоит из трубопровода D_y=300 *мм* P_y=4,0 *МПа*. МГ Karlsruhe – München заканчивается на 262 *км* (Olching) подключаясь к газопроводам малого газового кольца вокруг города Мюнхен.

Два РГ Gerhardshofen – Lindenberg и Newstadt – Lindenberg заканчиваются в районе ГИС Lindenberg на границе с Австрией.

РГ Gerhardshofen – Lindenberg D_y=500 *мм* L=395 *км* начинается на 161 *км* МГ MEGAL и МГ Waidhaus – Gernsheim. На 66 *км* РГ Gerhardshofen – Lindenberg пересекает границу между федеральными землями Bayern и Baden – Württemberg. На 72 *км* (Grailsheim) к РГ присоединяется РГ Karlsruhe – Grailsheim (126 *км*). На 147 *км* РГ Gerhardshofen – Lindenberg пересекает 132 *км* МГ Karlsruhe – Munchen в районе КС Scharehstetten, на 213 км (Saulgou) к РГ подключаются газопроводы распределительной системы Баварии, на 224 км (Altshausen) подключается газопровод распределительной системы D_y=500 *мм* между Altshausen и Stockach, к которому подключено ПХГ Fronhofen-Trigonodus. На 248 *км* к РГ Gerhardshofen – Lindenberg присоединяется перемычка D_y=300 *мм* L=30 *км* от 200 *км* с РГ Newstadt – Lindenberg. На 386 *км* РГ Gerhardshofen – Lindenberg пересекает границу между федеральными землями Baden-Württemberg и Bayern. На 394 *км* к РГ Gerhardshofen – Lindenberg подключается 248 *км* РГ Newstadt – Lindenberg. РГ Gerhardshofen – Lindenberg заканчивается на 395 *км* на ГИС Lindenberg установленной на границе с Австрией. Техническая возможная производительность через ГИС Lindenberg составляет 25,4 *GWh/d* или около 2,27 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

РГ Newstadt – Lindenberg D_y=450 *мм* L=248 *км* начинается на 107 *км* (Newstadt) РГ Rothenstadt – Wolfersberg. На 50 *км* и на 77 *км* (Nordendorf) к РГ присоединяются газопроводы распределительной системы, на 98 *км* (Wertingen) он пересекает 184 *км* (Wertingen) МГ SUDAL» на 130 *км* (Ichenhaufen) РГ Newstadt – Lindenberg пересекает на 170 *км* (Ichenhaufen) МГ Karlsruhe – Munchen. На 143 *км*, на 147 *км* (Sendon), на 182 км (Umendorf), на 200 *км* (Bad Wurzach) к РГ Newstadt – Lindenberg подключаются газопроводы распределительной системы Баварии. РГ Newstadt – Lindenberg заканчивается на 248 *км* присоединяясь к 394 *км* РГ Gerhardshofen – Lindenberg недалеко от города Lindenberg im Allgau.

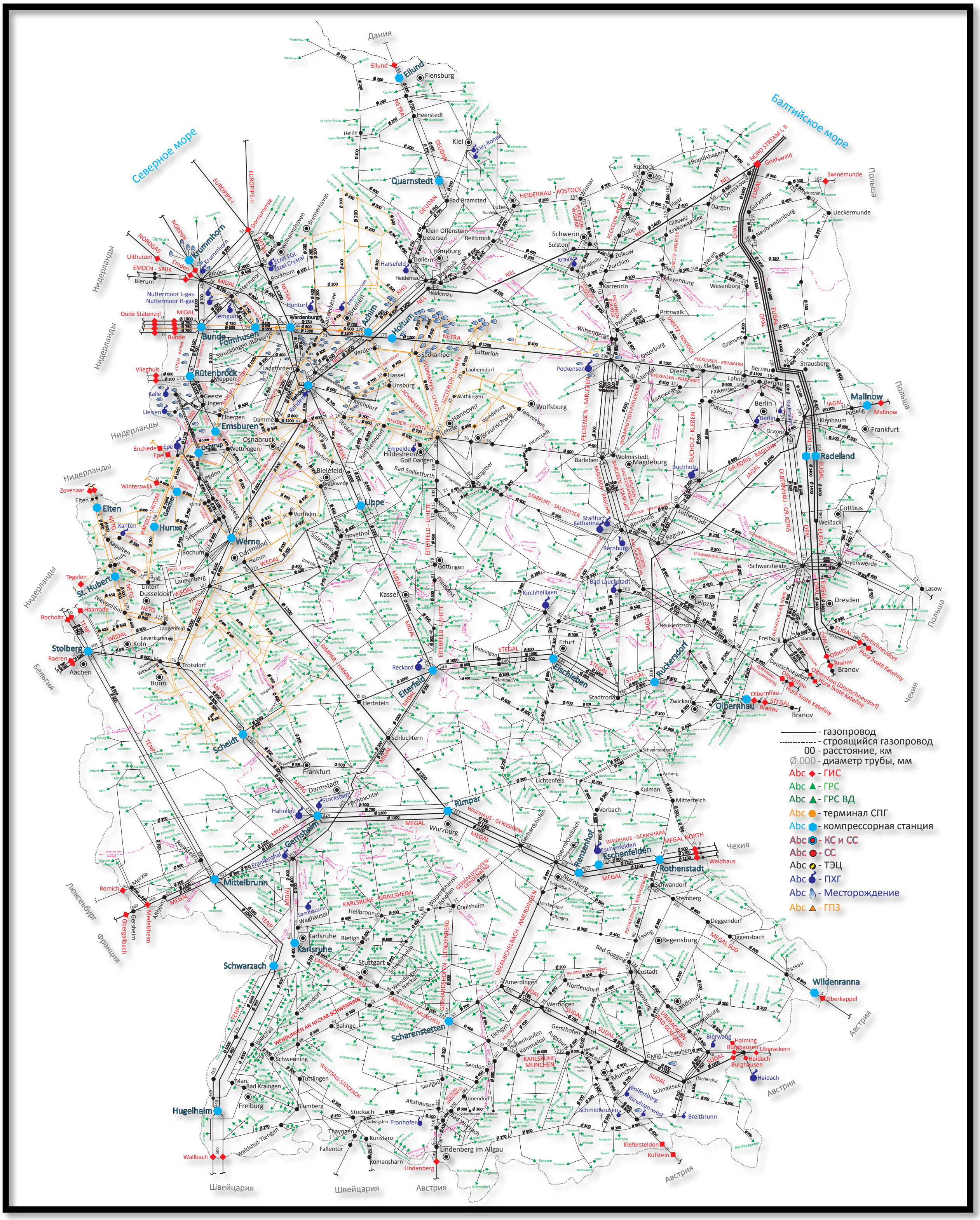


Рис. № 2.2.76   Потоковая схема газопроводов Германии

От узловой точки Stogkach распределительной системы, газопровод D_y=300 *мм* направляется в сторону границы со Швейцарией, где установлены замерные узлы Konstanz/Romansharn и Thayngen/Fallentor. Транспортировка газа через границу через эти ГИС в последнее время не производилась. (ENTSOG 2021).

2.2.8.9. Система газоснабжения Греции

Поставки газа в систему газоснабжения Греции осуществляются по двум газотранспортным направлениям из Болгарии по газопроводу Tranzit Greece через ГИС Kulata/Sidirokastron (Strimonochori) D_y=700 *мм* и газопроводу IGB (Interconnection Greece – Bulgaria), из Турции по транзитному газопроводу Greece – Turkey Interconnection (газопровод Ankara – Ipsola) через ГИС Kipoi/Ipsola D_y=600 *мм* и газопровод ТАР (Trans Adriatic Pipeline), а также через терминал Revythousa сжиженного природного газа (СПГ).

Система газоснабжения Греции подразделяется:

- на магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральном газопроводам относится, МГ Greece – Turkey Interconnection и далее МГ Promachonas – Revythousa на котором установлена КС Nea Mesimvria, транзитный МГ ТАР, МГ IGB. Все остальные газопроводы системы газоснабжения Греции относятся к распределительным.

К магистральному и распределительным газопроводам подключены через газопроводы отводы ГРС, от которых газ поступает в систему газоснабжения потребителей. Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Греции работают при рабочем давлении P_y=7,0 *МПа*.

Транзитный МГ ТАР работает при рабочем давлении P_y=9,5 *МПа*.

МГ Promachonas – Revythousa D_y=800/900 *мм* L=512 *км* начинается на границе с Болгарией (Promachonas). На 12 *км* этого МГ установлена ГИС Sidirokastron. Техническая возможная производительность МГ Promachonas – Revythousa со стороны Болгарии в Грецию через ГИС Sidirokastron составляет 117,8 *GWh/d* или около 10,34 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность МГ Promachonas – Revythousa со стороны Греции в Болгарию через ГИС Sidirokastron составляет 64,8 *GWh/d* или около 5,69 *млн м^3/сут.* (ENTSOG 2021).

На 30 *км* (Karperi) к МГ Promachonas – Revythousa подключается ГРС Serres и МГ Greece – Turkey Interconnection D_y=600 *мм* L=300 *км*.

На 76 *км* (Drimos) к МГ Promachonas – Revythousa подключен газопровод отвод Drimos – Asvestochori Thessaloniki L=24,73 *км* до ГРС Thessaloniki East и ГРС Thessaloniki North, на 90 *км* (Pentalafos) подключен газопровод отвод Pentalafos – Diavata Thessaloniki – EKO L=9,74 *км* до ГРС EKO. На 90 *км* газопровод меняет свой диаметр с D_y=900 *мм* на D_y=800 *мм*.

На 98 *км* МГ Promachonas – Revythousa установлена КС Nea Mesimvria.

От 30 *км* (Karperi) до 98 *км* МГ Promachonas – Revythousa располагается параллельно с участком транзитного МГ ТАР.

На 124 *км* (Trikala) к МГ Promachonas – Revythousa подключен газопровод отвод Trikala Imathia – Platy Imathia L=10,97 *км* до ГРС Platy, на 160 *км* ГРС Katerini.

На 201 *км* МГ Promachonas – Revythousa пересекает границу децентрализованных администраций Makedonia Thraki и Thessala Sterea Ellada.

На 238 *км* к МГ Promachonas – Revythousa подключена ГРС VIPE Larisa (Industrial Area), на 242 *км* ГРС N.Larisa, на 247 *км* ГРС S.Larisa.

На 280 *км* (Ampelia (Abelia)) к МГ Promachonas – Revythousa подключены два распределительных газопровода Ampelia Farsala – Volos D_y=350 *мм* L=40,87 *км*, к которому на 16 *км* подключена ГРС Kokkina, а на 41 *км* ГРС Volos и Ampelia Farsala-Trikala D_y=250 *мм* L=71,93 *км*, к которому подключены ГРС Karditsa (52 *км*) и ГРС Trikala (74 *км*).

На 325 *км* к МГ Promachonas – Revythousa подключена ГРС Lamia.

На 388 *км* (Mavroneri) к МГ Promachonas – Revythousa подключен газопровод отвод Mavroneri Viotia – AdG L=28,06 *км* до ГРС Aluminium de Grece (AdG) и ГРС Aluminium de Grece III (AdG III), на 439 *км* (Vaya (Vagia)) подключен газопровод отвод Vagia – Thisvi Viotia L=28,13 *км* до ГРС Thisvi, на 448 *км* (Thiva) ГРС Heronas и ГРС Heron II, на 464 *км* (Assopos) газопровод отвод Assopos – Inofyta L=21 *км* до ГРС Inofyta.

На 478 *км* (Stefani) от МГ Promachonas – Revythousa начинается распределительный газопровод Stefani Viotia – Aliveri Evia L=73,19 *км*, к которому на 73 *км* подключена ГРС РРС Aliveri.

На 483 *км* МГ Promachonas – Revythousa пересекает границу децентрализованных администраций Thessala Sterea Ellada и Attika.

На 490 *км* (Patima) от МГ Promachonas – Revythousa начинается распределительный газопровод Patima Magoulas – Lavrio Attica D_y=800 *мм* L=101,6 *км*, к которому подключены ГРС Athica East, Athica West, Athica North, Matkopoula (70 *км*), РРС Lavrio (101 *км*). К этому газопроводу на 5 *км* (Giannoula) подключен газопровод отвод Patima Magoulas – Keratsini Attica L=24 *км* до ГРС РРС Keratsini, к которому подключена на 14 *км* ГРС Aspropyrgos, а на 27 *км* ГРС РРС Keratsini.

На 492 *км* (Mandra) МГ Promachonas – Revythousa подключена ГРС Thriassio, на 506 *км* (Magara) начинается распределительный газопровод Magara – Megalopolis D_y=600 *мм* L=172 *км*.

МГ Promachonas – Revythousa заканчивается на 512 *км* подключением к терминалу СПГ Revythousa. Техническая возможная производительность МГ Promachonas – Revythousa со стороны терминала СПГ Revythousa составляет 204,5 *GWh/d* или около 61,35 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

РГ Magara – Megalopolis D_y=600 *мм* L=172 *км* начинается на 506 *км* (Megara) МГ Promachonas – Revythousa. К этому магистральному газопроводу подключаются ГРС: Ag/Theodoroi (22 *км*), Motor Oil (27 *км*) и PPS Megapolis (172 *км*).

На 16 *км* РГ Magara – Megalopolis пересекает границу децентрализованных администраций Attika и Peloponnisos Dytki Ellade ke Ionio.

РГ Greece – Turkey Interconnection D_y=600 *мм* L=300 *км* начинается на 30 *км* (Karperi) МГ Promachonas – Revythousa. К газопроводу подключены ГРС: на 68 *км* (Fotolivos) ГРС Drama, на 90 *км* (Amigdaleonas) ГРС Kalava, на 110 *км* ГРС VFL, на 150 *км* ГРС Xanthi, на 195 *км* ГРС Komotini и ГРС Komotini РРС, на 255 *км* (Anthia) ГРС Alexandroupoli.

Этот газопровод соединяет систему газоснабжения Турции (ГИС Ipsala) и систему газоснабжения Греции (ГИС Kipoi), и газ в него может поступать как со стороны Болгарии, так и со стороны Турции.

РГ Greece – Turkey Interconnection заканчивается на 300 *км* на границе с Турцией. Техническая возможная производительность МГ Greece – Turkey Interconnection со стороны Турции в Грецию через ГИС Ipsala/ Kipoi составляет 48,6 *GWh/d* или около 4,27 *млн м^3/сут.* (ENTSOG 2021). Недалеко от ГИС Kipoi установлена КС Kipoi на параллельно расположенного МГ TAP.

От узловой точки Komotini МГ Greece – Turkey Interconnection начинается МГ IGB D_y=800 *мм* L=31 *км*, который далее продолжается на территории Болгарии до населенного пункта Старо Зогоры.

От границы Турции с Грецией начинается греческий участок транзитного МГ TAP D_y=1200 *мм* L=546 *км*, P_y=9,5 *МПа*. Техническая возможная производительность МГ TAP со стороны Турции в Грецию через ГИС Ipsala/ Kipoi составляет 350 *GWh/d* или около 105 *млн м^3/сут.* (ENTSOG 2021). МГ TAP от ГИС Kipoi до

узловой точки Karperi (0 *км*) расположен параллельно РГ Greece – Turkey Interconnection, а от узловой точки Karperi (30 *км* МГ Promachonas – Revythousa) до 398 *км* располагается параллельно с МГ Promachonas – Revythousa, где расположена строящаяся КС Nea Mesimvria. Транзитный МГ ТАР заканчивается на 546 *км* на границе Греции (ГИС Kastoria) с Албанией (ГИС Trestenik).

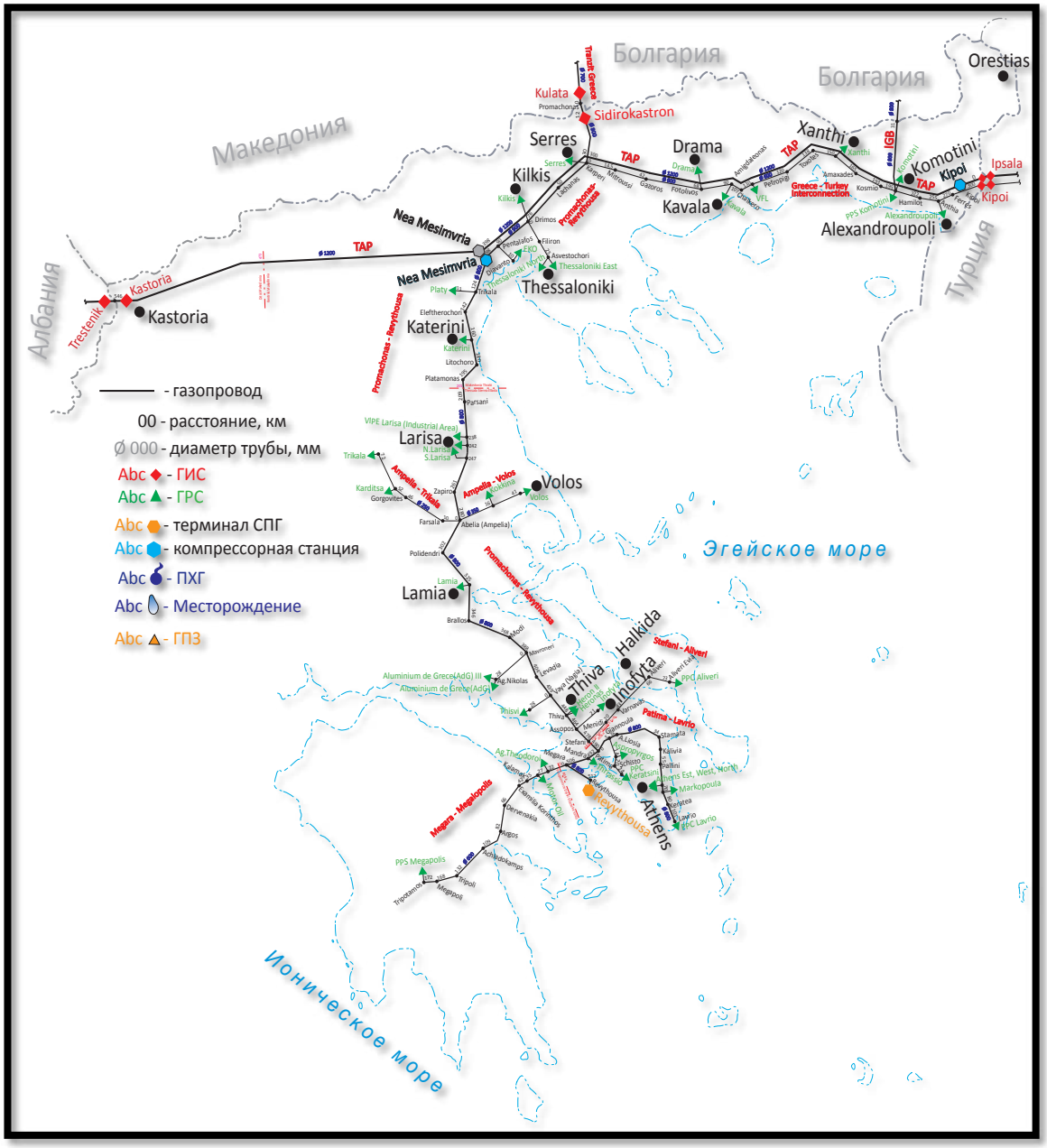


Рис. № 2.2.77 Потоковая схема газопроводов Греции

2.2.8.10. Система газоснабжения Дании

Газ в систему газоснабжения Дании поступает от месторождений в Северном море с платформ Horald и Tyra по подводным магистральным газопроводам длиной около 100 *км*. Газ поступает с $P_у$=13,8 *МПа* на газоперерабатывающий завод Nybo, где давление понижается до $P_у$=8,0 *МПа* и проходит подготовка газа к его дальнейшей транспортировке.

Газ в систему газоснабжения Дании так же может поступать и из Германии (ГИС Elland).

Через магистральные газопроводы Дании газ поставляется в Швецию (ГИС Dragør) и может поставляться в Германию (ГИС Elland).

Хотя в системе газоснабжения Дании отсутствуют компрессорные станции её газопроводы целесообразно подразделять на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Магистральные газопроводы Дании эксплуатируются при давлении от P_y=8,0 *МПа* и ниже.

К магистральным газопроводам подключены распределительные газопроводы, к которым в свою очередь подключаются газопроводы отводы до ГРС, от которых начинаются газопроводы газоснабжения потребителей. В системе газоснабжения можно выделить несколько локальных зон газоснабжения потребителей.

В системе газоснабжения Дании есть два подземных хранилища газа: ПХГ Lille Torup и ПХГ Stenlille.

Газ от морских месторождений датского сектора Северного моря поступает к платформам Horald и Tyra, от которых по магистральным морским газопроводам D_y=750 *мм* длиной около 100 *км* P_y=13,8 *МПа* поступает на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) Nybo, где давление газа понижается до P_y=8,0 *МПа* и проходит его подготовка к дальнейшей транспортировке. Техническая возможная производительность газопроводов на входе в ГПЗ Nybo составляет 396,0 *GWh/d* или около 33,0 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

От ГПЗ Nybo, расположенного на расстоянии 10 *км* от берега моря, газ направляется по двум параллельным магистральным газопроводам Nybo – Egtved D_y=750 *мм* L=76 *км* P_y=8,0 *МПа* к узловой точке системы газоснабжения Дании Egtved, от которой газ расходится по трём направлениям: на север до населённого пункта Aalbord, на юг до ГИС Elland на границе с Германией и на восток до ГИС Dragor на границе с Швецией.

На 23 *км* магистрального газопровода Nybo – Egtved подключается газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Esbjerg, ГРС Varde и начинается распределительный газопровод Varde-Rogind L=56 *км*, на 20 *км* он пересекает границу между областями Ribe и Ringkobing. На 20 *км* к РГ Varde – Rogind подключен газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Olgod, на 32 *км* подключена ГРС Torm, на 38 *км* ГРС Skjern. РГ Varde – Rogind заканчивается на 56 *км* (Rogind), где он подключается к 42 *км* (Rogind) РГ Herning–Ringkobing.

На 36 *км* МГ Nybo – Egtved подключена ГРС Helle, а на 50 *км* ГРС Hovborg. Магистральный газопровод Nybo – Egtved заканчивается на 76 *км* в узловой точке датской системы газоснабжения Egtved.

От узловой точки Egtvel начинается одна из локальных зон газоснабжения потребителей. К распределительному газопроводу Egtvel – Braedstrup L=61 *км* подключены ГРС: Oustrup, Rugsted, Odsted, Vejle (17 *км*), газопровод отвод до ГРС Hornstrup и Grejsdol, ГРС Hedensted (30 *км*), газопровод отвод до ГРС Engum и Daugard, ГРС Ornstrup (39 *км*), ГРС Horsens (42 *км*), ГРС Braedstrup (61 *км*).

От узловой точки Egtved начинается МГ Egtved – Aalborg D_y=500 *мм* L=200 *км*. На 21 *км* к газопроводу подключаются два газопровода отвода L=20 *км* до ГРС

Grindsted и Norre Snede, а также ГРС Norskov. На 31 *км* газопровод пересекает границу между областями Vejle и Ringobing. На 40 *км* подключается ГРС Brande, а на 61 *км* ГРС Herning. На 74 *км* МГ Egtvel – Aalbord пересекает границу между областями Ringkobing и Viborg.

На 85 *км* МГ Egtved – Aalborg подключена ГРС Karup, на 107 *км* ГРС Viborg, газопровод отвод L=60 *км* до ГРС Hadsund и распределительный газопровод Viborg – Harboare L=96 *км*, к которому подключены на 24 *км* ГРС Hagebro, на 47 *км* ГРС Holstebro и газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Aulum, на 60 *км* ГРС Struer, на 84 *км* ГРС Lemvig и на 96 *км* ГРС Harboare. От 24 *км* (Hagebro) этого газопровода начинается другой распределительный газопровод Hagebro – Hanstholm L=97 *км*, к которому подключены на 20 *км* ГРС Skive, на 38 *км* ГРС Roslev, на 49 *км* ГРС Nykobing, на 68 *км* ГРС Snedsted, на 80 *км* ГРС Thisted и на 97 *км* ГРС Hanstholm.

На 137 *км* МГ Egtvel – Aalborg подключена ПХГ Lille Torup.

На 160 *км* МГ Egtved – Aalborg подключена ГРС Haverslev и подключен газопровод отвод L=32 *км* до ГРС Logstor, к которому на 13 *км* к подключена ГРС Farso.

На 181 *км* МГ Egtved – Aalborg подключена ГРС Ellidshoj и подключен газопровод отвод L=14 *км* до ГРС Nibe, к которому на 6 *км* подключена ГРС Oster.

На 190 *км* подключена ГРС Novling. МГ Egtved – Aalborg заканчивается на ГРС Aalbord (200 *км*).

От Aalborg начинается газопровод отвод L=23 *км* до ГРС Holtel (16 *км*) и ГРС Hals (23 *км*) и газопровод отвод L=34 *км* до ГРС Aabybro (16 *км*) и ГРС Soltum (34 *км*).

От узловой точки Herning (61 *км*) МГ Egtved – Aalborg начинается распределительный газопровод Herning – Aarhus L=71 *км* к которому подключаются на 10 *км* ГРС Ikast и ГРС Isenvad, на 36 *км* ГРС Silkeborg, на 58 *км* ГРС Galten, на 50 *км* газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Ry и на 71 *км* ГРС Aarhus и газопровод отвод L=35 *км* до ГРС Voldum (22 км) и Randers (35 км).

От узловой точки Herning (61 *км*) МГ Egtved – Aalborg начинается распределительный газопровод Herning – Ringkobing L=49 *км* к которому на 12 *км* подключается газопровод отвод L=17 *км* до ГРС Vildbjerd и Aulum, на 26 км ГРС Videback и на 42 *км* распределительный газопровод Varde – Rogind L=56 *км*, который начинается на 23 *км* (Varde) от магистрального газопровода Nybo – Egtved. К распределительному газопроводу Varde – Rogind подключены ГРС Skjern (38 *км*), ГРС Tarm (32 *км*), на 20 *км* газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Olgod.

От Aalborg начинается распределительный газопровод Aalborg – Skagen L=100 *км*, которой заканчивается на ГРС Skagen. К газопроводу подключаются на 20 *км* ГРС Hjallerup и распределительный газопроводов Hjallerup – Hirtshals L=62 *км*, на 31 *км* ГРС Flavenskjold, на 48 *км* ГРС Saeby, на 62 *км* ГРС Frederikshavn.

К распределительному газопроводу Hjallerup – Hirtshals подключены на 24 *км* ГРСBronderslev, на 36 *км* ГРС Vendsyssel, на 46 *км* ГРС Hjorring.

От узловой точки Egtved начинается МГ Egtved – Elland D_y=500 *мм* L=92 *км* до ГИС Elland расположенной на границе с Германией. На 14 *км* этого газопровода подключена ГРС St. Andst и большой газопровод отвод L=53 *км* до ГРС Bramming (37 *км*) и ГРС (Ribe 53 *км*). На 25 *км* подключаются ГРС Farris и газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Kolding, на 41,5 *км* газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Hoderslev, на

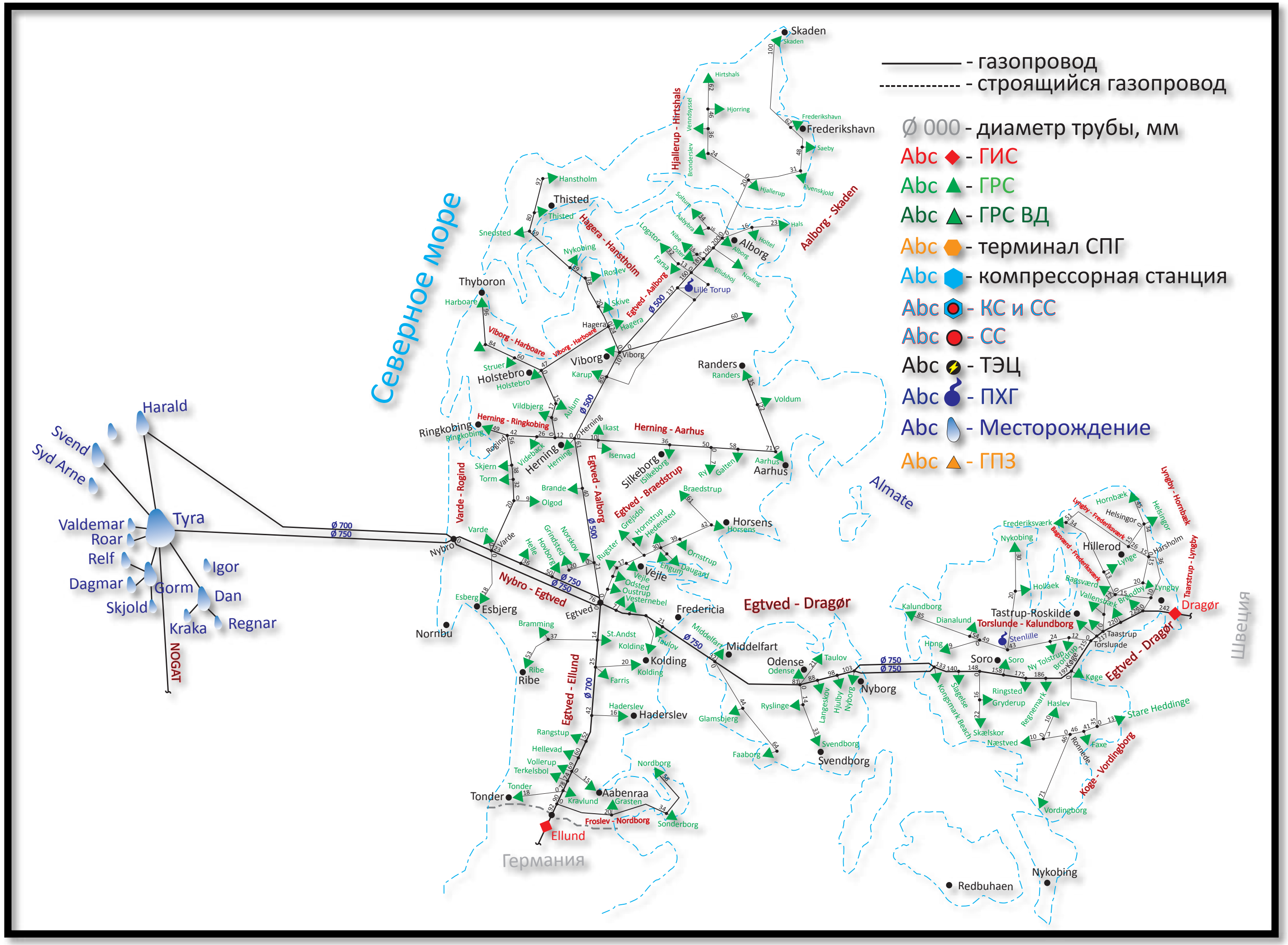


Рис. № 2.2.77 Потоковая схема газопроводов Дании

52 *км* ГРС Rangstrup, на 60 *км* ГРС Hellevad, на 68,6 *км* ГРС Vollerup и газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Aabenraa, на 74 км ГРС Terkelsbol, на 78 *км* ГРС Kravlund и газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Tonder, на 90 *км* ГРС Froslev и распределительный газопровод L=58 *км* Froslev – Nordborg. К распределительному газопроводу Froslev – Nordborg подключены на 19 *км* ГРС Grasten, на 34 *км* ГРС Sonderborg, на 58 *км* ГРС Nordborg.

МГ Egtvel – Elland заканчивается на 92 *км* на границе с Германией ГИС Elland. Через ГИС Elland возможна подача газа как со стороны Германии в Данию, так и со стороны Дании в Германию. Техническая возможная производительность газопровода МГ Egtved – Elland через ГИС Elland при подаче газа со стороны Дании составляет 4,1 *GWh/d* или около 0,34 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода МГ Egtved – Elland через ГИС Elland при подаче газа со стороны Германии составляет 136,1 *GWh/d* или около 40,83 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

От узловой точки Egtved начинается МГ Egtved – Dragør D_y=750 *мм* L=242 *км* до ГИС Dragør расположенной на границе со Швецией. К газопроводу подключены целый ряд ГРС, газопроводов отводов и распределительных газопроводов, от которых образуются локальные системы газоснабжения. На 7,5 *км* подключается ГРС Vesterivebel, на 21 *км* ГРС Talov, на 32 *км* ГРС Middelfart и большой газопровод отвод L=64 *км* до ГРС Glamsbjerg (44 *км*) и ГРС Faaborg (64 *км*), на 81 *км* ГРС Odense, газопровод отвод L=21 *км* до ГРС Otterup и газопровод отвод L=33 *км* до ГРС Ryslinge (14 *км*), ГРС Svenborg (33 *км*), на 88 *км* ГРС Langeskov, на 98 *км* ГРС Hjnlby, на 103 *км* ГРС Nyborg. На 24 *км* МГ Egtved – Dragør пересекает границу между областями Vejle и Fyn.

От Nyborg (103 *км*) через пролив Storebaelt проложены два параллельных газопровода L=30 *км* до населённого пункта Konysmark Beach, где установлена ГРС Konysmark Beach. На 118 км газопровода расположена граница между областями Fyn и Storstrom. Далее к МГ Egtvel – Dragør подключаются на 140 *км* ГРС Slagelse, на 148 *км* газопровод отвод до ГРС Gryderup (16 *км*) и ГРС Skælskor (22 *км*), на 158 *км* ГРС Soro, на 175 *км* ГРС Ringsted, на 186 *км* ГРС Regnemark, на 197 *км* ГРС Køge и распределительный газопровод Køge – Vordingborg L=71 *км*. На 19 км РГ Køge – Vordingborg пересекает границу между областями Roskilde и Storstrom. К распределительному газопроводу Køge – Vordingborg подключаются на 35 *км* газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Store Heddinge, на 41 *км* ГРС Faxe, на 46 *км* газопроводы отводы до ГРС Haslev и ГРС Naestved, на 71 *км* ГРС Vordingborg. На 180 км МГ Egtved – Dragør пересекает границу между областями Vestjaelland и Roskilde.

На 215 *км* от МГ Egtved – Dragør (Torslunde) начинается газопровод сначала как МГ Torslunde – Stenlille L=43 *км*, который дальше продолжается до ГРС Kolundborg (85 *км*), как распределительный газопровод Stenlille – Kolundborg. На 7 *км* МГ Torslunde – Stenlille пересекает границу между областями Kobenhavn и Roskilde, а на 23 *км* пересекает границу между областями Roskilde и Vestjaelland. К МГ Torslunde – Stenlille подключаются на 12 *км* ГРС Brordrup, на 24 *км* подключена ГРС Ny Tolstup, на 43 *км* ПХГ Stenlille и газопровод отвод до ГРС Hollaek (20 *км*) и ГРС Nykobing (50 *км*). На 49 *км* распределительного газопровода Stenlille – Kolundborg подключен газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Hong, на 54 *км* ГРС Dianalund, на 85 *км* ГРС Kolundborg.

На 217 *км* от МГ Egtved – Dragør (Taastrup) начинается МГ Taastrup – Lyngby L=20 *км* от которого расходятся несколько распределительных газопроводов. От 17 *км* (Bagsværd) МГ Taastrup – Lyngby начинается распределительный газопровод Bagsværd – Frederiksvaek L=34 *км*, от 20 *км* (Lyngby) распределительные

газопроводы Lyngby – Frederiksvaek L=51 *км* и Lyngby – Hormbaek L=45 *км* между которыми существует перемычка L=15 *км*.

На участке МГ Egtved – Dragør от 217 *км* (Taastrup) до 242 *км* (Dragør) установлены на 220 *км* ГРС Vollensbæk, на 225 *км* ГРС Brøndby, на 242 *км* ГИС Dragør. От 225 *км* (Brøndby) начинаются газопроводы, соединяющие Brøndby с Bagsvaerd на распределительном газопроводе Bagsvaerd – Frederiksvaek и Horsholm на распределительном газопроводе Lyngby – Hormbaek.

МГ Egtved – Dragør заканчивается на 242 *км* ГИС Dragør, после которого газ направляется по подводному газопроводу через пролив Oresund в Швецию. Техническая возможная производительность газопровода МГ Egtved – Dragør через ГИС Dragør составляет 87,8 *GWh/d* или около 7,32 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2017).

2.2.8.11. Система газоснабжения Ирландии

Газ в систему газоснабжения Ирландии поступает из газотранспортной системы Великобритании по подводным магистральным газопроводам Interconnector-1 D_y=600 *мм* через Loughshinny, Interconnector-2 D_y=750 *мм* через Gormanston, по газопроводу SNIP D_y=600 *мм* через ГИС Carrickfergus, от морских месторождений Kinsale Head, Soven Head и Schull, расположенных в Кельтском море и месторождения Corrib, расположенного в северной части Атлантического океана.

Система газоснабжения Ирландии представляет собой чисто распределительную систему, в которой отсутствуют компрессорные станции.

Газопроводы систему газоснабжения Ирландии подразделяются на:

- распределительные газопроводы;
- газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Распределительные газопроводы и газопроводы отводы Ирландии эксплуатируются при давлении P_y=6,5 *МПа.*

К распределительным газопроводам, подключены газопроводы отводы, по которым газ поступает до ГРС, после которых начинаются газопроводы газоснабжения потребителей.

В системе газоснабжения Ирландии есть одно морское подземных хранилища газа: ПХГ Kinsale Southwest.

Газ из системы газоснабжения Великобритании по подводному магистральному газопроводу Interconnector-1 D_y=600 *мм* через Loughshinny поступает в систему газоснабжения Ирландии. На 9 *км* недалеко от населённого пункта Colecott газ распределяется по РГ Loughshinny – Mitchelstown D_y=300 *мм* L=240 *км*, РГ Loughshinny – Kiltullagh D_y=750 *мм* L=184 *км*, и РГ Colecott – Dundak L=69 *км* до ГРС Dundak.

На 38 *км* РГ Loughshinny – Mitchelstown подключен газопровод отвод L=7 *км* к ГРС Dublin, газопровод отвод L=20 *км* к ГРС Kilcock и газопровод отвод L=74 *км* к ГРС Arklow, к которому на 23 *км* подключена ГРС Bray, на 49 *км* ГРС Wicklow и на 74 *км* ГРС Arklow. На 7 *км* газопровода отвода к ГРС Kilcock расположена граница между графством Dublin и Kildare. На 42 *км* от РГ Loughshinny – Mitchelstown также отходит газопровод отвод до ГРС Dublin. На 53 *км* РГ Loughshinny-Mitchelstown расположена граница между графствами Dublin и Kildare.

На 63 *км* РГ Loughshinny – Mitchelstown подключается газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Prosperous. На 3 *км* этого газопровода подключена ГРС Naas и от этого места начинается газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Kildare. На 79 *км* подключена ГРС Kilcullen, на 95 *км* газопровод отвод L=39 *км* до ГРС Portarlington, на 10 км которого начинается газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Monasterevin, а на 23 км подключена ГРС Portlaoise. На 112 *км* РГ Loughshinny – Mitchelstown расположена граница между графствами Kildare и Laois.

К РГ Loughshinny – Mitchelstown подключаются газопроводы отводы на 119 *км* L=5 *км* до ГРС Carlow, на 147 *км* L=6 *км* до ГРС Kilkenny, на 156 *км* (Seven Hauses) L=25 *км* до ГРС Ballyragget, на 193 *км* L=28 *км* до ГРС Cashel. На 5 *км* газопровода отвода до ГРС Carlow расположена граница между графствами Laois и Carlow. На 126 *км* РГ Loughshinny – Mitchelstown расположена граница между графствами Laois и Carlow, а на 138 *км* граница между графствами Carlow и Kilkenny. На 173 *км* РГ Loughshinny – Mitchelstown расположена граница между графствами Kilkenny и Tipperary.

На 194 *км* (Kilshcelan) РГ Loughshinny – Mitchelstown подключается газопровод отвод L=52 *км* до ГРС Tramore. На 14 *км* этого газопровода отвода подключена ГРС Carrick-on-Suir на 39 км ГРС Waterford, на 52 км ГРС Tramore. На 15 *км* газопровода отвода до ГРС Tramore расположена граница между графствами Tipperary и Kilkenny, а на 38 *км* граница между графствами Kilkenny и Waterford.

На 200 *км* РГ Loughshinny–Mitchelstown подключается ГРС Clonmel, на 214 *км* газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Cahir, на 215 *км* ГРС Ardfinnan и на 240 *км* ГРС Mitchelstown. На 233 *км* РГ Loughshinny – Mitchelstown расположена граница между графствами Tipperary и Cork.

РГ Loughshinny – Mitchelstown заканчивается на 240 *км* вблизи населённого пункта Mitchelstown. К этому газопроводу на 240 *км* (Mitchelstown) подключается газопровод D_y=600 *мм* L=56 *км* Inch Terminal – Mitchelstown к которому на 40 *км* подключена ГРС Femay, на 12 *км* ГРС Middleton и на 12 *км* (Middleton) начинается РГ Middleton – Ballineen L=86 *км*. На этом РГ подключены ГРС Cork (22 *км)*, ГРС Bandon (50 *км*) и ГРС Ballineen (86 *км*). К газопроводу Inch Terminal – Mitchelstown подходит морской газопровод D_y=600 *мм* от месторождений газа Kinsale Head, Seven Head, Schull расположенных в Кельтском море. Недалеко от береговой линии (Inch Terminal) обустроено морское ПХГ Kinsale Southwest.

Между РГ Loughshinny – Mitchelstown и РГ Bruree – Kiltullagh существует газопровод перемычка L=38 *км*. На этой перемычке находится граница между графствами Cork и Limerick. От Bruree начинается распределительный газопровод Bruree – Kiltullagh D_y=750 *мм* L=168 *км*. На 0 *км* (Bruree) этого газопровода подключен газопровод отвод L=34 *км* до ГРС Charleville (8 *км*) и ГРС Mallow (34 *км*). От Bruree начинается газопровод отвод D_y=750 *мм* L=74 *км* до ГРС Shannon (58 *км*) и ГРС Sixmilebridge (74 *км*). На 26 *км* этого газопровода отвода подключен газопровод отвод D_y=750 *мм* L=27 *км* до ГРС Ballina.

На 60 *км* к РГ Bruree – Kiltullagh подключен газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Askeaton, на 78 *км* подключена ГРС Aughinish, на 108 *км* ГРС Ennis, на 137 *км* ГРС Gort, на 160 *км* ГРС Loudhrea. Газопровод заканчивается на 168 *км* у населённого пункта Kiltullagh.

В этом же населённом пункте Kiltullagh заканчивается РГ Loughshinny – Kiltullagh D_y=750 *мм* L=184 *км*, который начинается на 9 *км* (Colecott) распределительного газопровода Loughshinny-Mitchelstown. На 50 *км* РГ Loughshinny – Kiltullagh подключен газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Enfield, на 89 *км* (Tore) газопровод

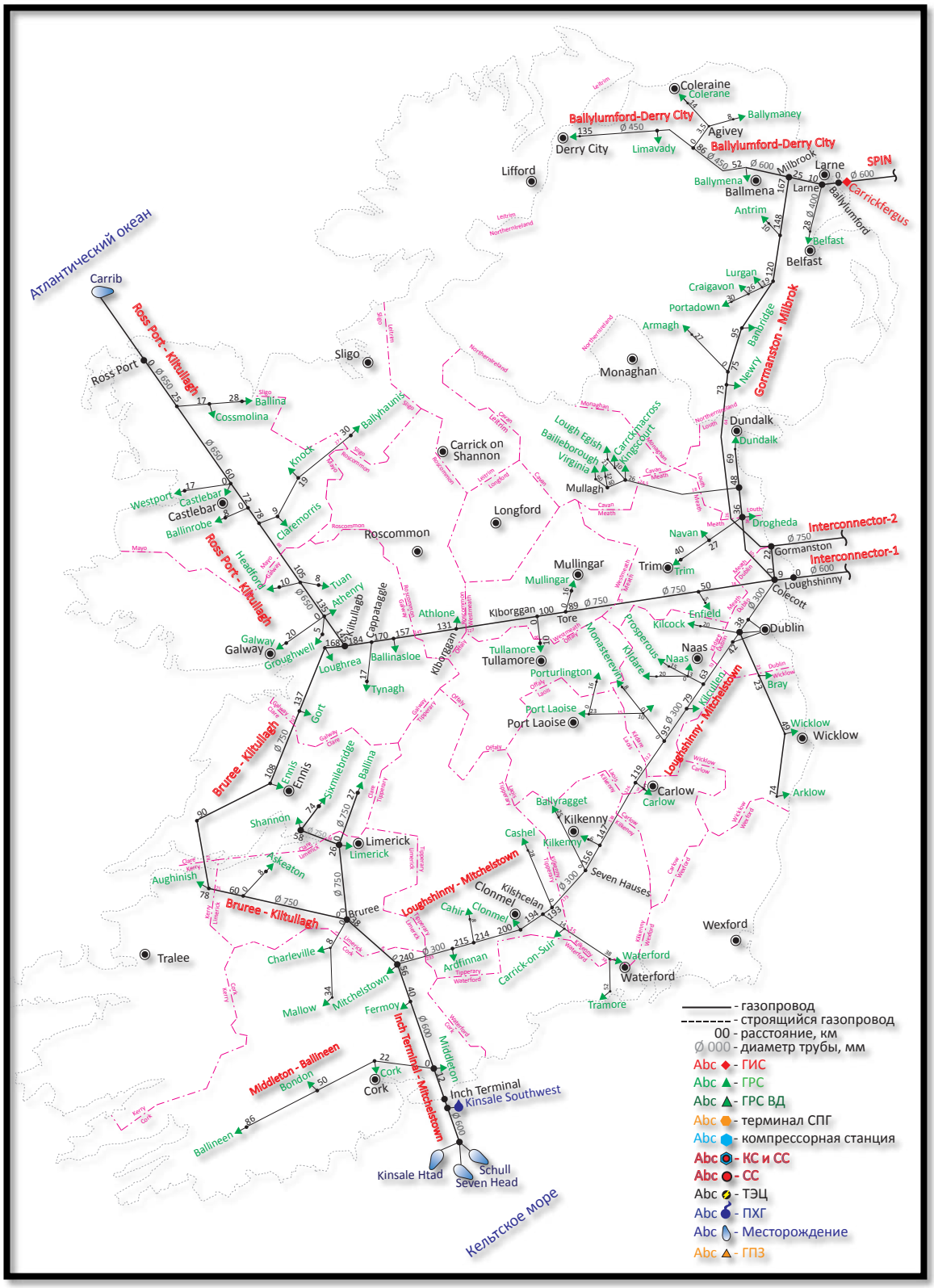


Рис. № 2.2.77 Потоковая схема газопроводов Ирландии

отвод L=16 *км* до ГРС Mullingar, на 100 *км* (Kiborggan) газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Tullamore, на 131 *км* (Klborggan) подключена ГРС Athlone, на 157 *км* ГРС Ballinasloe, на 170 *км* (Cappataggle) подключен газопровод отвод L=17 *км* до ГРС Tynagh. На 18 *км* РГ Loughshinny – Kiltullagh расположена граница между

графствами Dublin и Meath, на 70 *км* расположена граница между графствами Meath и Westmeath, на 127 *км* расположена граница между графствами Westmeath и Roscommon, на 145 *км* расположена граница между графствами Roscommon и Galway.

К населённому пункту Kiltullagh подходит РГ Ross Port – Kiltullagh D_y=650 *мм* L=145 *км*, который начинается от месторождения Corrib в северной части Атлантического океана. К этому газопроводу на 25 *км* подключается газопровод отвод L=28 *км* до ГРС Cossmolina (17 *км*) и ГРС Balina (28 *км*), на 60 *км* подключается ГРС Castlebar и газопровод отвод L=17 *км* до ГРС Westport, на 72 *км* подключается газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Ballinrobe, на 78 *км* подключается газопровод отвод L=30 *км* до ГРС Claremorris (9 *км*), ГРС Knock (19 *км*) и ГРС Ballyhaunis (30 *км*), на 105 *км* подключаются газопроводы отводы L=8 *км* до ГРС Taum и L=10 *км* до ГРС Headford, на 135 *км* подключаются газопроводы отводы L=5 *км* до ГРС Graughwell и L=20 *км* до ГРС Galway. На 88 *км* РГ Ross Port РГ Ross Port – Kiltullagh Kiltullagh расположена граница между графствами Mayo и Galway.

На 9 *км* (Colecott) РГ Loughshinny – Mitchelstown начинается газопровод отвод L=69 *км* до ГРС Dundak. На 36 *км* этого газопровода отвода подключена ГРС Drogheda и газопровод отвод L=40 *км* до ГРС Navan (27 *км*), ГРС Trim (40 *км*). На 48 *км* газопровода отвода до ГРС Dundak подключен сложный газопровод отвод L=50 *км* до ГРС Virginia. На 26 *км* этого газопровода отвода подключена ГРС Kingscaurt и газопровод отвод до ГРС Carrckmacross (10 *км*) и ГРС Lough Egish (21 *км*), на 40 *км* подключен газопровод отвод L=12 *км* до ГРС Bailieborough, на 50 *км* подключена ГРС Virginia. На 10 *км* газопровода отвода до ГРС Dundak расположена граница между графствами Dublin и Meath, на 36 *км* расположена граница между графствами Meath и Louth. На 18 *км* газопровода отвода до ГРС Virginia расположена граница между графствами Louth и Meath, на 24,5 *км* расположена граница между графствами Meath и Cavan.

Газ из системы газоснабжения Великобритании по подводному магистральному газопроводу Interconnector-2 D_y=750 *мм* через Gormanston поступает в систему газоснабжения Ирландии. От Gormanston по РГ Gormanston – Milbrok L=167 *км* газ направляется на территорию Северной Ирландии. Узловые точки Gormanston и Loughshinny соединены между собой перемычкой L=22 *км*.

На 10 *км* РГ Gormanston – Milbrok расположена граница между графствами Dublin и Meath, на 26 *км* расположена граница между графствами Meath и Louth, на 64 *км* расположена граница между графством Louth и Northernlreland. На 73 *км* распределительного газопровода Gormanston – Milbrok подключена ГРС Newry, а на 95 *км* ГРС Banbridge. На 75 *км* подключен газопровод отвод L=27 *км* до ГРС Armagh, на 120 *км* газопровод отвод L=30 *км* до ГРС Lurgan (19 *км*), ГРС Craigavon (26 *км*) и ГРС Portadown (30 *км*), на 148 *км* газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Antrin. РГ Gormanston – Milbrok заканчивается на 167 *км* (Milbrok), где он соединяется с 25 *км* РГ Ballylumford – Derry Citi.

РГ Ballylumford – Derry Citi, по которому поступает газ в Северную Ирландию, начинается на ГИС Carrickfergus (Ballylumford), куда подходит подводный газопровод D_y=600 *мм* SNIP из системы газоснабжения Великобритании. Техническая возможная производительность газопровода SNIP через ГИС Dragør составляет 42,0 *GWh/d* или около 3,8 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017). На 10 *км* РГ Ballylumford – Derry Citi D_y=450 *мм* L=135 *км* подключен газопровод отвод D_y=450

мм L=28 *км* к ГРС Belfast, на 25 *км* (Milbrok) к газопроводу присоединяется РГ Gormanston – Milbrok, на 52 *км* подключается ГРС Ballymena, на 86 *км* газопровод отвод до ГРС Ballymaney (8 *км*) и ГРС Coleraine (14 *км*), на 108 *км* подключена ГРС Limavady и на 135 *км* ГРС Derry Citi на которой и заканчивается газопровод Ballylumford – Derry Citi.

2.2.8.12. Система газоснабжения Испании

Поставки газа в систему газоснабжения Испании осуществляются за счёт магистрального транспорта через Францию (ГИС Irún) и (ГИС Lorrou), Португалию (ГИС Tuy) и ГИС (Camp Maior), через средиземное море из Алжира (ГИС Almeria) и Морока (ГИС Tarifa), и транспортом сжиженного газа через терминалы СПГ Bilbao, Gijon/Musel, Reganosa, Huelva, Cartagena, Sagunto, Barcelona.

Система газоснабжения Испании состоит из газотранспортной системы, включающей в себя магистральные газопроводы и газопроводы отводы до ГРС, региональные распределительные системы газоснабжения среднего и низкого давления населённых пунктов и промышленных предприятий.

Газотранспортные системы Франции и Испании соединены газопроводами по двум направлениям через ГИС Biriatau и ГИС Lorrou. Эти ГИС являются реверсивными. Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Irún и ГИС Lorrou со стороны Франции в сторону Испании составляет 224,4 *GWh/d* или около 67,32 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Irún и ГИС Lorrou со стороны Испании в сторону Франции составляет 164,6 *GWh/d* или около 49,41 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От ГИС Biriatau, расположенной на территории Франции газ поступает через ГИС Irún, расположенной на территории Испании по МГ Irún – Lemona L=249 *км* P_y=7,2 *МПа* и Irún – Haro L=136,7 *км* P_y=7,2 *МПа*.

МГ Irún – Arrigorriaga состоит из нескольких участков различной конфигурации P_y=7,2 *МПа*. Участок до 89 *км* (Bergara) МГ Irún – Arrigorriaga состоит из трубопровода D_y=400 *мм* расположенного параллельно участку МГ Haro – Irún. Далее от 89 *км* (Bergara) МГ Irún – Arrigorriaga продолжается трубопроводом D_y=600 *мм* до 129 *км* (Arrigorriaga). На 119 *км* (Lemona) к МГ Irún – Arrigorriaga подключается газопроводом D_y=600 *мм* L=32 *км* до ПХГ Gaviota, расположенного в прибрежной зоне Атлантического океана. От 89,4 *км* (Lemona) МГ Irún – Arrigorriaga начинается МГ Lemona-Haro D_y=600/500 *мм* L=93,2 *км* P_y=8,0 *МПа*, который на последнем участке (55,3 *км*-93,2 *км*) располагается параллельно участку МГ Haro – Irún.

От Arrigorriaga (129 *км*), где МГ Irún – Arrigorriaga заканчивается, начинается МГ Arrigorriaga – Santurce, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=700 *мм* L=24,9 *км* P_y=72 *bar* и D_y=400 *мм* L=22,38 *км* P_y=72 *bar* до подключения к терминалу СПГ Bilbao. Техническая возможная производительность газопровода от терминала СПГ Bilbao составляет 222,7 *GWh/d* или около 20,25 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

МГ Haro – Irún начинается на КС Haro и заканчивается на 179,8 *км* на границе с Францией (ГИС Irún). Первый участок до 36,7 *км* (Vitoria) состоит из трубопровода D_y=700 *мм* P_y=7,2 *МПа* расположенного параллельно МГ Lemona – Haro, до 36,7 *км* (Vitoria) до 87,8 *км* (Bergara) продолжается трубопроводом D_y=700 *мм*. От 87,8 *км* (Bergara) до ГИС Irún (179,8 км) газопровод состоит из участков D_y=650 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=400 *мм*. Не далеко от КС Haro на 4 *км* МГ Haro – Irún пересекает границу между провинциями La Rioja и Pais Vasco.

От КС Haro начинается МГ Haro – Burgos – Villamayor D_y=600 *мм* L=113,6 *км* P_y=72 *bar* по которому газ направляется в район кольцевого газопровода города Мадрид. На 20 *км* МГ Haro – Burgos – Villamayor пересекает границу между провинциями La Rioja и Casilla y Leon. На 82 *км* (Burgos) к МГ Haro – Burgos – Villamayor подключается МГ Villapresente – Burgos D_y=600 *мм* L=140 *км*, который на 89 *км* пересекает границу между провинциями Cantabria и Casilla y Leon. МГ Haro – Burgos – Villamayor заканчивается на 113,6 *км* возле населённого пункта Villamayor de los Montes.

От КС Haro начинается МГ Haro – Tivissa L=382,2 *км*. На участке до КС Villar de Arnedo (82 *км*) МГ состоит из трубопровода D_y=700 *мм* P_y=72 *bar*. Здесь к КС подключается МГ Larrou – Villar de Arnedo D_y=600 *мм* L=144,5 *км* P_y=80 *bar*, соединяющий Испанскую и Французскую системы газоснабжения. ГИС Larrou является реверсивной. К газопроводу Larrou – Villar de Arnedo на 67,4 *км* подключается газопровод отвод D_y=200 *мм* L=31,4 *км* P_y=7,2 *МПа*, а на 96 *км* газопровод отвод D_y=200 *мм* L=14 *км* P_y=7,2 *МПа* до ГРС города Pamplona. Так же к этому городу подходит большой газопровод отвод D_y=350/250 *мм* L=70,6 *км* P_y=72 *bar* от 72 *км* МГ Haro – Tivissa. На 141 *км* МГ Larrou – Villar de Arnedo пересекает границу между провинциями Navarra и La Rioja.

От КС Villar de Arnedo (82 *км*) до 280 *км* (Castelnou) МГ Haro – Tivissa продолжается трубопроводом D_y=600 *мм* P_y=7,2 *МПа*, а на участке до КС Tivissa двумя параллельными газопроводами D_y=600 *мм* P_y=7,2 *МПа*.

На 114 *км* МГ Haro – Tivissa пересекает границу между провинциями La Rioja и Navarra, а на 149 *км* границу между провинциями Navarra и Aragon. На 210 *км* установлена КС Zaragoza. На КС Zaragoza к МГ Haro – Tivissa подключается МГ Serrablo-Zaragoza D_y=500 *мм* L=130,4 *км* P_y=3,5-7,2 *МПа*, соединяющий МГ Haro – Tivissa и ПХГ Serrablo. На 77 *км* к МГ Serrablo – Zaragoza подключена ГРС Huessa и газопровод D_y=150 *мм* L=93 *км*, соединяющий МГ Serrablo – Zaragoza и газопровод D_y=500 *мм* L=107 *км*, начинающийся от 280 *км* (Castelnou) МГ Haro – Tivissa до ГРС Alfarràs.

К КС Tivissa подключается система газопроводов Barcelona – Tivissa, состоящая из трёх параллельных трубопроводов L=159 *км*, и начинающаяся от терминала СПГ Barcelona. Техническая возможная производительность терминала СПГ Barcelona составляет 542,9 *GWh/d* или около 49,4 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021). На 70 *км* МГ Barcelona – Tivissa установлена КС Banyeres. Участок от терминала СПГ Barcelona до КС Banyeres состоит из трубопровода D_y=900 *мм* P_y=8,0 *МПа* и двух трубопроводов D_y=600 *мм* P_y=7,2 *МПа.* Участок от КС Banyeres до КС Tivissa состоит из трех параллельных трубопроводов D_y=600 *мм* P_y=7,2 *МПа*. От 0 км (Barcelona) МГ Barcelona – Tivissa начинается газопровод отвод D_y=600 *мм* L=5 *км* до ГРС Girona. МГ Barcelona – Tivissa заканчивается на 159 *км*, где установлена КС Tivissa и где МГ Barcelona – Tivissa соединяется с МГ Haro – Tivissa.

МГ Tuy – Villapresente L=469,3 *км* начинается на ГИС Tuy, расположенном на границе с Португалией. МГ состоит из участков трубопроводов D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*. Первый участок от ГИС Tuy (0 *км*) до Irixoa (170 *км*) состоит из трубопровода D_y=500 *мм* P_y=8,0 *МПа*. На 50 *км* к МГ Tuy – Villapresente подключена ГРС и газопровод отвод D_y=250 *мм* L=60 *км* до ГРС Ourense. В конце участка на 170 *км* (Irixoa) к МГ Tuy – Villapresente подключен терминал СПГ Murgardos. Техническая возможная производительность терминала СПГ Murgardos составляет 115,2 *GWh/d* или около 10,56 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

Второй участок МГ Tuy – Villapresente D_y=500 *мм* P_y=8,0 *МПа* от 170 *км* (Irixoa) до 212,1 *км* (Vilalba).

Третий участок D_y=500 *мм* P_y=8,0 *МПа* от 212,1 *км* (Vilalba) до 303,7 км (Llanera). На 276 *км* МГ Tuy – Villapresente пересекает границу между провинциями Galicia и Asturias. На 303,7 *км* (Llanera) к МГ подключен строящийся терминал СПГ Gijon/Musel.

На 303,7 *км* (Llanera) начинается МГ Llanera – Zamora D_y=500 *мм* L=262,5 *км* P_y=8,0 *МПа,* по которому подаётся газ в центральную часть страны. На 83 *км* МГ Llanera – Zamora пересекает границу между провинциями Asturias и Casilla y Leon. На 140,5 *км* к газопроводу подключена ГРС Leon. В Узловой точке газотранспортной системы Zamora, МГ Llanera – Zamora заканчивается, соединяется с другими МГ Aranda – Zamora и МГ Almendraleja – Zamora.

Четвёртый участок D_y=300 *мм* P_y=7,2 *МПа* МГ Tuy – Villapresente от 303,7 *км* (Llanera) заканчивается на 469,3 *км* (Villapresente).

МГ Tuy – Villapresente заканчивается на 469,3 *км,* где к нему подключается ГРС Villapresente и начинается МГ Villapresente – Burgos D_y=600 *мм* L=140 *км* P_y=7,2 *МПа*.

КС Villafranca de Cordoba (Cordoba) является одной из узловых точек газотранспортной системы Испании. КС Cordoba соединяется МГ Cordoba – Camp Maior D_y=800 *мм* L=243 *км* P_y=7,2 *МПа* с ГИС Camp Maior, расположенном на территории Португалии. На 107 *км* МГ Cordoba – Camp Maior пересекает границу между провинциями Andaluda и Extemadura. На 187,4 *км* установлена КС Almendralejo, от которой начинается МГ Almendraleja – Zamora D_y=600 *мм* L=343,2 *км* P_y=8,0 *МПа*. На 198 *км* этот газопровод пересекает границу между провинциями Extemadura и Casilla y Leon. На 98 *км* к газопроводу подключена ГРС Cáceres, на 158 *км* ГРС Plasencia и на 276,8 *км* ГРС Salamanca.

К КС Cordoba подходит большая система газопроводов Huelva – Cordoba от терминала СПГ Huelva. Техническая возможная производительность терминал СПГ Huelva составляет 375,8 *GWh/d* или около 34,16 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Система газопроводов Huelva – Cordoba состоит из участков двух параллельных МГ. Участок от 0 *км* (Huelva) до 87,8 *км* (Dos Hermanas) состоит из трубопроводов D_y=500 *мм* P_y=7,2 *МПа* и D_y=700 *мм* P_y=7,2 *МПа*. На 40 *км* к МГ Huelva-Cordoba подключаются ПХГ Marismas и месторождение Marismas Rincon. На 68 *км* подключается месторождение Palancares. На 87,8 *км* установлена КС Dos Hermanas от которой до КС Cordoba система газопроводов Huelva – Cordoba состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм* (215,4 *км*) P_y=7,2 *МПа* и D_y=700 *мм* (331,8 *км*) P_y=7,2 *МПа*.

К КС Cordoba подходит МГ Tarifa – Cordoba L=275 *км* P_y=8,0-15,5 *МПа*, начинающийся от ГИС Tarifa после МГ Magreb – Europe Gas (MEG), начинающегося в Алжире (м-е Hassi R'Mell) и проходящего по территории Марокко (иногда этот газопровод называют Gazduc Pedro Duran Farell (GPDF)). Техническая возможная производительность МГ Tarifa – Cordoba на входе ГИС Tarifa составляет 442,7 *GWh/d* или около 40,34 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). Участок от 0 *км* (Tarifa) до 247 *км* состоит из трубопровода D_y=1200 *мм* P_y=15,5 *МПа*. На 220 *км* (Lucena) к МГ Tarifa-Cordoba подключается газопровод отвод D_y=500/400 *мм* P_y=8,0 *МПа* до ГРС Malaga и ГРС Estepona. Участок от 247 *км* до 275 *км* состоит из трубопровода D_y=600 *мм* P_y=8,0 *МПа*. От 247 *км* МГ Tarifa – Cordoba начинается распределительный газопровод Cordoba – Jaen – Granada – Matril D_y=250 *мм* L=248,8 *км* P_y=8,0 *МПа*, к которому подключены ГРС Martos, ГРС Granada, и ГРС Motril, а на 100 км

подключен газопровод отвод до ГРС Jaén и ГРС Vilches. МГ Tarifa – Cordoba заканчивается на 275 *км*, подключаясь к КС Cordoba.

От КС Cordoba начинается МГ Cordoba – Madrid D_y=600 *мм* L=341,6 *км* и Cordoba – Alcazar D_y=800 *мм* L=249,8 *км* P_y=8,0 *МПа*. МГ Cordoba – Madrid заканчивается в населённом пункте Torreijon de Velasco (341,6 км), расположенном на кольцевом газопроводе Мадрида. На 114 *км* МГ Cordoba – Madrid пересекает границу между провинциями Andalucía и La Mancha. На 267 *км* газопровода установлена КС Almodòvar, от которой начинается газопровод отвод D_y=200/250 *мм* L=84 *км* до ГРС Talavera de la Reina.

На 135 *км* Cordoba – Alcazar пересекает границу между провинциями Andalucía и La Mancha. МГ Cordoba – Alcazar заканчивается на 249,8 *км* на КС Alcazar de S. Juan.

Между МГ Cordoba – Madrid (Torreijon de Velasco) и Cordoba – Alcazar (Alcazar de S. Juan) проложена перемычка Alcazar – Torreijon D_y=800 *мм* L=108 *км* P_y=8,0 *МПа*. На 58,7 *км* (Zarza de Tajo) от газопровода перемычки Alcazar – Torreijon начинается газопровод отвод D_y=300/200 *мм* L=108,6 *км* до ГРС Cuenca и Tuentes. На 68 *км* перемычка Alcazar – Torreijon пересекает границу между провинциями La Mancha и Madrid.

От КС Alcazar de S. Juan начинается МГ Alcazar – Monteza D_y=900 *мм* L=264,2 *км* P_y=8,0 *МПа*. На 134,2 *км* на этом газопроводе установлена ГРС Albacete, на 147,5 *км* КС Chinchilla. На 230 *км* МГ Alcazar – Monteza пересекает границу между провинциями La Mancha и Valencia. МГ Alcazar – Monteza заканчивается на 264,2 *км* на КС Montesa.

К КС Chinchilla подключается МГ Almerìa – Chinchilla D_y=1000 *мм* L=290,7 *км* P_y=8,0 *bar МПа* начинающийся на ГИС Almerìa от газопровода MEDGAS из месторождения Hassi R'Mell в Алжире. Техническая возможная производительность МГ Almerìa – Chinchilla на входе в ГИС Almerìa составляет 289 *GWh/d* или около 26,27 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). На 127,5 *км* (Lorca) к МГ Almerìa – Chinchilla подключается МГ D_y=500 *мм* L=88 *км* P_y=8,0 *МПа* от терминала СПГ Cartagena. МГ Almerìa – Chinchilla заканчивается на 290,7 *км* на КС Chinchilla.

От терминала СПГ Cartagena начинается МГ Cartagena – Montesa D_y=700 *мм* L=185,7 *км* P_y=7,2 *МПа*, соединяющийся с КС Montesa. Техническая возможная производительность терминала СПГ Cartagena составляет 375,8 *GWh/d* или около 34,16 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). На 48 *км* МГ Cartagena – Montesa пересекает границу между провинциями Murcia и Valencia. На 97,7 *км* этого газопровода установлена КС Crevillent. От 45 *км* (Totana) МГ Cartagena – Lorca до КС Crevillent проложена перемычка D_y=250 *мм* L=92,8 *км*, на 67 *км* которой проходит граница между провинциями Murcia и Valencia.

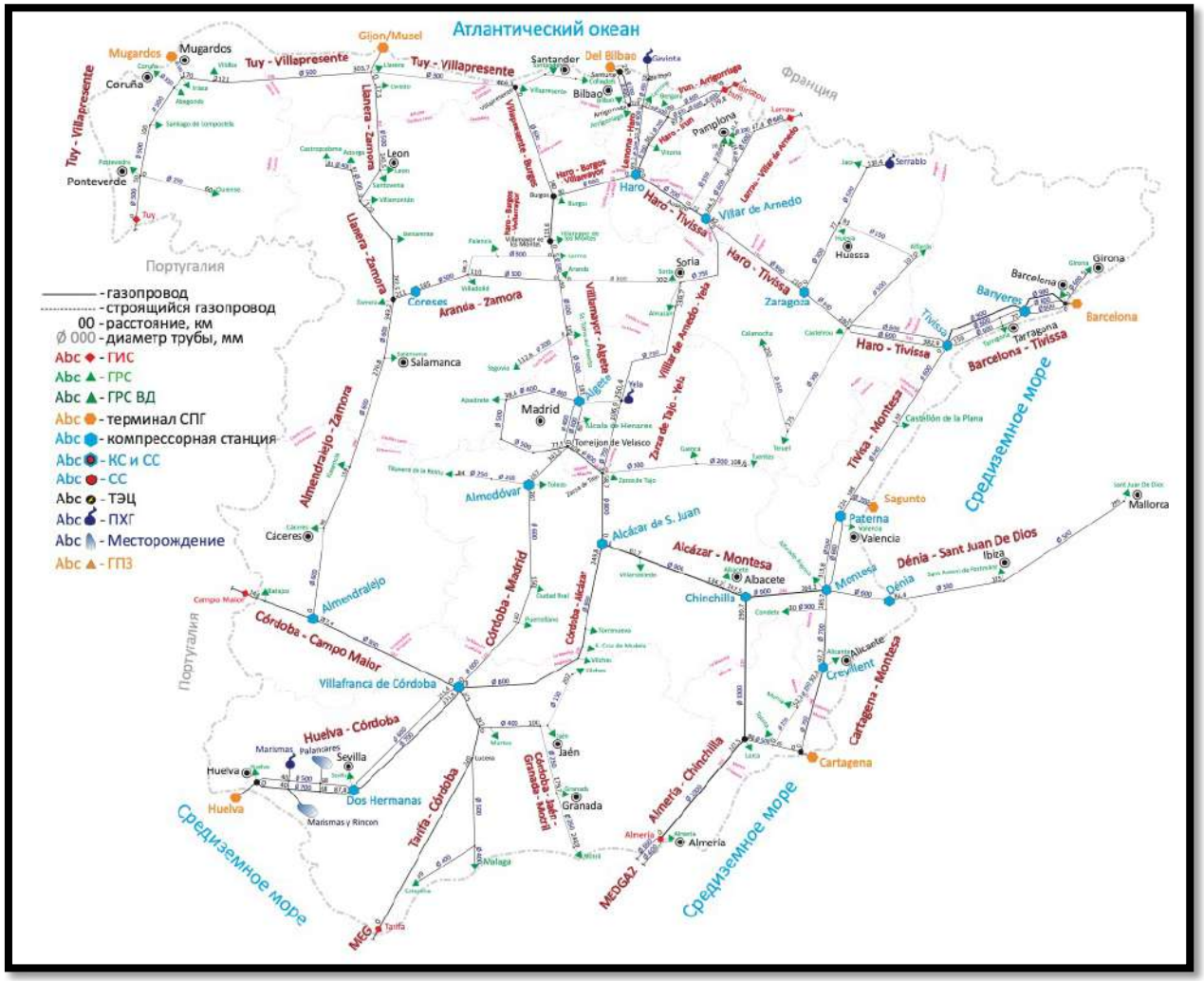


Рис. № 2.2.78 Потоковая схема газопроводов Испании

От КС Monteza по МГ Dènia-S. Juan de Dios L=294 *км*, часть которого является подводным, газ направляется на острова Ибису (Ibiza) ГРС Sant Antoni de Portmany и Майорку (Mallorca) ГРС Sant Juan De Dios. МГ состоит из участка D_y=600 *мм* P_y=8,0 *МПа* до КС Dènia и D_y=500 *мм* P_y=22,0 *МПа* от КС Dènia до газопровода отвода на ГРС S. Juan de Dios, где он и заканчивается.

Между КС Tivissa и КС Monteza находится МГ Tivissa – Monteza D_y=600 *мм* L=313,8 *км* P_y=7,2 *МПа*. На 60 *км* МГ Tivissa – Monteza пересекает границу между провинциями Cataluna и Valencia. На 188 *км* к газопроводу подключается газопроводом D_y=700 *мм* терминал СПГ Sagunto. Техническая возможная производительность терминала СПГ Sagunto составляет 278,3 *GWh/d* или около 25,3 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021). На 224 км установлена КС Paterna, от которой до КС Montesa (313,8 *км*) МГ Tivissa – Monteza состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм* и D_y=500 *мм.*

От населённого пункта Villamayor de los Montes до КС Algete, расположенной на кольцевом газопроводе Мадрида, проходит МГ Villamayor – Algete D_y=500 *мм* L=181 *км* P_y=7,2 *МПа*. В районе населённого пункта Aranda (49 *км*) от этого МГ начинается МГ Aranda – Zamora D_y=500 *мм* L=165 *км*. Параллельно этому газопроводу от Lerma (5 *км*) до населённого пункта Valladolid, расположенного на 110 *км* МГ Aranda – Zamora проложен распределительный газопровод D_y=300 *мм* L=93,6 *км* P_y=7,2-8,0 *МПа*.

Между КС Villar de Arnedo МГ Haro – Tivissa и ПХГ Yela проложен МГ Villar de Arnedo – Yela D_y=750 *мм* L=106,9 *км* P_y=8,0 *bar*. С другой стороны, к ПХГ Yela подходит другой МГ Zarza de Tajo – Yela D_y=750 *мм* L=250,4 *км* P_y=8,0 *МПа*. ПХГ Yela соединено газопроводом с кольцевым магистральным газопроводом Мадрида.

Кольцевой магистральный газопровод Мадрида L=77,9 *км* P_y=7,2-8,0 *МПа* состоит из последовательных участков D_y=400 *мм* и D_y=500 *мм.* К МГ газ подводится по двум направлениям с севера (КС Algete) по МГ Villamayor – Algete и с юга (Torreijon) по МГ Cordoba – Madrid и МГ - перемычке Alcazar – Torreijon.

2.2.8.13. Система газоснабжения Италии

Система газоснабжения Италии состоит из:

- национальной газотранспортной системы;
- региональных систем газоснабжения.

Национальная газотранспортная система имеет несколько точек поступления газа: на севере страны (ГИС Turvusio из Австрии, ГИС Passo Gries из Швейцарии, ГИС Corizia из Словении), в центре (через терминалы СПГ Panigaglia, Livornj, Cavarzere), на юге (два входа газа после морских газопроводов из Туниса TRANS-MED через ГИС Mazara del Vallo и Ливии GREEN STREAM через ГИС Gela, по газопроводу ТАР через ГИС San Foca из Албании).

Национальную ГТС можно подразделить:

- на северную;
- центральную;
- южную;
- восточную (адриатическую).

Региональные системы газоснабжения Италии соответствуют региональному делению странны и подразделяются на региональную систему газоснабжения:

- Lombardia (Милан);
- Valle d'Aosta (Аоста);
- Piemonte (Турин);
- Liguria (Генуя);
- Trentino Alto Adige (Триенто);
- Veneto (Венеция);
- Emilia Romagna (Болонья);
- Toscana (Флоренция);
- Marche (Анкона);
- San Marino (Сан-Марино);
- Umbria (Перуджа);
- Lazio (Рим);
- Friuli Venezia Giulia (Триест);
- Abruzzo (Л'Аквила);
- Molise (Кампобассо);
- Campania (Неаполь);
- Basilicata (Потенца);
- Puglia (Бари);
- Calabria (Катандзаро);
- Sicilia (Палермо);

Северная ГТС располагается в северной части Италии в границах между ГИС Passo Gries, ГИС Tarvusio, ГИС Gorizia, La Spezia (терминал СПГ Panigaglia и Livorno) и КС Minerbio. В её состав входят: системы магистральных газопроводов Tarvusio – Zimella, Zimella – Minerbio и Masera – Chivasso и магистральные газопроводы (МГ) Passo Gries – Masera, Zimella – Mortara, Allessandria – Cortemaggiore, Poggio Renetico – Cortemaggiore, Minerbio – Cortemaggiore, La Spezio – Cortemaggiore, Martara – Allessandria, Martara – Chivasso, Allessandria – Perino, Perino – Chivasso, межсистемные перемычки Cortemaggiore – Cervignano и Pontremoli – Parma и газопроводы подключения Poggio Renetico – Tresigallo и Pipalta – Sergnano.

Основные объёмы газа в Северную ГТС поступают через ГИС Arnoldstein и ГИС Tarvusio из Австрии по системе магистральных газопроводов Tarvusio – Zimella протяжённостью около 265,4 *км*, состоящей из участков в основном по три МГ D_y=1000 *мм*, D_y=900 *мм*, D_y=1200 *мм* и D_y=1400 *мм*. Техническая возможная производительность газопровода Tarvusio – Zimella через ГИС Arnoldstein и ГИС Tarvusio из Австрии в Италию составляет 1150,0 *GWh/d* или около 101,8 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Tarvusio – Zimella через ГИС Tarvusio и ГИС Arnoldstein из Италии в Австрию составляет 193,5 *GWh/d* или около 17,59 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

Система магистральных газопроводов Tarvusio – Zimella заканчивается в узловой точке вблизи населённого пункта Zimella.

Система магистральных газопроводов Tarvusio – Zimella на 134 *км* пересекает границу между регионом (regioni) Friuli-Venezia-Giulia и Veneto.

В состав системы входит КС Istrana. Не далеко от КС Istrana (185 *км*) к ГТС подключено ПХГ Collato.

Возле населённого пункта Flaibano (67,5 км) от ГТС Tarvusio – Zimella начинается МГ D_y=500 *мм* и D_y=650 *мм* L=57 *км* Gorizia – Flaibano, соединяющий ГТС

Италии (ГИС Gorizia) с ГТС Словении (ГИС Semperter). Техническая возможная производительность газопровода Gorizia-Flaibano через ГИС Semperter и ГИС Gorizia из Словении в Италию составляет 28,5 *GWh/d* или около 2,52 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Gorizia – Flaibano через ГИС Gorizia и ГИС Semperter из Италии в Словению составляет 21,5 *GWh/d* или около 1,9 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

От КС Istrana начинается кольцевой распределительный газопровод, состоящий из участков Istrana – Colodonazzo D_y=600 *мм*, L=110,1 *км* и Vigasio – Trento – Colodonazzo, состоящий из участков D_y=300 *мм* и D_y=250 *мм*, L=111,0 *км*.

Второй газовый поток в Северную ГТС подаётся из Швейцарии через ГИС Griespass и ГИС Passo Gries по МГ Passo Gries – Masera D_y=1200 *мм*, протяжённостью 42,3 *км* до КС Masera. Техническая возможная производительность МГ Passo Gries – Masera через ГИС Griespass и ГИС Passo Gries из Швейцарии в Италию составляет 640,4 *GWh/d* или около 56,67 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность МГ Passo Gries – Masera через ГИС Passo Gries и ГИС Griespass из Италии в Швейцарию составляет 431,4 *GWh/d* или около 38,18 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017). От КС Masera (43,2 *км*) начинается система магистральных газопроводов Masera – Martara состоящая из МГ D_y=1200 *мм*, L=134,7 *км* и МГ D_y=850 *мм*, L=123,8 *км*. Система заканчивается в узловой точке Martara. Система магистральных газопроводов Masera – Martara на 114 *км* и на 125 *км* пересекает границу между регионом Piemonte и Lombardia.

Две узловые точки Северной ГТС Zimella и Martara соединены между собой магистральным газопроводом Zimella – Mortara D_y=750 *мм*, протяжённостью 180 *км*. На участке МГ Cervignano – Mortara от 120 *км* до 180 *км* существует лупинг D_y=1200 *мм*, протяжённостью 55 *км*. На 102 км к МГ подключено ПХГ Sergnano. На участке от Vigasio до Sergnano к МГ подключено несколько малых месторождений. На 125 *км* (Cervignano) начинается газопровод подключение к ПХГ Settala (S. Etta La) D_y=850 *мм*, протяжённостью 21,9 *км*, который продолжается далее D_y=900 *мм*, до 48,8 *км,* где подключено ПХГ Brugntrio.

На 48 *км* МГ Zimella – Mortara пересекает границу между регионом Veneto и Lombardia.

К МГ Zimella – Mortara системы магистральных газопроводов Masera – Martara подключается самая большая региональная система газоснабжения промышленного региона страны Lombardia (Милан).

От узловой точки Северной ГТС Zimella в направлении юга страны начинается система магистральных газопроводов Zimella – Minerbio, состоящая из МГ D_y=1200 *мм*, протяжённостью 84,8 *км* и МГ D_y=850 *мм*, протяжённостью 85,6 *км*. Система заканчивается в узловой точке КС Minerbio к которой подключено ПХГ Minerbio. КС Minerbio соединяется с узловой точкой Ravenna, восточной (адриатической) ГТС Италии, газопроводом D_y=750 *мм*, протяжённостью 60,5 *км*. На 46 *км* этого газопровода подключено ПХГ Cotignola & San Potito.

На 42 *км* МГ Zimella – Minerbio пересекает границу между регионом Veneto и Lombardia.

На 66 *км* (Poggio Renetico) от системы магистральных газопроводов Zimella – Minerbio начинается газопровод подключения D_y=850 *мм*, протяжённостью 32,1 *км* до ПХГ Sabbioncello и месторождения Tresigalle.

Третьей узловой точкой Северной ГТС является Cortemaggiore, где подключены ПХГ и месторождение с теми же названиями.

Узловая точка Cortemaggiore соединяется с узловой точкой Poggio Renetico МГ Poggio Renetico – Cortemaggiore D_y=1000 *мм*, протяжённостью 138,9 *км* и с КС Minerbio МГ Minerbio – Cortemaggiore D_y=1200 *мм*, протяжённостью 161,8 *км*. К этим двум МГ и к системе магистральных газопроводов Zimella – Minerbio подключена региональная газораспределительная система Emilia Romagna и Lombadia.

К узловой точке Cortemaggiore подходит МГ La Spezio – Cortemaggiore D_y=750 *мм*, протяжённостью 140,8 *км* по которому поступает газ от терминала СПГ Panigaglia. Техническая возможная производительность на выходе из терминала СПГ Panigaglia составляет 109,0 *GWh/d* или около 9,91 *млн м³/сут* (ENTSOG 2017). Этот МГ соединён с 109,4 *км* (Parma) МГ Minerbio – Cortemaggiore межсистемной перемычкой Pontremoli – Parma D_y=750 *мм*, протяжённостью 59,0 *км*.

Узловая точка Cortemaggiore соединяется двумя параллельными МГ D_y=750 *мм*, L=42,1 *км* и D_y=1200 *мм*, L=45,6 *км* с ПХГ Bordolano и ПХГ Ripalta, которое в свою очередь соединено МГ D_y=1200 *мм*, L=21,5 *км* с 125 *км* (Cervignano) МГ Zimella – Mortara. Между ПХГ Pipalta и ПХГ Sergnano (102 км МГ Zimella – Mortara) существует газопровод перемычка Pipalta – Sergnano D_y=850 *мм*, L=15,0 *км*.

Узловая точка Cortemaggiore соединяется с узловой точкой Allessandria МГ Allessandria – Cortemaggiore D_y=900 *мм*, L=116,8 *км*, которая в свою очередь соединена с узловой точкой Martara МГ Martara – Allessandria D_y=600 *мм*, протяжённостью 43,7 *км*. К МГ Allessandria – Cortemaggiore подсоединено несколько малых месторождений газа.

От узловых точек Martara и Allessandria идут соединённые последовательно МГ Martara – Chivasso D_y=1000 *мм*, L=67,5 *км*, Perino – Chivasso D_y=650 *мм*, L=31,5 *км* и Allessandria-Perino D_y=550 *мм*, L=64,5 *км*. К этим МГ и МГ La Spezio – Cortemaggiore подсоединяются региональные системы газоснабжения Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria и частично Toscana.

Центральная ГТС располагается в центральной части Италии в границах между КС Minerbio и КС Mellizzano. В её состав входят: система магистральных газопроводов Minerbio – Gallese, магистральные газопроводы Mellizzano – Gallese I и Mellizzano – Gallese II, межсистемные перемычки Minerbio – Ravenna Terra, Terranuova – Rimini, Gallese – Recanati, Castel di Ieri – Pineto, Vastogirardi – S.Salvo, Mellizzano – Biccari и газопровода подключения Pineto – Cellino.

Газ от южной ГТС поступает на КС Mellizzano и далее по двум МГ Mellizzano – Gallese I D_y=1200 *мм*, L=258,4 *км* и Mellizzano – Gallese II D_y=1200 *мм*, L=309,9 *км* направляется до КС Gallese. Между этими МГ существует технологическая перемычка Oricola – Ciciliano D_y=650 *мм*, L=17,8 *км*.

На МГ Mellizzano – Gallese II существуют межсистемные перемычки между центральной и восточной (адриатической) ГТС Италии: Gallese – Recanati D_y=600 *мм*, L=182,1 *км*, Castel di Ieri – Pineto D_y=500 *мм* L=68 км, Vastogirardi – S.Salvo D_y=1000 *мм*, L=58,1 *км* и Mellizzano – Biccari D_y=500/600 *мм*, протяжённостью 87,8 *км*.

На 149 *км* (Castel di Ieri) к МГ Mellizzano – Gallese II подключено ПХГ Fiume Treste.

От КС Gallese до КС Minerbio газ направляется по системе магистральных газопроводов Minerbio – Gallese, состоящей из МГ Minerbio – Gallese I D_y=1200 *мм*, L=324,5 *км* и Minerbio – Gallese II D_y=1200 *мм*, L=323,6 *км*. На этом протяжении

ГТС имеет межсистемные перемычки с восточной ГТС: Terranuova – Rimini D_y=600/650 *мм*, L=120,4 *км* и Minerbio – Ravenna Terra D_y=750 *мм*, L=60,5 *км*.

В состав центральной ГТС входят КС Terranuova, КС Gallese и КС Mellizzano.

К КС Terranova подключается газопровод Livorno – Terranova L=110 *км* от терминала СПГ Toscana (Livorno). Техническая возможная производительность на выходе из терминала СПГ Toscana (Livorno) составляет 163,9 *GWh/d* или около 14,9 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

К центральной ГТС подключаются региональные системы газоснабжения Toscama, Umbria, Lazio, Molise, Campania и частично Abruzzo.

Южная ГТС Италии начинается от двух морских газопроводов в Сицилии TRANSMED через ГИС Mazara del Vallo и GREEN STREAM через ГИС Gela), одного морского газопровода TAP через ГИС San-Foka и заканчивается на КС Mellizzano. В состав ГТС входят: системы магистральных газопроводов Mazara del Vallo – Messina, Messina – Maida и Maida – Mellizzano, магистральные газопроводы Biccari – Altamura, Moliterno – Latino, Montesano – Brindisi, Gela – Enna и Maida – Rossano – Tarsia.

От ГИС Mazara del Vallo, после морского транссредиземноморского газопровода TRANSMED, газ поступает в систему магистральных газопроводов Mazara del Vallo – Messina. Техническая возможная производительность газопровода TRANSMED через ГИС Mazara del Vallo составляет 1138,1 *GWh/d* или около 100,76 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021). Система магистральных газопроводов Mazara del Vallo-Messina состоит МГ Mazara del Vallo – Messina D_y=1200 *мм*, L=353,4 *км* и МГ Mazara del Vallo – Gagliano – Messina D_y=1200 *мм*, L=362,1 км. На 188,6 *км* (КС Enna) к системе магистральных газопроводов Mazara del Vallo – Messina подключается МГ Gela – Enna D_y=900 *мм* L=30,3 *км*, подающий газ от ГИС Gela после морского газопровода из Ливии Green Stream. Техническая возможная производительность газопровода Green Stream через ГИС Gela составляет 475,8 *GWh/d* или около 41,02 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 224 *км* к системе подключается месторождение Gagliano и на 253,9 *км* месторождение Bronte.

К системе магистральных газопроводов Mazara del Vallo – Messina подключена региональная система газоснабжения Sicilia.

После КС Messina и до узловой точки Maida/S.Eufemia расположена система магистральных газопроводов Messina – Maida, состоящая из трех МГ Messina – S.Eufemia, в основном D_y=1200 *мм*, L=135,5 *км* (участок Messina – Palmi состоит из двух параллельных МГ D_y=650 *мм*, а на участок перед узловой точкой S. Eufemia состоит из трех параллельных МГ D_y=1200 *мм*) и Messina – Maida в основном D_y=1200 *мм*, L=127,2 *км* (на участке Messina – Reggio Calabria перед КС Messina часть газопровода состоит из трёх параллельных газопроводов D_y=500 *мм* L=31,1 *км*).

Далее начинается система магистральных газопроводов Maida – Mellizzano, состоящая из участков МГ Maida – Mellizzano D_y=1200 *мм*, L=404,5 *км* и МГ S. Eufemia – Mellizzano D_y=1200 *мм*, L=383,5 *км* различной конфигурации. До 284,4 *км* (Colliano) эти два МГ располагаются параллельно и работают как единая система магистральных газопроводов. После Colliano и до КС Mellizzano газопроводы расходятся и между ними отсутствуют технологические перемычки.

Между КС Maida и КС Tarsia расположен кольцевой РГ Maida – Rossano – Tarsia D_y=500 *мм*, L=225 *км*

К КС Montesano (210,1 *км*) южной ГТС подключается МГ Montesano – Brindisi D_y=1000 *мм* L=213,7 *км* от строящегося терминала СПГ Brindisi. Так же от

терминала СПГ Brindisi начинаются газопровод D_y=450/500 *мм*, L=109,3 *км*, который проходит параллельно этому газопроводу (лупинг), до 122,6 *км* (Bernalda) и газопровод Latiano – Altamura D_y=500 *мм*, L=143,6 *км*. От 201 км (Grumento) МГ Montesano – Brindisi начинается газопровод Grumento – Altamura D_y=500 *мм*, L=112,3 *км*. К 112,3 *км* (Altamura) газопровода Grumento – Altamura и 143,6 *км* газопровода Latiano – Altamura подключается газопровод Biccari – Altamura D_y=1200 *мм* и D_y=450 *мм*, L=145,7 *км*. От Altamura начинается МГ Altamura – Taranto D_y=1200 *мм* L=71 *км*, который является продолжением МГ Biccari – Altamura. На 43 *км* этот газопровод пересекает МГ Montesano – Brindisi. К узловой точке Brindisi МГ Montesano – Brindisi подключается МГ San – Foka – Brindisi L=53 *км*, который начинается от ГИС San – Foka, к которому подключен подводный участок МГ ТАР. Техническая возможная производительность на входе в ГИС San – Foka по МГ ТАР составляет 488,1 *GWh/d* или около 43,1 *млн м³/сут* (ENTSOG 2017).

В состав южной ГТС Италии входят: КС Mellizzano, КС Montesano, КС Tarsia, КС Messina, КС Enna.

К магистральным газопроводам южной ГТС Италии подключены региональные системы газоснабжения: Calambria, Sicilia, Campania, Basilicata, Puglia.

Восточная (адриатическая) ГТС Италии начинается от КС Istrana системы магистральных газопроводов Turvusio – Zimella северной ГТС и продолжается вдоль берега Адриатического моря до Biccari. ГТС однониточная, состоит из участков МГ D_y=750 *мм*, D_y=650 *мм* D_y=550 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=450 *мм* общей протяжённостью 467,1 *км*. В состав ГТС входят МГ Istrana – Ravenna, Ravenna – Recanati, Recanati – Biccari и Biccari – Altamura.

В районе 100 *км* (Cavarzere) к МГ Istrana – Ravenna подключен газопровод D_y=750 *мм* от терминала СПГ Porto Levante. Техническая возможная производительность на выходе из терминала СПГ Porto Levante составляет 289,2 *GWh/d* или около 26,29 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

МГ Istrana – Ravenna заканчивается на 150,9 *км* (Ravenna Terra), где к МГ подключена межсистемная перемычка с центральной ГТС Minerbio – Ravenna Terra D_y=750 *мм*, L=60,5 *км* и два морских месторождения Ravenna Mare и Gasalborsetti.

На 170,9 *км* (Recanati) МГ Ravenna – Recanati подключена межсистемная перемычка с центральной ГТС Gallese – Recanati D_y=600 *мм*, протяжённостью 182,1 *км*.

На 105 *км* (Pineto) к МГ Recanati – Biccari подключены межсистемная перемычка D_y=500 *мм* с МГ Minerbio – Gallese II (Castel di Ieri), ПХГ Cellino и месторождение Pineto. На 227,9 *км* к МГ Recanati – Biccari подключена межсистемная перемычка Vastogirardi – S.Salvo с центральной ГТС D_y=1000 *мм*, L=58,1 *км*.

Последний участок восточной ГТС Biccari – Altamura состоит из двух параллельных трубопроводов L=145,7 *км* D_y=450 *мм* и D_y=1200 *мм*, МГ заканчивается, соединяется с 112,3 км (Altamura) газопровода Grumento – Altamura и с 143,6 *км* (Altamura) газопровода Latiano – Altamura. На 11,4 *км* этого газопровода подключено газовое месторождение Condela, а через некоторое расстояние месторождение Meifi.

К восточной ГТС подключены несколько морских газовых месторождений Адриатического моря.

На территории Италии ведутся работы по расширению существующих ПХГ: Sabbioncello, Sergnano, Ripalta, Sabbiocello, Minerbio, Fiume Treste и страительства новых ПХГ: Bordolano, Bagnolo Mella, Romanengo, Alfonsine, Cotionola & San Potito, Palazzo Moroni, S.Benedetto, Poggiofiorito, Sinarca, Cugno Le Macino, Serra Pizzuta.

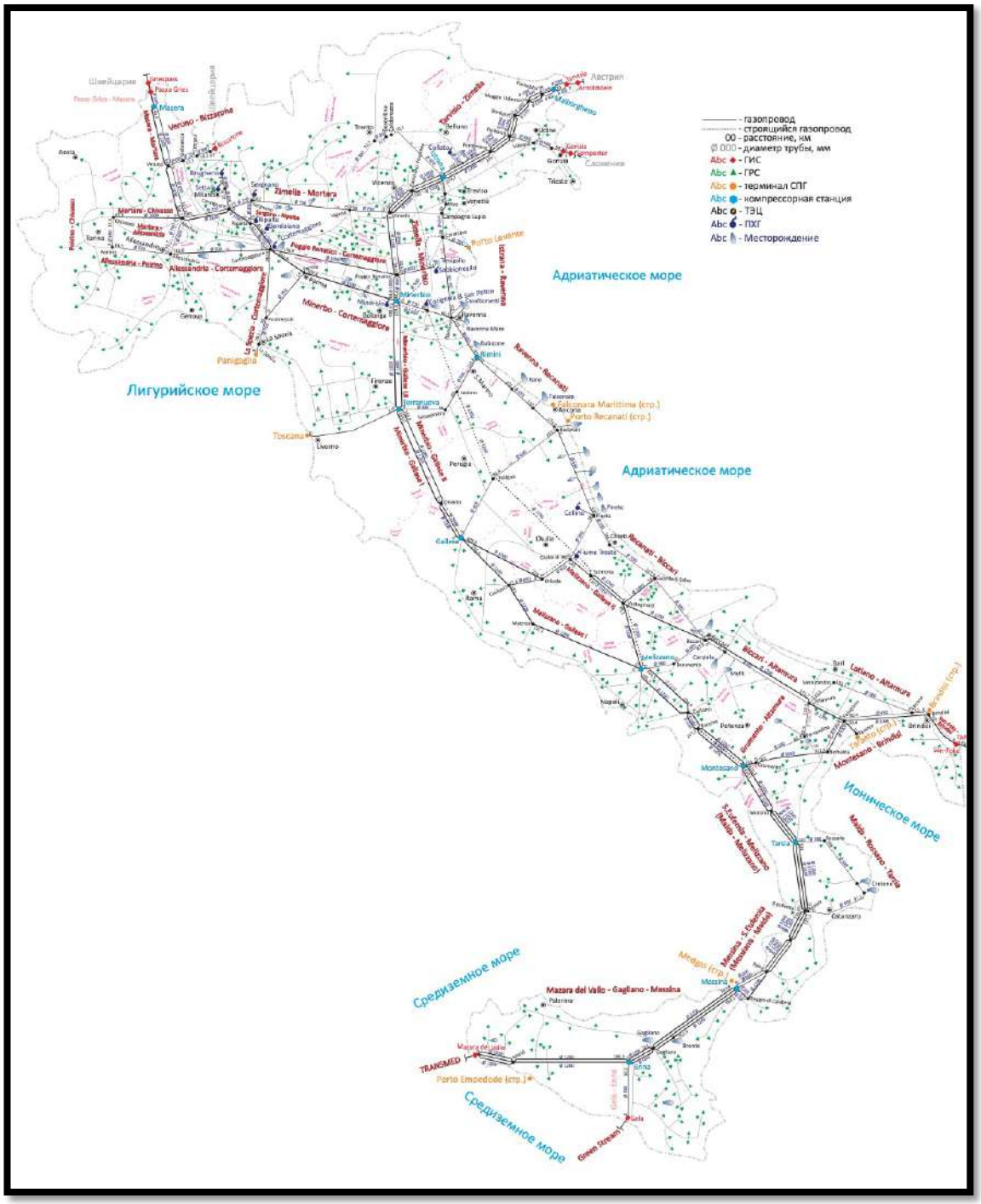


Рис. № 2.2.79 Потоковая схема газопроводов Италии

2.2.8.14. Система газоснабжения Латвии

Поставки газа в систему газоснабжения Латвии осуществляются из России (ГИС Изборск) через территорию Эстонии по МГ Валдай – Псков – Рига D_y=700 *мм* и Изборск-Инчукалнская СПХГ D_y=700 *мм*. На границе с Эстонией на территории Латвии на 389,8 *км* МГ Pleskava – IPGK, являющегося продолжением МГ Валдай – Псков – Рига, и на 50 *км* МГ Izboska – IPGK, являющегося продолжением МГ

Изборск – Инчукалнская СПХГ установлена ГИС Korneti. Аббревиатура IPGK является сокращением по первым буквам Incukana Pazemes Gazes Kratuve (Инчукалнское подземное хранилище газа).

Система газоснабжения Латвии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным можно отнести газопроводы с Dy=500-700 *мм* к распределительным - газопроводы с $D_y \leq 500$ *мм*. Несмотря на наличие магистральных газопроводов в системе газоснабжения Латвии компрессорные станции отсутствуют.

ГРС подключены, как к магистральным газопроводам, так и к распределительным газопроводам.

Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Латвии работают при рабочем давлении P_y=5,5 *МПа*.

После ГИС Korneti газ поступает по МГ Pleskova – IPGK D_y=700 *мм* L=156,6 *км* и МГ Izboska – IPGK D_y=700 *мм* L=159 *км*. Оба эти газопроводы до расположены параллельно. Километраж газопроводов на территории Латвии продолжается от границы с Российской Федерацией.

Техническая возможная производительность магистральных газопроводов Pleskova – IPGK и Izboska – IPGK через ГИС Korneti при поставках газа из России (транзитом через Эстонию) в Латвию составляет 168,0 *GWh/d* или около 16,8 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность магистральных газопроводов Pleskova – IPGK и Izboska – IPGK через ГИС Korneti при поставках газа из Латвии (транзитом через Эстонию) в Россию составляет 85,0 *GWh/d* или около 7,46 *млн м³/сут.* (ENTSOG 2021).

К МГ Izboska – IPGK подключены: на 110 *км* ГРС Palsmane и ГРС Palsa, на 168 *км* ГРС Cesis, на 186 *км* ГРС Ligatne, на 199 *км* ГРС Sigulda и на 205 *км* ГРС Ezerciems.

На 475 *км* МГ Pleskova – IPGK (после проектируемой КС Viresti (435,2 *км*)) начинается МГ Viresti – Tallinn D_y=700 *мм* L=88 *км* до границы с Эстонией (ГИС Karksi).

На всём своём протяжении МГ Pleskova – IPGK и МГ Izboska – IPGK пересекают региональные границы Латвии: на 62 *км* (километр пересечения границ указан по МГ Izboska – IPGK) между Aluksnes novads и Apes novads, на 94 *км* между Apes novads и Smitenes novads, на 142 *км* между Smitenes novads и Raunas novads, на 154 *км* между Raunas novads и Priekuli municipaly, на 154 *км* между Priekuli municipaly и Cesu novads, на 169 *км* между Cesu novads и Amatas novads, на 180 *км* между Amatas novads и Ligatne municipality, на 191 *км* между Ligatne municipality и Siguldas novads, на 200 *км* между Siguldas novads и Krimuldas novads.

МГ Pleskova – IPGK и МГ Izboska – IPGK заканчиваются на 545 *км* и 209 *км* соответственно, газопроводом подключения к Incukana Pazemes Gazes Kratuve (IPGK).

МГ Viresti – Tallinn D_y=700 *мм* L=88 *км* начинается на 475 *км* МГ Pleskova – IPGK. К газопроводу подключены: на 12 *км* ГРС Lode, на 25 *км* ГРС Valmera-1, на 28 *км* ГРС Valmera-2.

На всём своём протяжении МГ Viresti – Tallinn пересекает региональные границы Латвии: на 17 *км* между Priekuli municipaly и Beverinas novads, на 27 *км* между Beverinas novads и Burtnieki municipality, на 56 *км* между Burtnieki municipality и Rujienas novads, на 62 *км* между Rujienas novads и Nauksenu novads.

МГ Viresti – Tallinn заканчивается на 88 *км* на границе с Эстонией (ГИС Karksi).

К месту подключения IPGK (545 *км* МГ Pleskova – IPGK и 209 *км* МГ Izboska – IPGK) подсоединены МГ Riga – IPGK I и Riga – IPGK II.

МГ Riga – IPGK I D_y=700 *мм* L=49,3 *км* начинается недалеко от города Riga от 517,4 *км* (Vimbukrogs) МГ Vilna – Riga D_y=500. На 7 *км* от него начинается МГ Riga – IPGK II D_y=700 *мм* L=49,3 *км*. Дальше эти газопроводы расположены параллельно с одинаковыми километровыми отметками. К газопроводам подключены: на 8 *км* ГРС TEC-2 (ТЭЦ), на 10,8 *км* ГРС Riga-1, на 19 *км* ГРС Zakumuiza, на 34 *км* ГРС Vangazi и на 44 *км* ГРС Krimulda.

На всём своём протяжении МГ Riga – IPGK I и Riga – IPGK II пересекают региональные границы Латвии: на 3 *км* между Riga и Salaspils municipality, на 9 *км* между Salaspils municipality и Stopinu novads, на 13 *км* между Stopinu novads и Ropazu novads, на 35 *км* между Ropazu novads и Incukalna novads и на 43 *км* между Incukalna novads и Sejas novads.

МГ Riga – IPGK I и Riga – IPGK II заканчиваются на 49 *км*, подключаясь к 545 *км* МГ Pleskova – IPGK и 209 *км* МГ Izboska – IPGK.

От 11 *км* МГ Riga – IPGK II начинается МГ Riga – Paneveza D_y=700 *мм* L=84,1 *км,* который заканчивается на границе с Литвой (ГИС Kiemenai). От границы с Литвой (445,8 *км*) к городу Riga подходит МГ Vilna – Riga D_y=500 *мм* L=517,4 *км*. От 517,4 *км* (Vimbukrogs) этого газопровода начинается 0 *км* (Vimbukrogs) МГ Riga – IPGK I.

Техническая возможная производительность магистральных газопроводов МГ Riga – Paneveza и Vilna – Riga через ГИС Kiemenai при поставках газа из Латвии в Литву составляет 65,1 *GWh/d* или около 5,72 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность магистральных газопроводов МГ Riga – Paneveza и Vilna – Riga через ГИС Kiemenai при поставках газа из Литвы в Латвию составляет 67,6 *GWh/d* или около 5,94 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От 10,4 *км* МГ Riga – Paneveza начинается распределительный газопровод Riga – Daugavpils.

К МГ Riga – Paneveza подключены на 14 *км* ГРС Daugmale, на 23 *км* ГРС Baldone, на 45 *км* ГРС Iecava.

От 35 *км* МГ Riga – Paneveza расположен параллельно с МГ Vilna-Riga.

На всём своём протяжении МГ Riga – Paneveza пересекает региональные границы Латвии: на 1 *км* между Stopinu novads и Salaspils municipality, на 9 *км* между Salaspils municipality и Kekavas novads, на 18 *км* между Kekavas novads и Baldones novads, на 34 *км* между Baldone novads и Iecavas novads, на 52 *км* между Iecavas novads и Bauskas novads.

МГ Vilna – Riga D_y=500 *мм* L=517,4 *км* начинается на границе с Литвой (ГИС Kiemenai). До 491 *км* газопровод располагается параллельно с МГ Riga – Paneveza. К МГ Vilna – Riga подключены на 451 *км* ГРС Uzvara, на 463 *км* ГРС Bauska, на 470 *км* ГРС Code, на 490 *км* ГРС Ziemeji, на 516,9 *км* ГРС Kekava.

От 483 *км* МГ Vilna – Riga начинается распределительный газопровод Jelcava-Liepaja.

От 517,4 *км* (Vimbukrogs) где МГ Vilna – Riga заканчивается, начинается МГ Riga – IPGK I и газопровод отвод L=9 *км*, к которому подключена ГРС Balozi (6 *км*), ГРС Riga-2 (9 *км*).

На всём своём протяжении МГ Vilna – Riga пересекает региональные границы Латвии: на 482 *км* между Bauskas novads и Iecavas novads, на 501 *км* между Iecavas novads и Olaines novads, на 504 *км* между Olaines novads и Kekavas novads.

Распределительный газопровод Jelcava – Liepaja L=209,6 *км* D_y=500 *мм* начинается от 482,8 *км* МГ Vilna – Riga. На 77 *км* газопровод меняет свой диаметр на D_y=350 *мм*. На 18 *км* к РГ Jelcava – Liepaja подключен газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Jelgava-1, на 30 *км* подключена ГРС Jelgava-2, на 40 *км* ГРС Stars, на 50 *км* ГРС Nakotne, на 58 *км* газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Dobele, на 59 *км* от газопровода начинается газопровод отвод до ГРС Sloka, на 16 *км* которого подключена ГРС Kalnciems, на 86 *км* ГРС Dzirkstele, на 109 *км* ГРС Broceni, на 115 *км* ГРС Saldus, на 121 *км* ГРС Lutrini, на 133 *км* ГРС Zirni, на 145 *км* ГРС Rudbarzi, на 198 *км* ГРС Tadaiki и на 209 *км* ГРС Liepaja.

На всём своём протяжении РГ Jelcava – Liepaja пересекает региональные границы Латвии: на 5 *км* между Iecavas novads и Ozolnieku novads, на 19 *км* между Ozolnieku novads и Jelgavas novads, на 48 *км* между Jelgavas novads и Dobeles novads, на 61 *км* между Dobeles novads и Tukuma novads, на 75 *км* между Tukuma novads и Jaunpils novads, на 78 *км* между Jaunpils novads и Dobeles novads, на 95 *км* между Dobeles novads и Brocenu novads, на 113 *км* между Brocenu novads и Saldus novads, на 135 *км* между Saldus novads и Skrundas novads, на 157 *км* между Skrundas novads и Aizputes novads, на 172 *км* между Aizputes novads и Dubres novads, на 192 *км* между Dubres novads и Grobinas novads, 204 *км* между Grobinas novads и Liepajas Pilset.

РГ Jelcava – Liepaja заканчивается на 209,6 *км* возле города Liepaja.

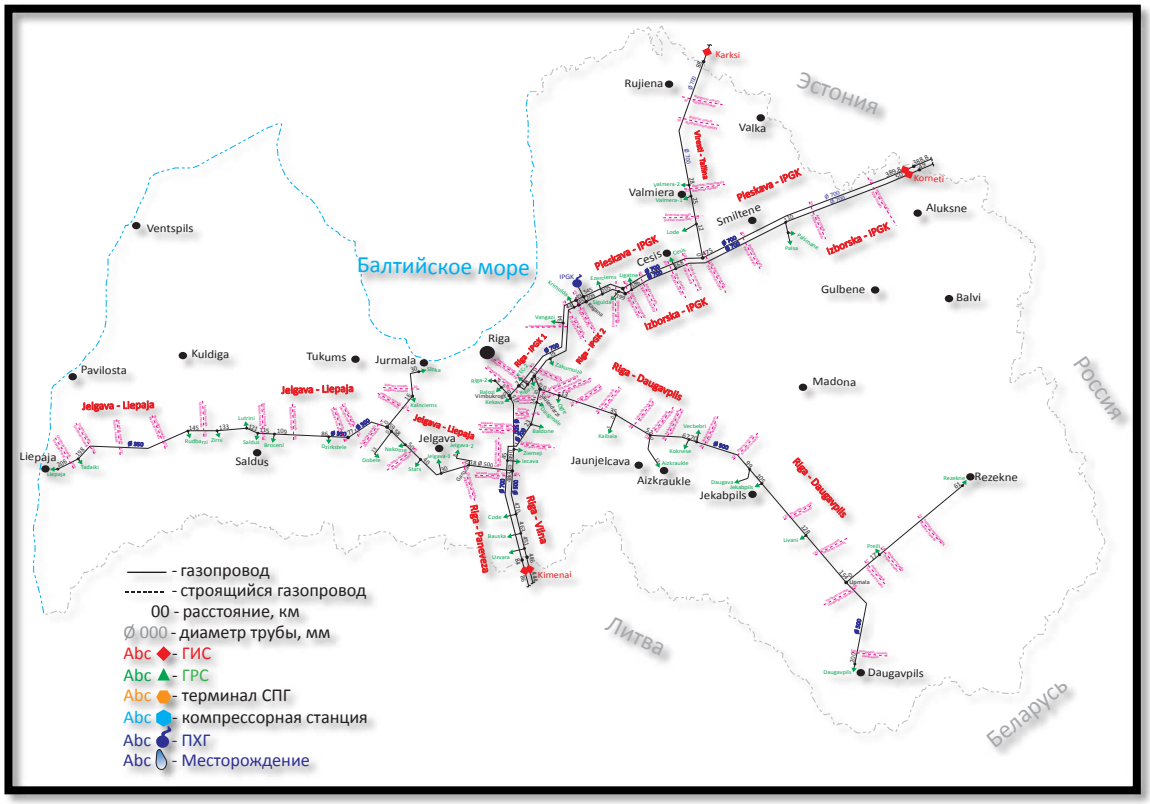


Рис. № 2.2.80 Потоковая схема газопроводов Латвии

2.2.8.15. Система газоснабжения Литвы

Поставки газа в систему газоснабжения Литвы осуществляются из Латвии (ГИС Kiemenai) по МГ Ryga – Panevezys – Vilnius D_y=700 *мм* и Ivaceviciai – Vilnius – Ryga D_y=500 *мм* и Белоруссии по МГ Minskas – Vilnius D_y=700 *мм* через ГИС Котловка (Kotlovka) и по МГ Ivaceviciai – Vilnius-Riga D_y=700 *мм* через ГИС Вороново (Voponovo).

По МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga газ подаётся в район города Vilnius со стороны Латвии и со стороны Белоруссии. Между 245 и 268,8 км этого газопровода имеется физический разрыв, разделяющий эти два потока газа.

Система газоснабжения Литвы подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным можно отнести газопроводы с Dy=500 и 700 *мм* к распределительным - газопроводы с $D_y \leq 500$ *мм*.

ГРС подключены, как к магистральным газопроводам, так и к распределительным газопроводам.

Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Литвы работают при рабочем давлении P_y=5,5 *МПа*.

Первый газовый поток направляется в систему газоснабжения Литвы с территории Латвии через ГИС Kiemenai по двум МГ Riga – Panevezys – Vilnius D_y=700 *мм* и Ivaceviciai – Vilnius – Riga D_y=500 *мм*. Техническая возможная производительность магистральных газопроводов МГ Ryga – Panevezys – Vilnius и Ivaceviciai – Vilnius-Ryga через ГИС Kiemenai при поставках газа из Латвии в Литву составляет 65,1 *GWh/d* или около 5,72 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность магистральных газопроводов МГ Ryga – Panevezys – Vilnius и Ivaceviciai – Vilnius-Ryga через ГИС Kiemenai при поставках газа из Литвы в Латвию составляет 67,6 *GWh/d* или около 5,94 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

На 388 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Riga и на 142 *км* Riga – Panevezys – Vilnius расположена КС Panevezys. От КС Panevezys начинается большая распределительная система до городов Klaipeda и Palanga и терминала СПГ Klaipeda, состоящая из газопровода Panevezys – Siauliai D_y=1000/500 *мм* L=81,9 *км* и газопровода Panevezys – Klaipeda D_y=300 *мм* L=209 *км*. До Siauliai (81,9 и 106,1 *км*) эти газопроводы работают параллельно.

После КС Panevezys на 146 *км* МГ Ryga – Panevezys – Vilnius заканчивается и начинается МГ Panevezys – Vilnius D_y=700 *мм*.

В районе города Vilnius МГ Panevezys – Vilnius и Ivaceviciai – Vilnius – Ryga заканчиваются на 122 *км* и 268,9 *км* соответственно.

На 111,5 *км* с МГ Ryga – Panevezys – Vilnius после КС Jauniunai соединяется МГ Vilnius – Vievis D_y=1000 *мм* L=289 *км*.

К МГ Ryga – Panevezys – Vilnius, МГ Panevezys – Vilnius и Ivaceviciai – Vilnius-Ryga подключены: на 105 *км* МГ Ryga – Panevezys – Vilnius и 426 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga газопровод отвод D_y=250 *мм* L=29 *км* до ГРС Birzai, на 10 *км* которого подключена ГРС Pajiesmeniai, на 107 *км* МГ Ryga – Panevezys – Vilnius ГРС Pasvalys, на 134 *км* МГ Ryga – Panevezys – Vilnius ГРС Geguzine, на 387 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga газопровод отвод до ГРС Panevezys, на 15 *км* МГ Panevezys – Vilnius и 374 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga ГРС Miziskiai, на 31 *км* МГ Panevezys – Vilnius и 358 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga ГРС Raguva, на 59 *км* МГ Panevezys – Vilnius и 335 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga ГРС Taujenai, на

64 *км* МГ Panevezys – Vilnius и 330 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga газопровод отвод D_y=300 *мм* L=60 *км* до ГРС Uterna, на 26 *км* которого подключен газопровод отвод D_y=150 *мм* L=8 *км* до ГРС Anyksciai, 320 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga ГРС Ukmerge, на 105 *км* МГ Panevezys – Vilnius и 288 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga ГРС Sirvintos, на 120 *км* МГ Panevezys – Vilnius и 272 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga ГРС Maisagala, на 263 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga ГРС Villon.

На своём протяжении МГ Ryga – Panevezys – Vilnius располагается в Panevezys County (уезде).

На своём протяжении МГ Ivaceviciai – Vilnius – Ryga и МГ Panevezys – Vilnius пересекают региональные границы Литвы: на 362 *км* и 35 *км* (соответственно) между Panevezys County и Utena County, на 366 *км* и 39 *км* между Utena County и Vilnius County, на 366 *км* и 39 *км* между Utena County и Vilnius County.

Второй газовый поток направляется в систему газоснабжения Литвы с территории Белоруссии (188,6 *км*) через ГИС Вороново (Voronovo) по МГ Ivaceviciai – Vilnius – Riga D_y=700 *мм* до 245 *км*, где он прерывается в районе города Vilnius.

На 240,5 *км* к МГ Ivaceviciai – Vilnius – Riga подключается лупинг D_y=700 *мм* L=5,2 *км*. На 240,5 *км* от этого газопровода начинается система газопроводов Vilnius – Kaliningradas, состоящая из двух МГ Vilnius – Kaliningradas I и Vilnius – Kaliningradas II.

К МГ Ivaceviciai – Vilnius – Riga подключены: на 192 *км* ГРС Salcininkai, на 209 *км* ГРС Jasiunai, на 225 *км* ГРС Rudamina, на 233 *км* ГРС B.Voke, на 240 *км* ГРС A.Paneriai, на 235 *км* ГРС Grigiskes и на 245 *км* ГРС Vilnius.

На своём протяжении второй участок МГ Ryga – Panevezys – Vilnius располагается в Vilnius County.

Третий поток газа направляется в систему газоснабжения Литвы по МГ Minskas – Vilnius D_y=700 *мм* L=264,1 *км* от границы с Белоруссией (198 *км*) через ГИС Котловку (Kotlovka). Техническая возможная производительность магистрального газопровода МГ Minskas – Vilnius через ГИС Kotlovka при поставках газа из Белоруссии в Литву составляет 325,4 *GWh/d* или около 29,05 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021). На 218 *км* от газопровода начинается большой газопровод отвод D_y=400/200/300 *мм* L=100 *км* до ГРС Visaginas. На 8 *км* газопровод меняет свой диаметр с D_y=400 на 200 *мм*, на 10 *км* меняет диаметр с D_y=200 на 300 *мм*. На 20 *км* к газопроводу отводу подключена ГРС Pabrade, на 50 *км* подключена ГРС Svencionys и на 100 *км* ГРС Visaginas. На 62 *км* газопровод отвод пересекает границу Vilnius County между и Utena County. На 264 *км* МГ Minskas – Vilnius установлена КС Jauniunai.

На всём своём протяжении газопровод располагается в Vilnius County.

Газопровод Minskas – Vilnius заканчивается на КС Jauniunai недалеко от города Vilnius. После КС МГ Minskas – Vilnius сохраняет километраж, но меняет своё название на МГ Vilnius – Vievis D_y=1000 *мм*. На 264,5 *км* МГ Vilnius – Vievis соединяется с 112 *км* МГ Panevezys – Vilnius. МГ Vilnius – Vievis заканчивается на 289 км, соединяясь с 30 *км* системы газопроводов Vilnius – Kaliningradas.

Система магистральных газопроводов Vilnius – Kaliningradas начинается от 240 *км* МГ Ivaceviciai – Vilnius – Riga. Система состоит из двух МГ Vilnius – Kaliningradas I и Vilnius – Kaliningradas II.

МГ Vilnius – Kaliningradas I L=183,4 *км* состоит из последовательных участков разного диаметра. Участок от 0 до 30 *км* состоит из трубопровода D_y=700 *мм*,

участок от 30 до 101,6 *км* - D_y=800 *мм*, участок от 101,6 до 102, 2 *км* D_y=700 *мм*, и участок от 102,2 *км* до 183,4 *км* D_y=500 *мм*.

МГ Vilnius – Kaliningradas II также состоит из последовательных участков разного диаметра. Участок от 0 до 30 км состоит из трубопровода D_y=700 *мм*, от 30 до 81,9 *км* имеет D_y=350 *мм*. В районе города Kaunas МГ Vilnius – Kaliningradas II заканчивается (прерывается) и вновь начинается D_y=700 *мм* через 1 *км* с новым отсчётом протяжённости от 0 *км* до 82 *км*.

К МГ Vilnius – Kaliningradas I и МГ Vilnius – Kaliningradas II подключены: на 30 *км* МГ Vilnius – Vievis и ГРС Vievis, на 39 *км* ГРС Elektrenai, на 51 *км* ГРС Ziezmariai, на 59 *км* ГРС Kaisiadorys, на 61 *км* газопровод отвод D_y=350 *мм* L=24 *км* до ГРС Jonava, на 63 *км* газопровод отвод D_y=400 *мм* L=54 *км* до ГРС Alytus, на 38 *км* которого подключен газопровод отвод D_y=300 *мм* L=36 *км* до ГРС Birstonas, ГРС Prienai и ГРС Girininkai, а на 44 *км* начинается газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Butrimonys. На 76 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и Vilnius – Kaliningradas II подключена ГРС Praviena, на 91 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и 82 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas II подключена ГРС Kaunas-1.

На 102 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и 0 *км* Vilnius – Kaliningradas II подключена ГРС Kaunas-2 и начинается газопровод отвод D_y=400 *мм* L=37 *км* до ГРС Kedainiai, на 18 *км* которого подключена ГРС Vandziogala.

На 120 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и 18 *км* Vilnius – Kaliningradas II подключена ГРС Batniava, на 126 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и 23 *км* Vilnius – Kaliningradas II ГРС Zapyskis, на 133 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и 30 *км* Vilnius – Kaliningradas II ГРС Lekeciai, на 163 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и 62 *км* Vilnius – Kaliningradas II ГРС Sakiai.

На 163 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и на 62 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas II начинается большой распределительный газопровод Sakiai – Klaipeda D_y=400 *мм* L=163 *км*. На 26 *км* этого газопровода подключена ГРС Jurbarkas.

На 25 *км* газопровод пересекает границу между Marijampole County и Taurage County, на 85 *км* между Taurage County и Klaipeda County.

РГ Sakiai – Klaipeda заканчивается на 136 *км* недалеко от города Gargzdai, где подключена ГРС Gargzdai.

На 164 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas I и на 63 *км* МГ Vilnius – Kaliningradas II начинается газопровод отвод D_y=400 *мм* L=49 *км* до ГРС Vfrijampole, на 13 *км* которого подключена газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Vilkaviskis.

На своём протяжении МГ Vilnius – Kaliningradas I и Vilnius – Kaliningradas II пересекают региональные границы Литвы: на 39 *км* и 39 *км* (соответственно) между Vilnius County и Kaunas County, на 140 *км* и 37 *км* между Kaunas County и Marijampole County.

МГ Vilnius – Kaliningradas I и Vilnius – Kaliningradas II заканчиваются на границе с Калининградской областью России (183,4 *км* и 82 *км*) перед которой установлена ГИС Sakiai (168 км и 67 *км*). Техническая возможная производительность магистральных газопроводов Vilnius – Kaliningradas I и Vilnius – Kaliningradas II через ГИС Sakiai при поставках газа из Литвы в Россию составляет 114,2 *GWh/d* или около 10,23 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2017).

Распределительная система газопроводов Panevezys – Klaipeda начинается от КС Panevezys, и она состоит из двух газопроводов: РГ Panevezys-Siauliai D_y=1000/500 *мм* L=108 *км* и РГ Panevezys – Klaipeda D_y=300 *мм* L=221 *км*. РГ Panevezys-Siauliai на 30 км меняет свой диаметр с D_y=1000 *мм* на D_y=500 *мм*.

РГ Panevezys – Siauliai и РГ Panevezys – Klaipeda до Kursenai (108 *км* и 100 *км*) работают параллельно.

К РГ Panevezys – Siauliai и РГ Panevezys – Klaipeda подключены: на 41 *км* РГ Panevezys – Siauliai и на 37 *км* РГ Panevezys – Klaipeda ГРС Pakruojis, на 42 *км* РГ Panevezys – Siauliai и на 38 *км* РГ Panevezys – Klaipeda ГРС Alksnupiai, на 54 *км* РГ Panevezys – Siauliai и на 50 *км* РГ Panevezys – Klaipeda газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Radviliskis, на 82 *км* РГ Panevezys – Siauliai и на 74 *км* РГ Panevezys-Klaipeda ГРС Siauliai, на 93 *км* РГ Panevezys – Siauliai и на 85 *км* РГ Panevezys – Klaipeda ГРС Kuziai, на 108 *км* РГ Panevezys – Siauliai и на 100 *км* РГ Panevezys – Klaipeda ГРС Daugeliai.

От 106 *км* РГ Panevezys – Klaipeda начинается газопровод отвод до ГРС Naujoji Akmene, к которому на 22 *км* подключена ГРС Papile, а на 39 *км* ГРС Akmene.

На 142 *км* к РГ Panevezys – Klaipeda подключен газопровод отвод L=14 *км* до ГРС Telsiai, на 170 *км* газопровод отвод до ГРС Rietavas, на 173 *км* газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Plunge, на 207 *км* газопровод отвод L=28 *км* до ГРС Palanga, к которому на 17 *км* подключена ГРС Kretinga. На 209 *км* к РГ Panevezys – Klaipeda подключена ГРС Gargzdai.

На своём протяжении РГ Panevezys – Siauliai и РГ Panevezys – Klaipeda пересекают региональные границы Литвы: на 30 *км* и 25 *км* (соответственно) между Panevezys County и Siauliai County, на 124 *км* РГ Panevezys – Klaipeda между Siauliai County и Telsiai County, на 191 *км* РГ Panevezys – Klaipeda между Telsiai County и Klaipeda County.

РГ Panevezys – Klaipeda заканчивается на 221 *км*, где к нему подключена ГРС Klaipeda.

МГ Klaipeda – Kursenai L=115 *км* начинается от терминала СПГ Klaipeda, располагается параллельно газопроводу РГ Panevezys – Klaipeda. Техническая возможная производительность МГ Klaipeda – Kursenai от терминала СПГ Klaipeda составляет 122,4 *GWh/d* или около 11,13 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

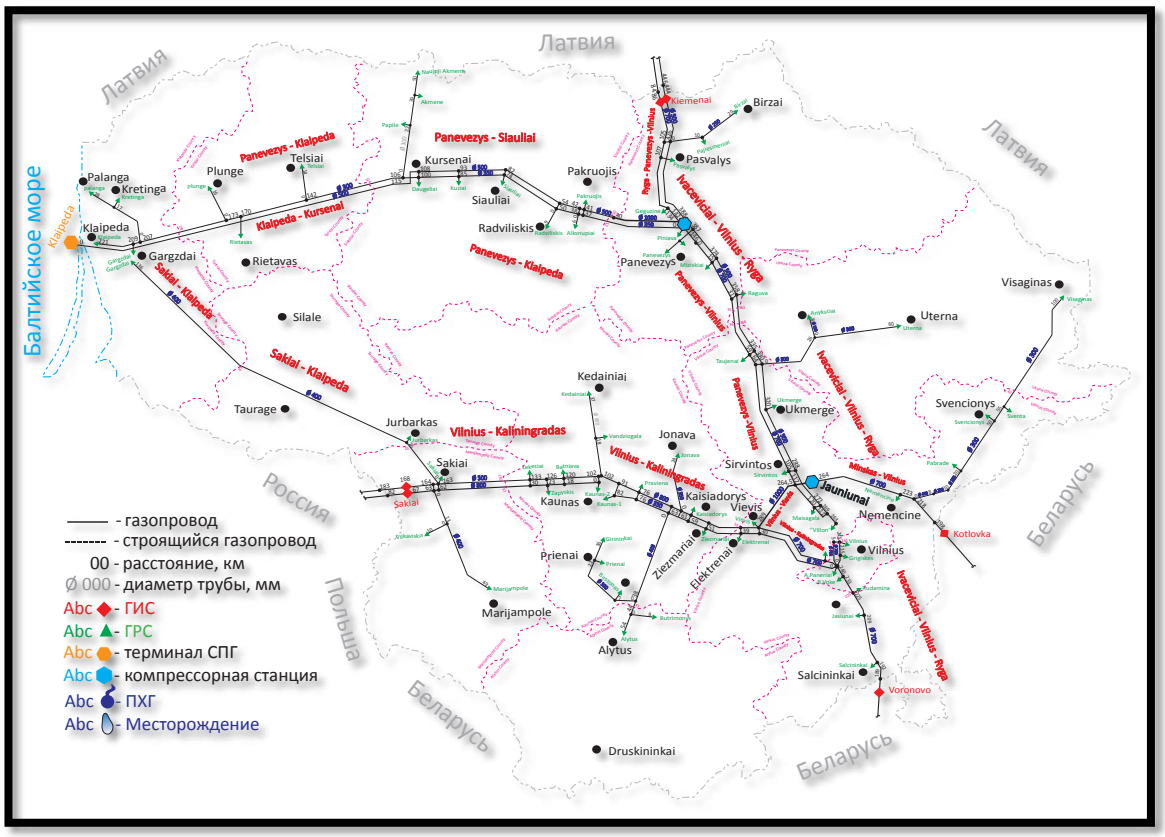


Рис. № 2.2.81 Потоковая схема газопроводов Литвы

2.2.8.16. Система газоснабжения Северной Македонии

Система газоснабжения Северной Македонии типично распределительная, не имеющая в своём составе компрессорных станций. Поставки газа осуществляются с территории Болгарии через ГИС Zidilovo по распределительному газопроводу Zidilovo – Skopje – Gotivar.

Газопроводы Македонии подразделяется на:

- распределительный газопровод;
- газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К распределительному газопроводу подключаются ГРС, от которых начинаются газопроводы низкого давления газоснабжения потребителей.

Все газопроводы высокого давления Македонии рассчитаны на проектное давление 5,4 *МПа*.

От границы с Болгарией (Deve Bair) через ГИС Zidilovo газ поступает в систему газоснабжения Македонии по распределительному газопроводу Zidilovo-Skopje-Gotivar D_y=500 *мм* L=165 *км*.

Техническая возможная производительность транзитного магистрального газопровода Zidilovo – Skopje – Gotivar со стороны Болгарии в Македонию через ГИС Zidilovo составляет 27,4 *GWh/d* или около 2,4 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

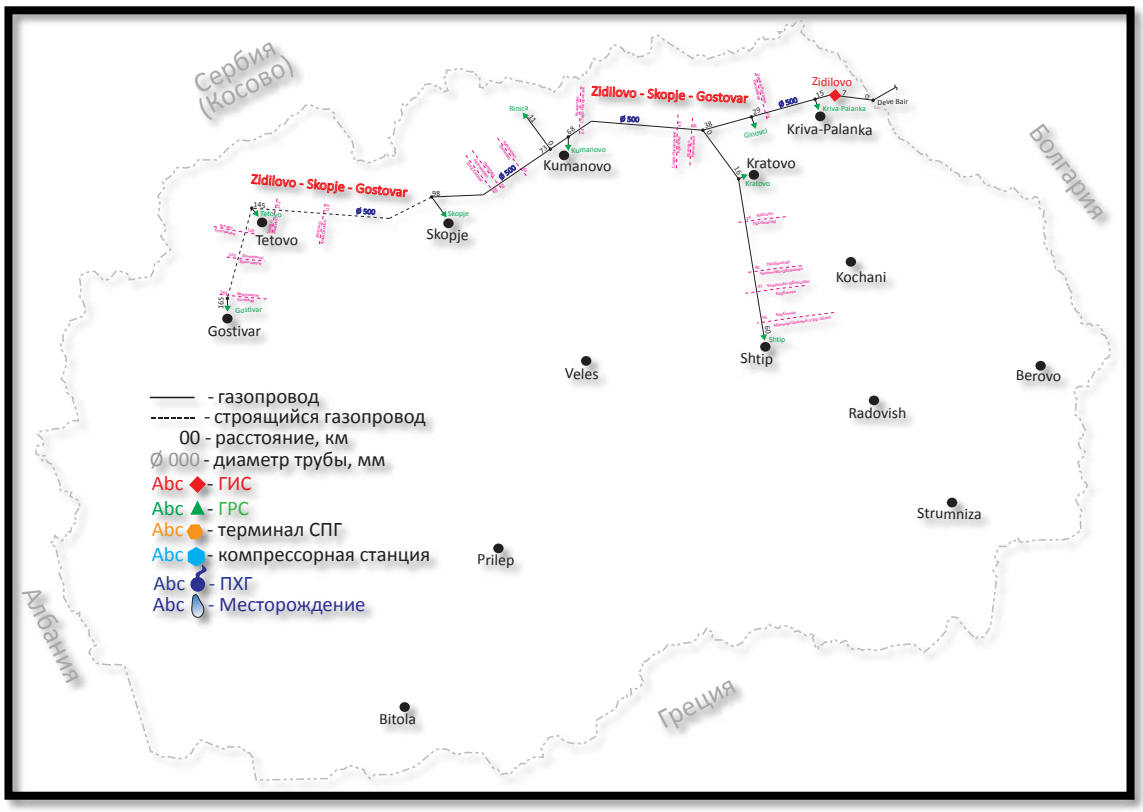


Рис. № 2.2.81 Потоковая схема газопроводов Северной Македонии

На 7 *км* распределительного газопровода Zidilovo – Skopje – Gotivar установлена ГИС Zidilovo, на 15 *км* подключена ГРС Kriva-Palanka, на 29 *км* ГРС Ginovci, на 38 *км* подключен газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Kratovo и далее до ГРС Shtip, на 68 *км* ГРС Kumanovo, на 73 *км* подключен газопровод отвод L=11 *км* до ГРС

Runica, на 98 *км* газ через ГРС поступает в систему газоснабжения города Skopje, являющегося крупнейшим потребителем Македонии.

Далее от 98 *км* (Skopje) начинается участок строящегося РГ Zidilovo – Skopje-Gotivar на 145 *км* которого будет подключена ГРС Tetovo, и на 165 *км* ГРС Gostivar на которой и заканчивается этот газопровод.

На всем протяжении РГ Zidilovo – Skopje – Gotivar пересекает региональные границы Македонии: на 26 *км* между общинами Крива-Паланка и Ранковице, на 39 *км* между общинами Ранковице и Кратово, на 43 *км* между общинами Кратово и Старо Нагоричане, на 64 *км* между общинами Старо Нагоричане и Куманово, на 81 *км* между общинами Куманово и Липково, на 84 *км* между общинами Липково и Арачиново, 86 *км* между общинами Арачиново и Град Скопье, 118 *км* между общинами Град Скопье и Жилино, 132 *км* между общинами Жилино и Тетово, 141 *км* между общинами Тетово и Боговинье, 149 *км* между общинами Боговинье и Врапчиште, 164 *км* между общинами Врапчиште и Гостивар.

2.2.8.17. Система газоснабжения Нидерландов

Газ в систему газоснабжения Нидерландов поступает от месторождений, расположенных на территории страны и в акватории Северного моря, а также по системам транзитных магистральных газопроводов из Германии и Бельгии. В то же время по газопроводам системы газоснабжения Нидерландов газ подается в Германию и Бельгию, а по подводному транзитному газопроводу BBL в Великобританию.

Особенностью газотранспортной системы Нидерландов является наличие газопроводов, транспортирующих газ различной калорийности и станций смешения газа (СС), в которых происходит смешения этих газов для доведения качества газа до необходимой кондиции. На нескольких станциях производится подмешивание в поток определённого количества азота (N).

Высококалорийный газ (H-gas) поступает в систему газоснабжения Нидерландов, как правило, от месторождений, расположенных в акватории Северного моря (число Воббе 51,6 *МДж/м*^{3}), низкокалорийный газ (L-gas) поступающий от экспортных поставок и месторождений на территории страны (число Воббе 46,5 *МДж/м*^{3}) и газ добываемый на месторождениях севера страны в районе города Groningen (число Воббе 35,17- 43,8 *МДж/м*^{3}), так называемый Groningen- gas (G-gas).

К станциям смешения относятся: Spijk, Noordbroek, Ommen (N), Beekse Bergen, Kootstertille (N), Wieringermeer, Oudelandertocht, Anna Paulovna, Beverwijk, Pernic (N), Schinnen.

Магистральные и распределительные газопроводы в основном состоят из трубопроводов D_y=450 *мм* и выше с рабочим давлением P_y=6,6 *МПа*.

В системе газоснабжения Нидерландов существуют два вида ГРС. Газораспределительные станции высокого давления (ГРС ВД) подключаются, как к магистральным, так и к распределительным газопроводам. От этих ГРС ВД начинается региональная газораспределительная система. Региональные газораспределительные системы работают при давлении P_y=3,9 *МПа*. На трубопроводах региональных газораспределительных систем устанавливаются другой вид ГРС, после которых газ подаётся непосредственно потребителям. Некоторые крупные потребители запитываются непосредственно от ГРС ВД.

Таким образом система газоснабжения Нидерландов состоит из четырёх систем:

- магистральные газопроводы (D_y=450 *мм* и выше и P_y=6,6 *МПа*);

- распределительные газопроводы, газопроводы подключения и газопроводы отводы (D_y=от 450 *мм* и ниже, P_y=от 2,5 до 6,6 *МПа*);
- газопроводы газораспределительной системы (P_y=от 16 до 39 *МПа*);
- газопроводы газоснабжения потребителей (P_y=от 25 до 100 *mbar*).

На севере Нидерландов высококалорийный газ поступает на СС и КС Spijk по двум направлениям: через ГИС Emden расположенной в Германии по МГ Emden – Spijk L=13 *км* и через ГИС Uithuzen по МГ Uithuzen – Spijk L=15 *км* получающему газ по морскому МГ Noordgastransport (NGT) от месторождений Северного моря. Техническая возможная производительность газопровода на выходе от ГИС Emden при поставках со стороны Германии составляет 355,6 *GWh/d* или около 32,04 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2014).

От КС Spijk начинается большая газотранспортная система Spijk – Ommen, состоящая из нескольких последовательных участков. На первом участке газотранспортная система состоит из двух параллельных газопроводов L=14 *км*. На 9 *км* (Appingedom) от МГ отходит газопровод-перемычка L=16 *км*, соединяющий две газотранспортные системы Spijk – Ommen и Tussenklappen – Oldeboorn. На 14 *км* к МГ Spijk – Ommen подключается месторождение Steendam. Далее до 16,5 *км* участок состоит из трёх МГ. На 16,5 км к МГ подключается месторождение Wageborgen. В этом месте газотранспортной системы подключен газопровод до ГРС ВД Farmsum, от которой газ поступает в газопроводы газораспределительной системы.

Участок МГ Spijk – Ommen от 16,5 *км* до 23 *км* (Noordbroek) состоит из четырёх газопроводов, по трём из них транспортируется H-gas, а по одному газопроводу G-gas. Кроме того, непосредственно от месторождения Wageborgen минуя СС Noordbroek проходит газопровод G-gas параллельно этому участку МГ Spijk – Ommen. К СС Noordbroek подключена ГРС ВД Hoogeezand от которой газ поступает в газопроводы газораспределительной системы.

К СС Noordbroek подключаются система МГ Oude Statenzijl – Noordbroek от ГИС Oude Statenzijl на границе с Германией, состоящий из четырёх газопроводов L=24 *км*, два из которых являются газопроводами H-gas, а два с G-gas. К МГ, недалеко от СС Noordbroek (19 *км*), подключено месторождение Midwolda. К этому же месту на 19 *км* (Scheemda) МГ Oude Statenzijl – Noordbroek подключается МГ Emden – Scheemda L=15 *км* от ГИС Emden расположенной в Германии.

Техническая возможная производительность газопровода Oude Statenzijl – Noordbroek через ГИС Bunde/Oude Statenzijl при поставках H-gas со стороны Германии (в том числе из ПХГ Nuttermoor) в Нидерланды составляет 190,7 *GWh/d* или около 17,34 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Oude Statenzijl – Noordbroek через ГИС Oude Statenzijl при поставках H-gas со стороны Нидерландов в Германию (в том числе в ПХГ Nuttermoor) составляет 71,5 *GWh/d* или около 6,5 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Oude Statenzijl – Noordbroek через ГИС Oude Statenzijl при поставках L-gas со стороны Нидерландов в Германию составляет 9,6 *GWh/d* или около 0,87 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021). Кроме того, через ГИС осуществляется поставка газа в/из ПХГ Etzel, находящегося на территории Германии. Техническая возможная производительность газопровода Oude Statenzijl-Noordbroek через ГИС Oude Statenzijl при поставках газа со стороны Германии (из ПХГ Etzel) в Нидерланды составляет 411,6 *GWh/d* или около 37,42 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Oude Statenzijl – Noordbroek через ГИС Oude Statenzijl при поставках газа со стороны Нидерландов в Германию (в ПХГ Etzel) составляет 319,9 *GWh/d* или около 29,09 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

МГ Oude Statenzijl – Noordbroek соединяется с газопроводом от месторождения Wageborgen и далее от этих газопроводов (23 *км*) начинается система МГ Noordbroek – Ommen, состоящая из четырёх МГ, два из которых являются газопроводами H-gas, а два G-gas. Эта система протяжённостью 116 *км* проходит параллельно с МГ Spijk – Ommen. На 37 *км* к МГ Noordbroek – Ommen подключена ГРС ВД Scheemda, от которой газ поступает в газораспределительную систему, на 40 *км* подключено месторождение Scheemdermeer, на 75 *км* (недалеко от г. Hoogeveen) подключена ГРС ВД Westerbork, а на 95 км ГРС ВД Zuideropgaande от которых газ поступает в газораспределительную систему. МГ Noordbroek – Ommen заканчиваются на КС и СС Ommen, соединяясь с другими газопроводами газотранспортной системы Spijk – Ommen.

Участок системы газопроводов Spijk – Ommen между 23 *км* (Noordbroek) и 28 *км* состоит из четырёх МГ, три из которых являются газопроводами H-gas, а один с G-gas. В конце участка на 28 *км* установлена ГРС ВД Tusshenklappen от которой газ поступает в газораспределительную систему и к системе газопроводов. В этом месте подключается ПХГ EnergyStock (Zuidwending), месторождения Sappemeer и Zuidbrock. Далее все участки до КС и СС Ommen (109 *км*) система МГ состоит из пяти газопроводов, три из которых являются газопроводами H-gas, а два газопровода с G-gas.

На 28 *км* (Tusshenklappen) от МГ Spijk – Ommen начинается МГ Tusshenklappen – Oldeboorn L=88 *км*.

На 32 *км* к МГ Spijk – Ommen подключается месторождение низкокалорийного газа Tripsompagnie. От этого места начинается распределительный газопровод Tripsompagnie – Haren (Trip-Haren) L=25 *км*, состоящий из двух параллельных газопроводов, заканчивающийся ГРС ВД Haren от которой газ поступает в газораспределительную систему.

На 48 *км* к системе газопроводов Spijk – Ommen подключена ГРС ВД Eext, поставляющая газ в газораспределительную систему.

На 56 *км* два МГ, отклоняясь от основной траектории, огибают город Hoogeveen, приближаясь к параллельно проходящим газопроводам Noordbroek – Ommen и затем на 100 *км* (Den Kaat) они снова соединяются с остальными тремя МГ Spijk – Ommen.

На 60 *км* к системе газопроводов Spijk – Ommen подключено месторождение Grolloo, а на 90 *км* месторождение Ten Arlo. От этого места начинается система МГ Hoogeveen – Zwartemeer L=42 *км*, состоящая их трёх параллельных газопроводов высококалорийного газа. От 28 *км* (Schoonebeek) один газопровод продолжается дальше до 42 *км*, где к нему подключаются газопроводы отводы на ГРС Klazienoveen и ГРС Zwartemeer от которой газ низкого давления поступает, в том числе, и на территорию Германии. Другой газопровод поворачивает в сторону ГИС Vlieghuis на границе с Германией. Техническая возможная производительность газопровода на выходе ГИС Vlieghuis составляет 100,8 *GWh/d* или около 9,17 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 100 *км* к системе газопроводов Spijk – Ommen подключена ГРС ВД Den Kaat от которой газ поступает в газораспределительную систему.

Система газопроводов Spijk – Ommen заканчивается на 109 *км* на КС и СС Ommen. Сюда же подходят МГ Noordbroek – Ommen (116 *км*), проходящие параллельно основным МГ Spijk – Ommen.

На станции смешения газа Ommen происходит смешение L-gas, H-gas и G-gas с подмешиванием в поток определённого количества азота для доведения качества газа до необходимой кондиции.

От КС и СС Ommen начинается распределительный газопровод H-gas L=50 *км* до ГРС Oranjedorp который до 20 *км* (Schunesloot) проходит параллельно МГ Noordbroek – Ommen, а затем проворачивает на северо-восток, пересекая на 25 *км* газопроводы Hoogeveen – Zwartemeer. На 50 *км* к газопроводу подключено месторождение Nam GZI. На 20 *км* к газопроводу подключается, газопроводом L=10 *км,* месторождение Oud-Lutten.

От КС и СС Ommen начинается МГ Ommen – Rijndijk L=153 *км* и система газопроводов Ommen – Ravenstein, которая по сути является продолжением системы газопроводов Spijk – Ommen транспортирующей газ с севера на юг страны. Эта система газопроводов состоит из последовательных участков параллельных газопроводов. На первом участке до 10 *км* (Lemele) система состоит из десяти МГ, три из которых являются газопроводами H-gas, два L-gas, а остальные газопроводы G-gas. На 10 *км* (Lemele) три МГ Ommen – Enschede с G-gas поворачивают в сторону границы с Германией. На 26,5 *км* к МГ подключена ГРС ВД Bornerbroek, на 37 *км* ГРС ВД Hengelo, а на 47 *км* ГРС ВД Enschede от которых газ поступает в газораспределительную систему. Участок от 37 *км* до 56 состоит из двух МГ. На 56 *км* на границе с Германией установлена ГИС Enschede, которая соединяется газопроводом с ПХГ Epe, расположенного на территории Германии. Техническая возможная производительность МГ Ommen – Enschede через ГИС Enschede при поставках газа со стороны Германии (из ПХГ Etzel) в Нидерланды составляет 314,3 *GWh/d* или около 28,57 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность МГ Ommen-Enschede через ГИС Enschede при поставках газа со стороны Нидерландов в Германию (в ПХГ Etzel) составляет 164,8 *GWh/d* или около 14,98 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 22 *км* системы газопроводов Ommen – Ravenstein подключена ГРС ВД Lurkeers, на 32 *км* подключен газопровод отвод до ГРС ВД Twello, а на 38 *км* ГРС ВД Esveld, от которых газ поступает в газораспределительную систему.

На 38 *км* (Esveld) МГ Ommen – Ravenstein три газопровода, два из которых с L-gas, а один с G-gas образуют две системы газопроводов Esveld – Winterswijk L=40 *км* (два газопровода с L-gas, один с G-gas до ГИС Winterswijk и Esveld – Zevenaar L=40 *км* (один газопровод с L-gas и один с G-gas) до ГИС Zevenaar на границе с Германией. На участке до 6 *км* (Barchem) эти все газопроводы проходят параллельно. От 6 *км* три МГ Esveld – Winterswijk поворачивают в сторону ГИС Winterswijk, а два МГ Esveld – Zevenaar строну населённого пункта Langerak (26 *км*).

На 12 *км* к МГ Esveld – Winterswijk подключена ГРС ВД Ruurlo, а на 24 ГРС ВД Groenlo от которых газ поступает в газораспределительную систему. После 24 *км* (Groenlo) продолжаются два газопровода L-gas. Газопровод Esveld – Winterswijk заканчивается на 40 *км*, где установлена ГИС Winterswijk на границе с Германией. Техническая возможная производительность газопровода на входе в ГИС Winterswijk составляет 140,0 *GWh/d* или около 12,73 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 26 *км* (Langerak) один МГ Esveld – Zevenaar L-gas поворачивает в сторону ГИС Zevenaar расположенную на границе с Германией. Сюда же, к ГИС Zevenaar подходит газопровод L=3 *км* от КС Zweekhorst (71 *км*) с G-gas. Между 26 *км* (Langerak) МГ Esveld – Zevenaar и КС Zweekhorst (71 *км*) МГ Ommen – Ravenstein существует перемычка L=14 *км* с G-gas. Техническая возможная производительность газопровода на выходе ГИС Zevenaar составляет 201,8 *GWh/d* или около 18,35 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

От 38 *км* (Esveld) до 71 (КС Zweekhorst) *км* МГ Ommen – Ravenstein состоит из шести параллельных МГ, два из которых являются газопроводами H-gas, а четыре G-gas. На 60 *км* к МГ подключена ГРС ВД Achterdrempt от которой газ поступает в газораспределительную систему.

На 71 *км* на МГ Ommen – Ravenstein установлена КС Zweekhorst и подключена ГРС ВД Angerlo, на 85 *км* ГРС ВД Baal, на 94 *км* ГРС ВД Valburg, на 100 *км* ГРС ВД Ewijk от которых газ поступает в газораспределительную систему.

На 108 км МГ Ommen – Ravenstein начинается МГ Ewijk – Maasvlakte L=145 *км* (H-gas) до Maasvlakte, где размещены терминал СПГ (Gete Terminal). Техническая возможная производительность терминал СПГ Maasvlakte на входе в ГТС составляет 384,7 *GWh/d* или около 3,98 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

От КС Ravenstein (110 *км*) начинаются две системы газопроводов Ravenstein – Zelzate L=164 *км* до ГИС Zelzate и Ravenstein-Gravenvoeren L=137 *км* до ГИС Gravenvoeren расположенных на границе с Бельгией.

Система газопроводов Ravenstein – Zelzate состоит из нескольких последовательных участков. Участок от 0 *км* (КС Ravenstein) до 48 *км* (СС Beekse Bergen) состоит из трёх параллельных МГ, один из которых является газопроводом H-gas, а два с G-gas. До 10 *км* проложен лупинг, по которому транспортируется G-gas. На 9 *км* МГ установлена ГРС ВД Oss, на 10 *км* подключен газопровод отвод с G-gas до ГРС ВД Zaltbommel, на 22 *км* установлена ГРС ВД Middelrode, на 34 *км* ГРС ВД Boxtel и на 44 *км* ГРС ВД Moergestel от которых газ поступает в газораспределительную систему.

На 25 *км* (Middelrode) МГ Ravenstein – Zelzate начинается МГ Middelrode – Schinnen L=96 *км* (Гронинген-газ) до СС Schinnen, а на 37 *км* (Boxtel) начинается МГ Boxtel – Mariahout L=23 *км* (G-gas).

На 48 км МГ Ravenstein – Zelzate установлена СС Beekse Bergen. От неё начинается МГ L=21 *км*, состоящий из двух параллельных трубопроводов, по которым направляется L-gas, до ГИС Hilvarenbeek, расположенной на границе с Бельгией. Техническая возможная производительность газопровода на выходе от ГИС Hilvarenbeek составляет 595,6 *GWh/d* или около 61,41 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На участке от 48 *км* (СС Beekse Bergen) до 79 *км* (Rijsbergen) МГ Ravenstein – Zelzate состоит из двух газопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а другой G-gas. На 60 *км* к МГ подключен газопровод отвод L=20 *км* (G-gas) до ГРС ВД Gilze и ГРС ВД Oosteind от которых газ поступает в газораспределительную систему. На 62 *км* на МГ установлена КС Alphen. На 79 *км* к МГ подключена ГРС ВД Rijsbergen от которой газ поступает в газораспределительную систему.

Участок МГ Ravenstein – Zelzate от 79 *км* (Rijsbergen) до 112 *км* (Ossendrecht) состоит из трёх параллельных газопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а два с G-gas. На 93 *км* к МГ подключён газопровод отвод L=8 *км* до ГРС ВД Zegge (G-gas), а на 112 *км* подключена ГРС ВД Ossendrecht.

На 112 *км* (Ossendrecht) начинается распределительный газопровод L=47 *км* (G-gas) до ГРС ВД Gravenpolder (34 *км*) и ГРС ВД Zuid Kraayert (47 *км*). От всех этих ГРС газ поступает в газораспределительную систему.

На 112 *км* (Ossendrecht) начинается МГ газопровод H-gas Ossendrecht – Wijngaarden L=71 *км*, соединяющий МГ Ravenstein – Zelzate и Ewijk – Maasvlakte.

Участок МГ Ravenstein – Zelzate от 112 *км* (Ossendrecht) до 164 *км* (Zelzate) состоит из двух параллельных МГ, один из которых является газопроводом H-gas, а другой с G-gas. На 115 *км* к МГ подключается МГ L=2 *км* до ГИС Zandvliet на

границе с Бельгией, состоящий из двух параллельных трубопроводов с G-gas. Техническая возможная производительность газопровода на выходе от ГИС Zandvliet составляет 46,9 *GWh/d* или около 4,04 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017). На 146 км к МГ подключена ГРС ВД Axel от которой газ поступает в газораспределительную систему. На 153 *км* к МГ подключен газопровод отвод до ГРС ВД Hoogedijk.

МГ Ravenstein – Zelzate заканчивается на 164 *км* на ГИС Zelzate, расположенной на границе с Бельгией. По этому газопроводу H-gas может подаваться как со стороны Нидерландов в Бельгию, так и со стороны Бельгии в Нидерланды. Техническая возможная производительность газопровода на ГИС Zelzate при подаче газа со стороны Нидерландов составляет 801,6 *GWh/d* или около 69,11 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода на ГИС Zelzate при подаче газа со стороны Бельгии составляет 331,2 *GWh/d* или около 28,55 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

От КС Ravenstein начинается МГ Ravenstein – Gravenvoeren L=137 *км* до ГИС Gravenvoeren расположенных на границе с Бельгией. На участке от 0 *км* (Ravenstein) до 15 *км* (Mill) МГ состоит из четырёх параллельных газопроводов, три из которых является газопроводом H-gas, а один с G-gas. На 5 *км* к МГ подключена ГРС ВД Reek, а на 15 *км* ГРС ВД Mill от которых газ поступает в газораспределительную систему. На 15 *км* (Mill) к МГ подключается газопровод перемычка высококалорийного газа L=32 *км* между МГ Ravenstein – Gravenvoeren и 30 *км* (Someren) МГ Middelrode-Schinnen. От 15 *км* (Mill) и до 137 *км* (Gravenvoeren) МГ состоит из трёх параллельных газопроводов, два из которых является газопроводом H-gas, а один с G-gas. На 40 *км* к МГ Ravenstein – Gravenvoeren подключена ГРС ВД Yenray, на 83 *км* ГРС Melik, на 100 *км* ГРС ВД Sanderbout, на 116 *км* ГРС ВД Schinnen, на 128 *км* ГРС ВД Bemelen, на 134 *км* ГРС ВД Gronsveld от которых газ поступает в газораспределительную систему.

На 67 *км* (Beesel) от МГ Ravenstein – Gravenvoeren начинается газопровод (G-gas) L=11,6 *км* до ГИС Tegelen на границе с Германией, на 7,8 *км* которого установлена ГРС ВД Belfeld от которой газ поступает в газораспределительную систему.

На участке от 94 *км* (Sanderbout) до 116 *км* (CC Schinnen) МГ Ravenstein – Gravenvoeren расположен параллельно участку МГ Middelrode – Schinnen.

На 116 *км* на МГ установлена CC Schinnen. МГ Ravenstein – Gravenvoeren заканчивается на 137 *км* (ГИС Gravenvoeren) на границе с Бельгией. Техническая возможная производительность газопровода на выходе с ГИС Gravenvoeren составляет 352,6 *GWh/d* или около 30,4 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017).

На 25 *км* (Middelrode) МГ Ravenstein – Zelzate начинается МГ Middelrode – Schinnen L=96 *км* (G-gas) до CC Schinnen, а на 37 *км* (Boxtel) начинается МГ Boxtel – Mariahout L=23 *км* (G-gas), который соединяется с 20 *км* (Mariahout) МГ Middelrode – Schinnen. На 10 *км* МГ Boxtel – Mariahout установлена ГРС ВД Best от которой газ поступает в газораспределительную систему. На 30 *км* (Someren) к МГ Boxtel – Mariahout подходит газопровод перемычка H-gas L=32 *км* с 15 *км* (Mill) МГ Ravenstein – Gravenvoeren. От 30 *км* и до 96 *км* МГ состоит из двух параллельных газопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а другой G-gas. На 29 *км* МГ Middelrode – Schinnen установлена ГРС ВД Mierlo, на 50 км ГРС ВД Nederweert от которых газ поступает в газораспределительную систему. На 74 км от МГ начинается газопровод L=6 *км* до границы с Бельгией (Obbicht).

На участке от 74 *км* (Sanderbout) до 96 *км* (CC Schinnen) МГ Middelrode – Schinnen расположен параллельно участку МГ Ravenstein – Gravenvoeren.

От СС Schinnen начинается МГ L=16 *км*, до ГИС Bocholtz на границе с Германией, состоящий из трёх параллельных газопроводов высококалорийного газа. Техническая возможная производительность газопровода на выходе с ГИС Bocholtz составляет 509,3 *GWh/d* или около 42,8 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017).

Вторая большая система газопроводов, к которой подключены месторождения газа вблизи города Groningen, начинается от 28 *км* (Tussenklappen) МГ Spijk – Ommen, магистральным газопроводом Tussenklappen – Oldeboorn L=88 *км*, состоящим из последовательных участков различной конфигурации.

Первый участок МГ Tussenklappen – Oldeboorn от 0 *км* до 18 *км* состоит из двух параллельных газопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а другой G-gas. На 18 *км* к МГ подключаются месторождения Ten Boero и Bedum. Сюда же подключается перемычка высококалорийного газа L=16 *км* от 9 *км* (Appingedom) МГ Spijk – Ommen.

Второй участок от 18 *км* до 45 *км* (Grijpskerk) состоит из четырёх параллельных трубопроводов, два из которых являются газопроводами H-gas и два с G-gas. На 25 *км* к МГ подсоединено месторождение Bedum, на 32 *км* подключена ГРС ВД Oostum, на 45 *км* ГРС ВД Grijpskerk от которых газ поступает в газораспределительную систему. На 45 *км* установлена КС Grijpskerk, подключено ПХГ Grijpskerk и месторождение Anjum газопроводом L=18 *км*. В районе КС Grijpskerk к МГ Zuidwending – Oldeboorn подходит газопровод L=26 *км* с G-gas от месторождения Warffum.

Третий участок МГ Tussenklappen – Oldeboorn от 45 *км* (Grijpskerk) до 64 *км* (Kootstertille) состоит из состоит из четырёх параллельных трубопроводов, два из которых являются газопроводами H-gas и два с G-gas. На 57 *км* к МГ подключаются ГРС ВД Visvlift, от которой газ поступает в газораспределительную систему и МГ L=19 *км*, к которому подключены месторождения Grootegast (2 *км*), Opende (11 *км*), Marum (12 *км*), Ureterp (19 *км*). На 64 *км* МГ установлена СС Kootstertille, к которой подключается месторождение Grotegast, газопровод L=22 *км* от месторождения Blije и газопровод L=56 *км* к которому подключается морской газопровод от месторождения Zuldwall, месторождение Harlingen (0 *км*), и месторождение Noodburgum (48 *км*), которое подключено газопроводом L=7 *км*.

Последний, четвёртый участок МГ Tussenklappen – Oldeboorn от 64 *км* (Kootstertille) до 88 *км* (Oldeboorn) состоит из состоит из трёх газопроводов, два из которых являются газопроводами H-gas и один с G-gas, до 78 *км* (Oudega) и из двух газопроводов (H-gas и G-gas) до 88 *км*. На 72 *км* (Sumar) параллельно газопроводу проходит газопровод L=56 *км* от месторождения Harlingen до СС Kootstertille. К этому газопроводу подходит морской газопровод от месторождения в Северном море Zuldwall. На 48 км к МГ подключается месторождение Nordbergum газопроводом L=7 *км*.

На 88 *км* МГ Tussenklappen – Oldeboorn установлена КС Oldeboorn. К этой КС подключается распределительный газопровод Midlaren – Oldeboorn L=59 *км* с G-gas, который начинается на 17 *км* распределительного газопровода Tripsompagnie – Haren. На 16 *км* к газопроводу подключается ПХГ Norg (Langelo), на 49 *км* ГРС ВД Opsterland, от которой газ поступает в газораспределительную систему.

От КС Oldeboorn, как продолжение МГ Tussenklappen – Oldeboorn начинается магистральный газопровод Oldeboorn – Oudelandertocht L=75 *км*, состоящий из трёх параллельных трубопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а два с G-gas. На 3 *км* МГ установлена ГРС ВД Birstum, на 20 *км* ГРС ВД Nijland, на 32

км ГРС ВД Workum от которых газ поступает в газораспределительную систему. На 65 *км* МГ установлена СС и КС Wieringermeer, а на 75 *км* СС Oudelandertocht.

К СС Oudelandertocht подходит система газопроводов Balgzand – Oudelandertocht L=25 *км*. К ГИС Balgzand от месторождений Северного моря подходят три газопровода NOGAT D_y=900 *мм*, WGT (H-gas) D_y=900 *мм* и LOGAL (L-gas) D_y=600 *мм*. На 5 *км* МГ установлена СС и КС Anna Paulowna, от которой через ГИС Julianadorp начинается подводный МГ BBL (Balgzand Bacton Line) D_y=900 *мм* до берегов Англии. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Julianadorp со стороны Великобритании в Нидерланды составляет 651,7 *GWh/d* или около 59,24 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Julianadorp со стороны Нидерландов в Великобританию составляет 803,4 *GWh/d* или около 73,03 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021). На 11 *км* к МГ Balgzand – Oudelandertocht подключено месторождение Kolhom.

От 7 *км* (Schagen) МГ Balgzand – Oudelandertocht начинается распределительный газопровод Schagen – Beverwijk L=40 *км* (Гроненген-газ), к которому на 15 *км* подключается месторождение Bergen Koedijk и ПХГ Bergermeer.

От СС Oudelandertocht начинается система газопроводов Oudelandertocht – Beverwijk L=45 *км*, состоящая из трёх параллельных трубопроводов, два из которых являются газопроводами H-gas, а один G-gas. На 1,7 *км* МГ подключена ГРС ВД Lambertshaag, на 20 *км* ГРС ВД Heerhugowaard, на 26 *км* ГРС ВД и ПХГ Alkmaar. От всех этих ГРС газ поступает в газораспределительную систему. На 45 *км* МГ установлена КС и СС Beverwijk, к которой подходит распределительный газопровод Schagen – Beverwijk и подключено газопроводом L=28 *км* месторождение Middelie.

От КС и СС Beverwijk начинается МГ Beverwijk – Wijngaarden, состоящий из последовательных участков различной конфигурации.

Первый участок L=9 *км* начинается четырьмя параллельными трубопроводами. На 5 *км* подключается газопровод L=13 *км*, начинающийся (Ijmuiden) от морского газопровода от месторождения Q-8 в Северном море. Участок заканчивается на 9 *км* (Spaarmdam), где подключается ГРС ВД Driehuis от которой газ поступает в газораспределительную систему. Один из МГ на участке является газопроводом высококалорийного газа.

Участки МГ Beverwijk – Wijngaarden от 9 *км* (Spaarmdam) до 56 *км* (Kruisweg) состоят из двух параллельных трубопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а другой G-gas. На 16 *км* от МГ отходит газопровод отвод L=12 *км* (G-gas) до ГРС ВД Sloten, расположенную недалеко от города Amsterdam от которой газ поступает в газораспределительную систему. От 12 *км* начинается распределительный газопровод Spaarmdam – Zeeterwoude L=48 *км* к которому подключены на 40 *км* ГРС ВД Rijnsburg и на 48 *км* ГРС ВД Zeeterwoude, от которых газ поступает в газораспределительную систему.

На 22 *км* к МГ Beverwijk – Wijngaarden подключается ГРС ВД Hoofdorp, а на 45 *км* ГРС ВД Rijndijk от которых газ поступает в газораспределительную систему. От 45 *км* (Zoetermeer) начинается распределительный газопровод Zoetermeer – Pernic (G-gas) который на 7 *км* соединяется с распределительным газопроводом Spaarmdam – Zeeterwoude. На этом газопроводе установлены на 7 *км* ГРС ВД Zeeterwoude, на 16 *км* ГРС ВД Voorburg, на 21 *км* ГРС ВД Rijswijk, на 35 *км* ГРС

ВД Vlaardingen, на 40 *км* ГРС ВД Vond.pl. от которых газ поступает в газораспределительную систему. На 21 *км* (Rijswijk) газопровод соединяется с 17 *км* ('t Woud) газопровода Monster – Pernice (H-gas) L=45 *км*, который начинается от месторождения Monster.

На 45 *км* (Zoetermeer) к МГ Beverwijk – Wijngaarden подключается большой распределительный газопровод Ommen – Rijndijk, соединяющий две системы газопроводов Spijk – Ommen и Beverwijk – Wijngaarden.

От 56 *км* (Kruisweg) МГ Beverwijk – Wijngaarden начинается газопровод Kruisweg – Vrijenburg L=23 *км*. На 2 *км* этого газопровода установлена ГРС ВД Bleiswijk, на 7 *км* ГРС ВД Out Verlaat, на 20 *км* ГРС ВД Ijsselmonde и подключено месторождение газа. От всех этих ГРС газ поступает в газораспределительную систему. Газопровод Kruisweg – Ijsselmonde заканчивается на 23 *км* соединяясь с 88 *км* (Vrijenburg) МГ Ewijk – Maasvlakte.

Участок МГ Beverwijk – Wijngaarden от 56 *км* (Kruisweg) до 72 *км* состоит из одного газопровода H-gas. Между 72 *км* МГ Beverwijk – Wijngaarden и 13 *км* Kruisweg – Vrijenburg существует перемычка L=12 *км* (G-gas) на которой установлена ГРС ВД Krimpenenwaard от которой газ поступает в газораспределительную систему.

Последний участок МГ Beverwijk – Wijngaarden от 72 *км* до 85 *км* (Wijngaarden) состоит из двух трубопроводов, один из которых является газопроводом высококалорийного газа, а другой G-gas. МГ заканчивается на 85 *км*, где установлена КС Wijngaarden, соединяясь с 72 *км* МГ Ewijk – Maasvlakte. К КС Wijngaarden подходит МГ Ossendrecht – Wijngaarden.

Распределительный газопровод Ommen – Rijndijk L=153 *км* (G-gas), соединяющий две системы газопроводов Spijk – Ommen и Beverwijk – Wijngaarden начинается от КС и СС Ommen. До 20 *км* газопровод состоит из двух трубопроводов, а дальше из одного трубопровода. На 30 *км* газопровода установлена ГРС ВД Wezep, на 75 *км* ГРС ВД Nijkerk, на 85 *км* ГРС ВД Lausden-Zuid, на 102 *км* ГРС ВД Odijk, на 120 *км* ГРС ВД Reijerscop от которых газ поступает в газораспределительную систему.

На 38 *км* и 56 *км* от газопровода Ommen – Rijndijk начинаются два газопровода, создающие небольшую распределительную систему высокого давления и заканчивающиеся несколькими ГРС в районе города Lelystad.

К 85 *км* (Lausden-Zuid) газопровода Ommen – Rijndijk подключен газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Hilversum от которой газ поступает в газораспределительную систему.

Распределительный газопровод Ommen – Rijndijk заканчивается на 153 *км* соединяясь с 45 *км* МГ Beverwijk – Wijngaarden.

МГ H-gas Ewijk – Maasvlakte L=145 *км* начинается на 108 *км* МГ Ommen – Ravenstein недалеко от КС Ravenstein. На газопроводе на 32 *км* подключена ГРС ВД Meteren, на 52 *км* ГРС ВД Lingewaal, на 72 *км* ГРС ВД Wijngaarden, на 100 *км* ГРС ВД Vond p. l., на 115 *км* ГРС ВД Abbenbroek от которых газ поступает в газораспределительную систему. На 52 (Lingewaal) *км* к МГ Ewijk – Maasvlakte газопроводом L=20 *км* подключается месторождение Waalwijk.

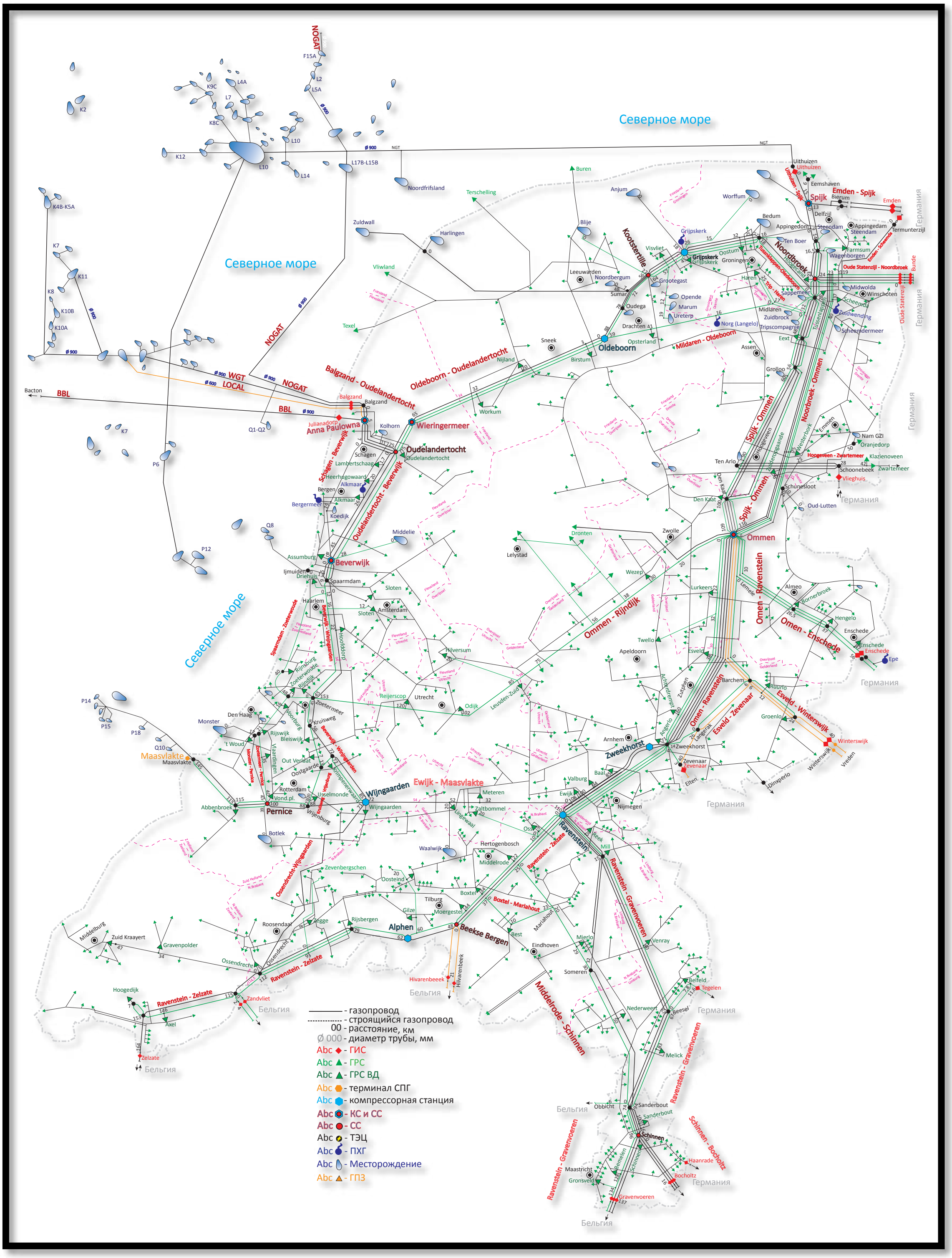


Рис. № 2.2.82 Потоковая схема газопроводов Нидерландов

На 72 *км* (Wijngaarden) к МГ Ewijk – Maasvlakte подключается МГ Beverwijk – Wijngaarden, а на 88 *км* (Vrijenburg) газопровод Kruisweg – Vrijenburg.

Участок газопровода Ewijk – Maasvlakte от 88 *км* (Vrijenburg) до 100 *км* (Pernis) состоит из двух трубопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а другой G-gas. На 100 *км* установлена СС Pernis. К ней подключается распределительные газопроводы Zoetermeer – Pernic и Monster – Pernic, газопровод подключения L=39 *км* от месторождения Botlek.

Участок газопровода Ewijk – Maasvlakte от 100 *км* (Pernis) до 115 *км* (Abbenbroek) состоит из трёх трубопроводов, один из которых является газопроводом H-gas.

Участок газопровода Ewijk – Maasvlakte от 115 *км* (Abbenbroek) до 145 *км* (Maasvlakte) состоит из двух трубопроводов, один из которых является газопроводом H-gas, а другой G-gas. К 145 *км* газопровода подключены газопровод от терминала СПГ Maasvlakte и газопровод от морских от месторождений Северного моря группы P-14, P-15, P-18 и Q-10.

2.2.8.18. Система газоснабжения Норвегии

Система газоснабжения Норвегии в основном представляет собой сеть морских подводных газопроводов от месторождений в норвежском секторе Северного моря до газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), расположенных на берегу Норвегии, где газ проходит подготовку к его дальнейшей транспортировке в Германию, Бельгию, Францию и Великобританию.

К ГПЗ Tjeldbergodden подключается магистральный подводный газопровод HOLTENPIPE D_y=400 *мм* L=250 *км* от месторождения Heidrun.

Месторождение Heidrun межпромысловым подводным газопроводом NGTS (Norne Gas Transport) D_y=400 *мм* L=126 *км* соединяется с месторождением Norne и месторождением Asgard (Smorbukk). К месторождению Norne в свою очередь подключено месторождение Urd.

К ГПЗ Nyhamma подключаются магистральный подводный газопровод D_y=900 *мм* L=482 *км* POLARLED от месторождения Aasta Hansteen.

К ГПЗ Nyhamma подключаются два параллельных магистральных подводных газопровода D_y=750 *мм* от месторождения Ormen Lange.

К ГПЗ Kollsnes подключаются два параллельных магистральных подводных газопровода D_y=900 *мм* от большого месторождения Troll. Так же к этому ГПЗ подходит магистральный подводный газопровод от месторождений Visund, Gullfars, Gjoa, Kvitebjorn соединённых между собой межпромысловыми подводными газопроводами.

К ГПЗ Karsto подключается магистральный подводный газопровод ASGARD TRANSPORT D_y=1000 *мм* L=707 *км* от месторождения Asgard.

На ГПЗ Karsto газ по магистральному подводному газопроводу STATPIPE RICH GAS D_y=750 *мм* L=380 *км* газ поступает от месторождения Statfjord, к которому так же подключены месторождения Snore и Gullfaks. Это месторождение (Statfjord) соединяется межпромысловым подводным газопроводом TAMPEN LINK D_y=800 *мм* L=23 *км* с месторождением Brent, расположенном в секторе Северного моря Великобритании, от которого начинается магистральный подводный газопровод FLAGS до ГИС St. Fergus (Великобритания).

От месторождения Heimdal, которое соединяется межпромысловыми подводными газопроводами с месторождениями Oseberg (газопроводом OGT (OSEBERG GAS TRANSPORT) D_y=900 *мм* L=109 *км*), Tune, Holdra, Byggve, Jotun и Grane, по магистральному подводному газопроводу VESTEPLED D_y=800 *мм* L=350 *км* газ поступает на ГИС St. Fergus (Великобритания). На платформе месторождения Heimdal установлена компрессорная установка.

От этого же месторождения (Heimdal) по магистральному подводному газопроводу STATPIPE D_y=900 *мм* L=150 *км* газ поступает к морской платформе месторождения Draupner S на которой установлена компрессорная установка.

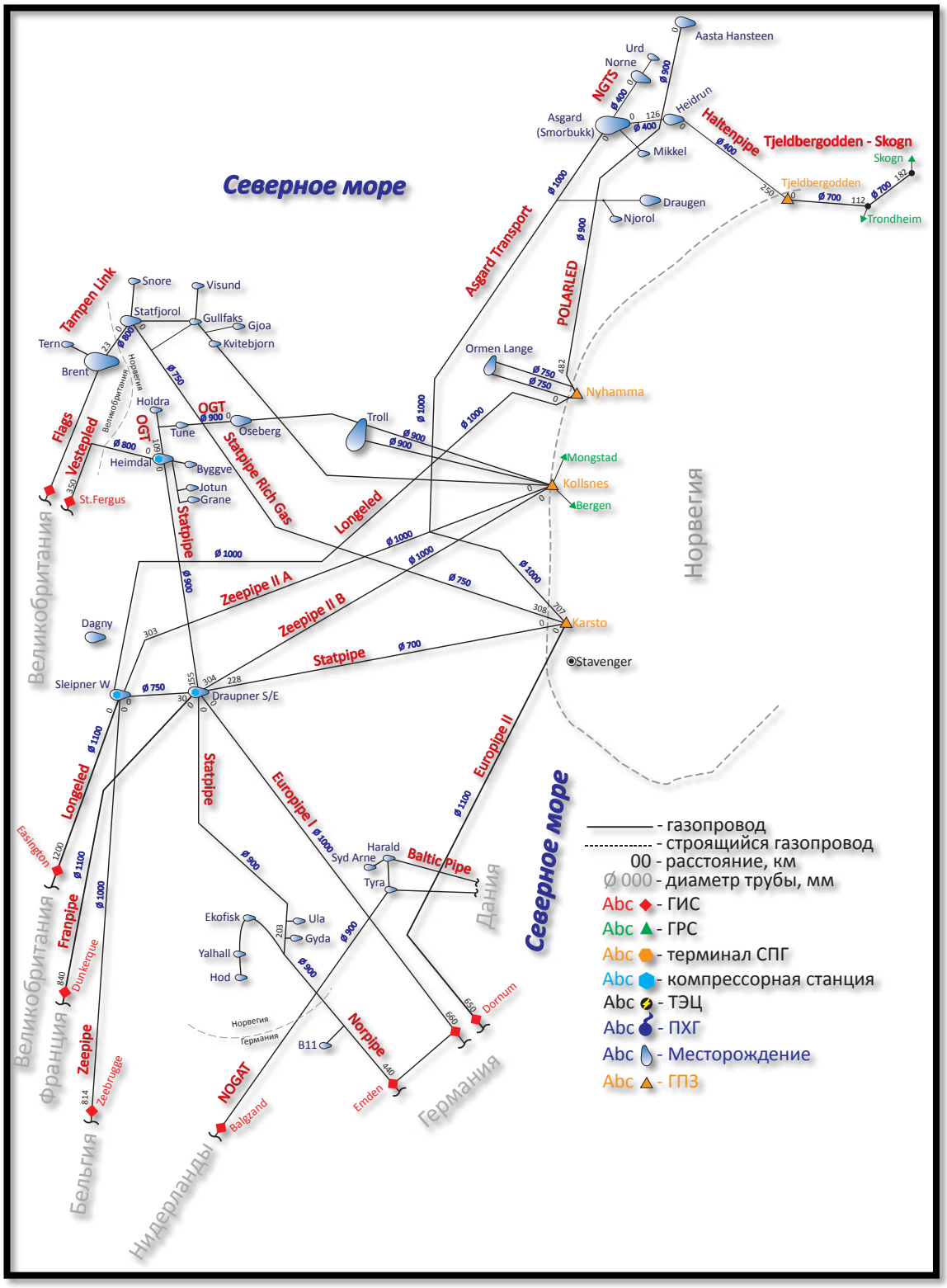


Рис. № 2.2.83 Потоковая схема газопроводов Норвегии

На газоперерабатывающих заводах происходит комплексная подготовка газа (понижение давления (при необходимости), очистка, осушка, доведение до необходимой калорийности) перед его дальнейшей транспортировкой.

От ГПЗ Tjeldbergodden начинается подземный распределительный газопровод Tjeldbergodden-Skogn D_y=700 *мм* L=182 *км* до ГРС Skogn. На 112 *км* этого газопровода подключена ГРС Trondheim.

От ГПЗ Nyhamma начинается магистральный подводный газопровод LONGELED D_y=1000 *мм* L=1200 *км* до ГИС Easington (Великобритания). Газопровод проходит через морскую платформу месторождения Sleiper W, на которой установлена компрессорная установка и после которой газопровод меняет свой диаметр на D_y=1100 *мм*. Месторождения Sleiper W, Draupner S и Draupner E соединены между собой межпромысловым подводным газопроводом D_y=750 *мм* L=30 *км*. Техническая возможная производительность газопровода LONGELED через ГИС Easington составляет 793,3 *GWh/d* или около 72,12 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

От морской платформы месторождения Sleiper W начинается магистральный подводный газопровод ZEEPIPE D_y=1000 *мм* L=814 *км* до ГИС Zeebrugge (Бельгия). Техническая возможная производительность газопровода «ZEEPIPE» через ГИС Zeebrugge составляет 488,0 *GWh/d* или около 44,36 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

От морской платформы месторождения Draupner S/E, на которой установлена компрессорная установка, начинается магистральный подводный газопровод FRANPIPE D_y=1100 *мм* L=840 *км* до ГИС Dunkergue (Франция). Техническая возможная производительность газопровода FRANPIPE через ГИС Dunkergue составляет 570,0 *GWh/d* или около 58,35 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

К ГПЗ Kollsnes, так же подключаются газопроводы отводы до ГРС Mongstad и Bergen.

От ГПЗ Karsto газ по магистральному подводному газопроводу STATPIPE D_y=700 *мм* L=228 *км* поступает к морской платформе месторождения Draupner S/E и далее по магистральному подводному газопроводу STATPIPE D_y=900 *мм* L=203 *км* к группе месторождений Hod, Valhall и Ekafisk. От этих месторождений и до ГИС Emden (Германия) проложен магистральный подводный газопровод NORPIPE D_y=900 *мм* L=440 *км*. Техническая возможная производительность газопровода NORPIPE через ГИС Emden составляет 1481,5 *GWh/d* или около 131,15 *млн м³/сут* (ENTSOG 2014).

От морской платформы месторождения Draupner S/E до Dorhum (Германия) проложен магистральный подводный газопровод EUROPIPE I D_y=1000 *мм* L=660 *км*.

От ГПЗ Karsto газ по магистральному подводному газопроводу EUROPIPE II D_y=1100 *мм* L=650 *км* поступает к ГИС Dorhum (Германия).

Техническая возможная производительность газопроводов EUROPIPE I и EUROPIPE II через ГИС Dorhum составляет 575,9 *GWh/d* или около 52,35 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

2.2.8.19. Система газоснабжения Польши

Поставки газа в систему газоснабжения Польши могут осуществляться из Белоруссии (ГИС Высокое (Wysokoje) и ГИС Тетеревка (Tietierowka)), Украины (ГИС Дроздовичи (Drozdowicze)), Германии (ГИС Lasow), Чехии (ГИС Ciezyn), из транзитного магистрального газопровода Ямал – Европа (Yamal – Europe) (ГИС Wloclawek и ГИС Lwowek) и через СПГ терминал сжиженного природного газа Swinoujscie.

Система газоснабжения Польши подразделяется на:

- магистральный транзитный газопровод;
- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Через территорию Польши проходит один магистральный транзитный газопровод Ямал – Европа D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа*.

К магистральным можно отнести газопроводы с $D_y \geq 400$ *мм*, к распределительным - газопроводы с $D_y \leq 400$ *мм*.

ГРС подключены через газопроводы отводы как магистральным газопроводам, так и к распределительным газопроводам. Некоторые распределительные газопроводы имеют значительную протяжённость.

Часть распределительных газопроводов Польши транспортирует низкокалорийный газ (L-gas).

Транзитный магистральный газопровод Yamal – Europe (EuRoPol) D_y=1400 *мм* P_y=7,5 *МПа* проходит от границы с Белоруссией 977,4 *км* (ГИС Kondratki) до границы с Германией 1661,8 *км* (ГИС Malnov) через всю центральную часть страны. Техническая возможная производительность газопровода Yamal – Europe через ГИС Kondratki составляет 1027,1 *GWh/d* или около 93,37 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). Техническая возможная производительность газопровода Yamal – Europe через ГИС Malnov со стороны Польши составляет 931,5 *GWh/d* или около 84,68 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Yamal – Europe через ГИС Malnov со стороны Германии составляет 184,8 *GWh/d* или около 16,8 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

На 1343 *км* МГ Yamal – Europe соединён через ГИС Wloclawek с КС Gustorzyn, расположенной на МГ Holowczyce – Rembelszczyna, а на 1558,8 *км* МГ Yamal – Europe соединён через ГИС Lwowek Swinoujscie-Lwowek и с 33 *км* МГ Kotowo-Szczecin МГ внутренней системы газоснабжения страны. На 1473,5 *км* к МГ Yamal – Europe подключено ПХГ Mogilno, которое также газопроводом D_y=700 *мм* L=63 *км* подключено к КС Gustorzyn. На 1121 *км* МГ Yamal – Europe пересекает границу между Polanskie wojewodztwo и Mazowieckie wojewodztwo, на 1315 *км* между Mazowieckie wojewodztwo и Kujawsko-Pomorskie wojewodztwo, на 1497 между Kujawsko-Pomorskie wojewodztwo и Wielkopolskie wojewodztwo, а на 1573 *км* между Wielkopolskie wojewodztwo и Lubuskie wojewodztwo.

Во внутреннюю систему газоснабжения Польши газ поступает по двум основным направлениям со стороны Белоруссии (ГИС Wysokoje) по МГ Holowczyce – Rembelszczyna и со стороны Украины (ГИС Drozdowicze) по МГ Jaroslaw-Wronow и далее по МГ Wronow – Rembelszczyna. Эти потоки сходятся на КС Rembelszczyna.

Через ГИС Wysokoje газ направляется по системе газопроводов, состоящей из ряда последовательных МГ до КС Gustorzyn. Техническая возможная производительность газопровода Holowczyce – Rembelszczyna через ГИС Wysokoje составляет 169,1 *GWh/d* или около 15,37 *млн. м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Первый участок МГ Wysokoje – Holowczyce L=18 *км* до КС Holowczyce состоит из трубопровода D_y=700 *мм*. Далее располагается участок МГ Holowczyce – Rembelszczyzna D_y=700 *мм* L=149 *км* до КС Rembelszczyzna. От КС Rembelszczyzna до КС Gustorzyn расположены два параллельных МГ Rembelszczyzna – Gustorzyn D_y=500 *мм* L=150 *км*. От КС Gustorzyn газопроводом D_y=700 *мм* L=63 *км* подключено ПХГ Mogilno.

На 13 *км* МГ Holowczyce – Rembelszczyna на участке Wysokoje – Holowczyce пересекает границу между Polanskie wojewodztwo и Mazowieckie wojewodztwo. На 18 *км* МГ Holowczyce – Rembelszczyna установлена КС Holowczyce к которой подключается МГ Wronow – Holowczyce, а на 149 *км* установлена КС Rembelszczyna на которой заканчивается МГ Holowczyce – Rembelszczyna. КС Rembelszczyna,

расположенная недалеко от г. Варшава (Warszawa) входит в газовое кольцо города и является узловой КС системы газоснабжения Польши. Через неё проходит МГ Bialystok – Lublinec, МГ Wronow – Rembelszczyna и к газовому кольцу Варшавы подходит МГ Sedziszow – Piaseczno.

От КС Rembelszczyna начинается МГ Rembelszczyna – Gustorzyn D_y=500 *мм* L=150 *км*. На 112 км МГ Rembelszczyna – Gustorzyn пересекает границу между Mazowieckie wojewodztwo и Kujawsko-Pomorskie wojewodztwo. МГ Rembelszczyna – Gustorzyn заканчивается на КС Gustorzyn (150 *км*). КС Gustorzyn и КС Wloclawek и соединены между собой трубопроводом D_y=700 *мм* через ГИС Wloclawek.

На 56 *км* МГ Rembelszczyna – Gustorzyn недалеко от города Plonsk начинаются две нитки МГ Plonsk – Olsztyn D_y=400 *мм* L=145 *км*. На 85 км МГ Plonsk – Olsztyn пересекает границу между Mazowieckie wojewodztwo и Warminsko – Mazurskie wojewodztwo. На 96 *км* от МГ Plonsk – Olsztyn начинается распределительный газопровод Nidzica – Gizycko L=120 *км*, на 70 *км* (Mragowo) которого подключается перемычка с 104 *км* (Ketrzyn) распределительного газопровода Olsztyn – Wegorzewo.

От Olsztyn начинается РГ Olsztyn – Wegorzewo L=136 *км*. На 104 *км* к РГ Olsztyn – Wegorzewo подключена перемычка от 70 *км* (Mragowo) РГ Nidzica – Gizycko.

КС Gustorzyn является узловой КС. К ней подключено ПХГ Mgilno, МГ Odolanow – Gustorzyn, МГ Gustorzyn – Kosakowo и МГ Gustorzyn – Elblag.

МГ Gustorzyn – Kosakowo D_y=500 *мм* L=262 *км* начинается на КС Gustorzyn и заканчивается на ПХГ Kosakowo. На 120 *км* МГ Gustorzyn – Kosakowo пересекает границу между Kujawsko-Pomorskie wojewodztwo и Pomorskie wojewodztwo. До 120 *км* (Kwidzyn) МГ Gustorzyn – Kosakowo и МГ Gustorzyn – Elblag располагаются параллельно. Участок МГ Gustorzyn – Kosakowo от 120 *км* (Kwidzyn) до 190 *км* (Gdansk) состоит из двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм* и D_y=400 *мм*. Участок от 190 *км* (Gdansk) до 262 *км* (Lebork) состоит из газопровода D_y=400 *мм*, где подключается ПХГ Kosakowo.

МГ Gustorzyn – Elblag D_y=400 *мм* L=186 *км* начинается на КС Gustorzyn и заканчивается на ГРС Elblag. На 120 *км* МГ Gustorzyn – Elblag пересекает границу между Kujawsko – Pomorskie wojewodztwo и Pomorskie wojewodztwo. На 142 *км* (Matki) существует перемычка между МГ Gustorzyn – Elblag и 135 *км* МГ Gustorzyn – Kosakow.

От ГИС Тетеревка (Tietierowka), расположенной на территории Белоруссии начинается МГ Bialystok – Lublinec D_y=400 *мм* L=507 *км*. Техническая возможная производительность МГ Bialystok – Lublinec через ГИС Tietierowka составляет 7,3 *GWh/d* или около 0,69 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). На 245 *км* газопровод проходит через КС Rembelszczyna. Участок МГ от 245 *км* (Rembelszczyna) до 275 *км* (Pruszkow) является частью газового кольца города Варшавы. Участок от 272 *км* (Pruszkow) до 387 *км* состоит из двух параллельных газопроводов D_y=400 *мм*. На 310 *км* МГ Bialystok – Lublinec пересекает границу между Mazowieckie wojewodztwo и Lodzkie wojewodztwo. На 387 *км* вблизи города Piotrkow Trybunalski МГ Bialystok-Lublinec пересекает 120 *км* РГ Turek – Lubienia. На 450 *км* МГ Bialystok – Lublinec пересекает границу между Lodzkie wojewodztwo и Sliaskie wojewodztwo. МГ Bialystok – Lublinec заканчивается на 507 *км* (Lublinec) подключаясь к 222 *км* (Lublinec) МГ Podgorska Wola – Lubliniec.

РГ Turek – Lubienia D_y=300 *мм* L=222 *км* начинается на 84 *км* (Turek). На 18 *км* МГ Turek – Lubienia пересекает границу между Wielkopolskie wojewodztwo и Lodzkie wojewodztwo. На 69 *км* участок газопровода включается в часть газового кольца города Лодзь (Lodz). На 120 *км* РГ Turek – Lubienia вблизи города Piotrkow Trybunalski пересекает 387 *км* МГ Bialystok – Lublinec. На 175 *км* (Skarzysko-Kamienna) к РГ Turek – Lubienia подключается РГ Solec-Zdroj – Kamienna L=95 *км*, начинающийся от 90 км (Solec-Zdroj) РГ Zaleszany – Swarzow. РГ Turek – Lubienia заканчивается на 222 *км* (Lubienia) подключаясь к 146 *км* (Lubienia) МГ Sedziszow – Piaseczno.

Вторая система магистральных газопроводов Drozdowicze – Pogorska Wola проходит по южной территории Польши от ГИС Drozdowicze, расположенной на территории Украины. Система состоит из ряда последовательных участков МГ различной конфигурации.

Первый участок МГ Drozdowicze – Jaroslav, состоящий из трёх параллельных D_y=500 *мм* L=22 *км*, располагается от ГИС Drozdowicze до КС Jaroslav. Техническая возможная производительность МГ Drozdowicze – Jaroslav через ГИС Drozdowicze составляет 135,6 *GWh/d* или около 12,33 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

От КС Jaroslav, собственно, и начинается южная система газопроводов участком Jaroslav – Lancut D_y=700 *мм* L=32 *км*, к которому в конце участка газопроводом L=12 *км* подключается ПХГ Husow. Далее на следующих участках МГ Drozdowicze – Pogorska Wola от 32 (Lancut) до 160 *км* (Pogorska Wola) расположены два параллельных трубопровода D_y=700 *мм*. На 104 *км* (Sedziszow) к МГ Drozdowicze – Pogorska Wola подключаются магистральный газопровод Sedziszow – Piaseczno D_y=400 *мм* L=267 *км* соединяющийся в конце (Piaseczno) с кольцевым газопроводом вокруг города Варшава (Warszawa).

На 119 *км* к МГ Drozdowicze – Pogorska Wola подключено ПХГ Brezeznica.

На 139 *км* (Wygoda) к МГ Drozdowicze – Pogorska Wola подходят два распределительных газопровода: от КС Jaroslav D_y=300 *мм*, расположенным параллельно МГ Drozdowicze – Pogorska Wola на участке от 32 (Lancut) до 139 *км* (Wygoda) и от ГИС Drozdowicze D_y=400 *мм*, состоящим из двух участков Drozdowicze – Strachocina L=61 *км*, к которому подключено ПХГ Strachocina и Strachocina-Wygoda L=95 *км*.

На 116 *км* МГ Drozdowicze – Pogorska Wola пересекает границу между Podkarpackie wojewodztwo и Malopolskie wojewodztwo.

На 160 *км* расположена КС Pogorska Wola к которой газопроводом L=20 *км* подключено ПХГ Swarzow.

От КС Jaroslav начинается МГ Jaroslav – Wronow D_y=700 *мм* L=193 *км*.

На 90 *км* (Zaleszany) МГ Jaroslav – Wronow начинается РГ Zaleszany – Swarzow D_y=300 *мм* L=130 *км*, заканчивающийся на ПХГ Swarzow. На 90 *км* (Solec-Zdroj) от РГ Zaleszany – Swarzow начинается РГ Solec-Zdroj – Kamienna. На 11 *км* (Sandomienz) этот газопровод пересекает 73 *км* (Sandomienz) МГ Sedziszow – Piaseczno, на 90 *км* (Solec-Zdroj) от него начинается РГ Solec – Zdroj – Kamienna. РГ Zaleszany – Swarzow заканчивается на ПХГ Swarzow.

На 106 *км* МГ Jaroslav – Wronow пересекает границу между Podkarpackie wojewodztwo и Lubeiskie wojewodztwo.

МГ Jaroslav – Wronow заканчивается на 193 *км* на КС Wronow от которой начинаются два МГ Wronow – Holowczyce и Wronow – Rembelszczyna.

МГ Wronow – Holowczyce D_y=500 *мм* L=126 *км*, по сути является магистральной перемычкой между КС Holowczyce и КС Wronow. На 23 *км* (Jeziorzany) к этому газопроводу подключается большой распределительный газопровод, который начинается на КС Jaroslav.

МГ Wronow – Rembelszczyzna D_y=500 *мм* L=139 *км*, заканчивающийся на КС Rembelszczyzna. На 37 *км* МГ Wronow – Rembelszczyzna пересекает границу между Lubeiskie wojewodztwo и Mazowieckie wojewodztwo. Последний участок МГ Wronow – Rembelszczyzna от 118 *км* (Wola Karczewska) до 139 км (Rembelszczyzna) является частью газового кольца города Варшавы (Warszawa).

МГ Sedziszow – Piaseczno начинается от 104 *км* (Sedziszow) МГ Drozdowicze – Pogorska Wola. На 73 *км* (Sandomienz) МГ Sedziszow – Piaseczno пересекает 11 *км* (Sandomienz) РГ Zaleszany – Swarzow. На 146 *км* (Lubienia) к МГ Sedziszow – Piaseczno подключается 222 *км* (Lubienia) РГ Turek – Lubienia. МГ Sedziszow – Piaseczno заканчивается на 267 *км* (Piaseczno), соединяясь с 25 *км* (Piaseczno) газового кольца города Варшавы (Warszawa).

От КС Pogorska Wola начинается система магистральных газопроводов Pogorska Wola – Lubliniec L=355 *км*, по сути являющаяся продолжением системы газопроводов Drozdowicze – Pogorska Wola. Эта система газопроводов состоит из участков МГ разной конфигурации.

Участок от КС Pogorska Wola до 25 *км* (Wojnicz) состоит из трёх параллельных МГ D_y=500 *мм*. От Wojnicz начинается газопровода-подключения L=25 *км* до ПХГ Swarzow и магистральный газопровод Wojnicz – Sosnowice.

Участок от Wojnicz (25 *км*) до Krakow (89 *км*) состоит из двух параллельных МГ D_y=500 *мм*. Параллельно этому участку расположен распределительный газопровод.

Участок от Krakow (89 *км*) до Sosnowice (158 *км*) состоит из одного МГ D_y=500 *мм*.

Далее участки МГ Pogorska Wola – Lubliniec от Sosnowice (158 *км*) до Dobrawa Gornicza (163 *км*), от Dobrawa Gornicza (163 *км*) до Tworzen (166 *км*) и от Tworzen (166 *км*) до Tworog (205 *км*) состоят из трёх параллельных МГ D_y=500 *мм*. На 158 *км* (Sosnowice) к МГ Pogorska Wola – Lubliniec подключается МГ Wojnicz – Sosnowice D_y=500 *мм* L=150 *км*, к 163 *км* (Dobrawa Gornicza) подключается перемычка D_y=500 *мм* до 37 *км* МГ Myslowice – Gogolin, образующая с участками МГ Myslowice – Gogolin и МГ Wojnicz – Sosnowice газовое кольцо вокруг города Katowice, к 205 *км* (Tworog) подключается газопровод перемычка D_y=500 *мм* L=50 *км* до ГРС Gogolin. От Tworzen (166 *км*) начинается РГ Tworzen – Czestochowa соединяющийся с 477 *км* МГ Bialostok – Lublinec в районе города Ченстохова (Czestochowa).

Система магистральных газопроводов Pogorska Wola – Lubliniec заканчивается на 222 *км* недалеко от города Люблинец (Lubliniec). Здесь же к МГ Pogorska Wola – Lubliniec подключается МГ Bialostok – Lublinec.

МГ Wojnicz – Sosnowice D_y=500 *мм* L=150 *км* начинается на 25 *км* (Wojnicz) МГ Pogorska Wola – Lubliniec. На 73 *км* (Mogilany) газопровода подключается перемычка с 223 *км* (Krakow) МГ Pogorska Wola – Lubliniec, на 120 *км* (Oswiecim) начинается РГ Oswiecim – Cieszyn D_y=300 *мм* L=55 *км*, который заканчивается ГИС Cieszyn-Zamorska на границе с Чехией. Техническая возможная производительность РГ Oswiecim – Cieszyn через ГИС Cieszyn-Zamorska составляет 28,0 *GWh/d* или около 2,55 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2017).

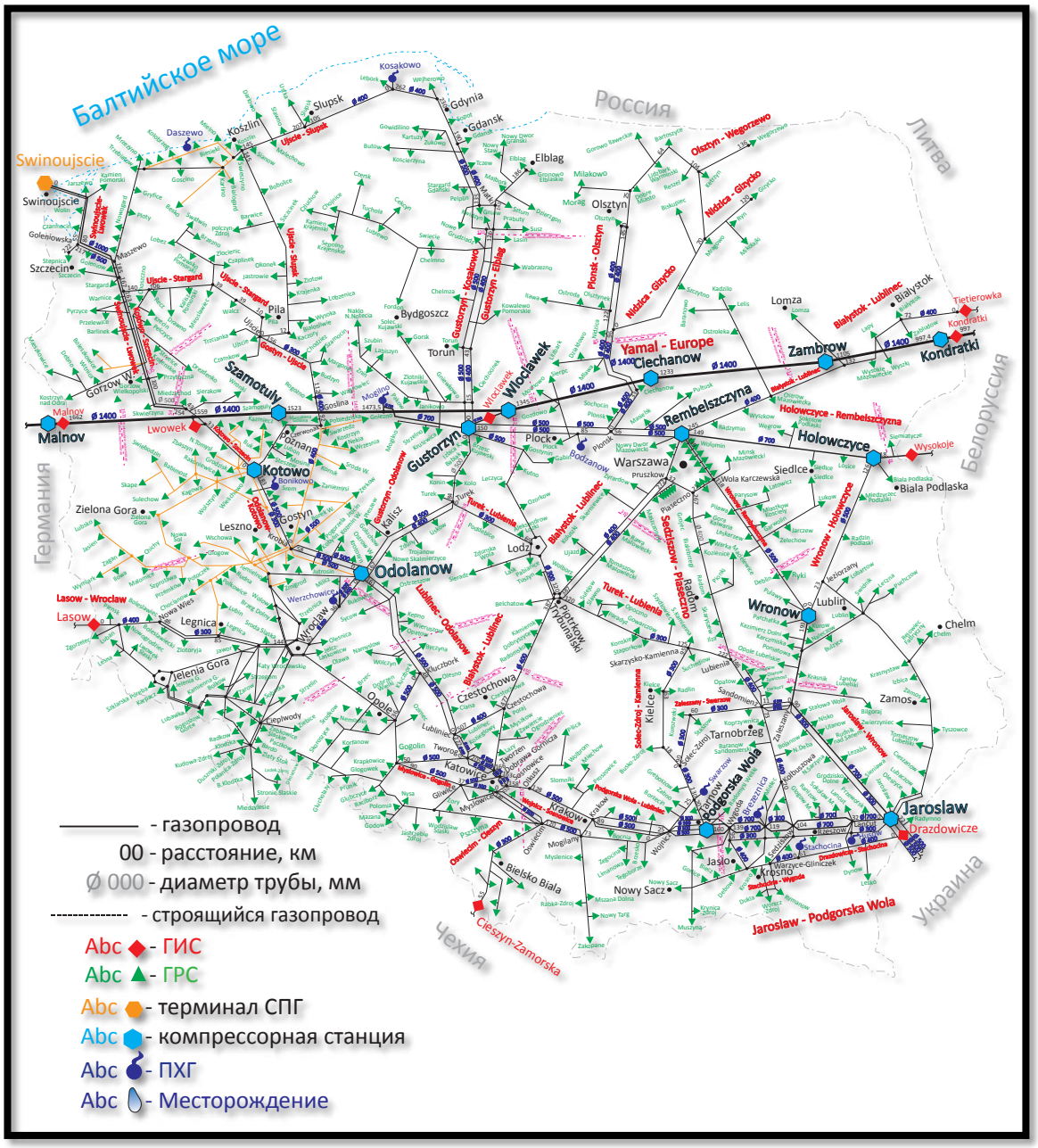


Рис. № 2.2.84 Потоковая схема газопроводов Польши

На 140 *км* (Myslowice) МГ Wojnicz – Sosnowice поворачивает в сторону населённого пункта Sosnowice где на 150 *км* (Sosnowice) он подключается к 158 *км* (Sosnowice) МГ Pogorska Wola – Lubliniec».

От 140 *км* (Myslowice) МГ Wojnicz – Sosnowice начинается МГ Myslowice – Gogolin D_y=500 *мм* L=90 *км* на 37 *км* (Gliwice) которого подключается перемычка D_y=500 *мм* с 163 *км* (Dobrawa Gornicza) МГ Pogorska Wola – Lubliniec. На 90 *км* (Gogolin) к МГ Myslowice-Gogolin подключается газопровод перемычка D_y=500 *мм* L=50 *км* от 205 *км* (Tworog) МГ Pogorska Wola – Lubliniec.

Следующий МГ Lubinec – Odolanow L=161 *км*, который является продолжением система магистральных газопроводов Pogorska Wola – Lubliniec, состоит из двух параллельных МГ D_y=500 *мм*. На 17 *км* газопровод пересекает границу между Sliaskie wojewodztwo и Opolskie wojewodztwo. На 48 *км* (Kluczbork) от МГ Lubinec

– Odolanow начинается газопровод Kluczbork – Opole D_y=500 *мм* L=36 *км*. На 107 *км* газопровод пересекает границу между Opolskie wojewodztwo и Wielkopolsie wojewodztwo. МГ Lubinec – Odolanow заканчивается на 161 *км* на КС Odolanow, которая является узловой КС, к которой подключены магистральные и распределительные газопроводы.

От КС Gustorzyn до КС Odolanow проходит МГ Gustorzyn – Odolanow L=167 *км*, который состоит из участка Gustorzyn – Turek с трубопроводом D_y=500 *мм* L=84 *км* и участка Turek – Odolanow с двумя параллельными трубопроводами D_y=500 *мм* L=83 *км*. На 84 *км* (Turek) от МГ Gustorzyn – Odolanow начинается РГ Turek – Lubienia L=222 *км*.

К КС Odolanow подключен газопровод Odolanow – Wroclaw D_y=500 *мм* L=84 *км*, состоящий из участка с двумя параллельными трубопроводами D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм* до 36 *км* где подключено ПХГ Werzchowice, и участка от 36 *км* до 167 *км* (Wroclaw), состоящего из трубопровода D_y=300 *мм*. ПХГ Werzchowice, так же соединяется с газопроводами, расположенными вокруг города Вроцлав (Wroclaw).

К кольцевому газопроводу города Вроцлав (Wroclaw) подключаются много распределительных газопроводов. Один из них РГ Lasow – Wroclaw L=144 *км* по которому поступает газ в систему газоснабжения Польши через ГИС Lasow с территории Германии состоит из участков разной конфигурации. Участок от 0 *км* (Lasow) до 46 *км* (Nowa Wies) состоит из трубопровода D_y=400 *мм*, участок от 46 *км* (Nowa Wies) до 144 *км* (Wroclaw) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=300 *мм*. Техническая возможная производительность РГ Lasow – Wroclaw через ГИС Lasow составляет 48,2 *GWh/d* или около 4,38 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2014).

От КС Odolanow начинается МГ Odolanow – Kotowo L=183 *км*, состоящий из двух участков. Первый участок Odolanow – Krobia состоит из трёх параллельных МГ D_y=500 *мм* L=58 *км*, причём один из них является газопроводом, по которому транспортируется L-gas. Второй участок Krobia – Kotowo состоит из двух параллельных МГ D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм* L=125 *км*. По газопроводу D_y=300 *мм* транспортируется L-gas. На 168 *км* к МГ Odolanow – Kotowo подключено ПХГ Bonikowo.

От населённого пункта Krobia, расположенного недалеко от города Гостин (Gostyn) начинаются РГ L-gas D_y=500 *мм* до ГРС Zerkow и МГ Gostyn – Ujscie L=156 *км*, состоящий из различных участков. По первому участку D_y=400 *мм* от 0 *км* (Krobia) до 79 *км* (Czerwonak) транспортируется L-gas. Недалеко от населённого пункта Czerwonak (79 *км*) к МГ Gostyn – Ujscie подключается газопровод с H-gas и уже далее по газопроводу Gostyn – Ujscie транспортируется H-gas. На втором участке D_y=400 *мм* от 79 *км* (Czerwonak) до 112 *км* (Rogozno) МГ Gostyn – Ujscie пересекает, недалеко от населённого пункта Goslina (92 *км*), МГ Yamal – Europe. Третий участок от 112 *км* (Rogozno) до 156 *км* (Ujscie) состоит из трубопровода D_y=300 *мм*. От узловой точки Ujscie начинаются РГ Ujscie – Stargard L=140 *км* и РГ Ujscie – Slusk L=207 *км*.

От КС Kotowo начинается МГ Kotowo – Szczecin D_y=500 *мм* L=222 *км* и РГ с H-gas, который соединяется с 79 *км* (Czerwonak) МГ Gostyn – Ujscie. От КС Kotowo и узловой точки Krobia (58 *км*) МГ Odolanow – Kotowo начинаются РГ с низкокалорийным газом (L-gas), которые соединяются на ГРС Zielona Gora. На 33 *км* МГ Kotowo – Szczecin через ГИС Lwowek соединяется с 1558,8 *км* транзитным МГ Yamal – Europe. Через несколько километров после подключения ГИС Lwowek (43

км) к МГ Kotowo – Szczecin подключается МГ Swinoujscie – Lwowek D_y=1000 *мм* L=254 *км*. До узловой точки Goleniowska МГ Kotowo – Szczecin и МГ Swinoujscie – Lwowek располагаются параллельно. На 54 *км* газопровод МГ Kotowo – Szczecin пересекает границу между Wielkopolsie wojewodztwo и Lubuskie wojewodztwo, а на 125 *км* границу между Lubuskie wojewodztwo и Zachodniopomorskie wojewodztwo. На 163 *км* к МГ Kotowo – Szczecin подключается РГ Ujscie – Stargard. На 185 *км* (Maszewo) от МГ начинается РГ до города Козлин (Koszlin), где он соединяется с 145 *км* РГ Ujscie – Slusk. К этому газопроводу подключено ПХГ Daszewo. Часть этого РГ транспортирует L-gas. Между узловой точкой Slupsk и Lebork существует перемычка D_y=400 *мм* L=105 *км*. На 217 км (Goleniowska) к МГ Kotowo – Szczecin подключается газопровод L=55 *км* от терминала СПГ Swinoujscie, который располагается параллельно с МГ Swinoujscie – Lwowek. Техническая возможная производительность терминала СПГ Swinoujscie составляет 158,0 *GWh/d* или около 14,36 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Вокруг столицы Польши города Варшавы (Warszawa) расположено газовое кольцо, состоящее из участков различных газопроводов. Первый участок кольца состоит из трубопровода D_y=500 *мм* участка МГ Wronow – Rembelszczyna от 118 *км* (Wola Karczewska) до 139 *км* (Rembelszczyna). Второй участок кольца состоит из трубопровода D_y=400 *мм* участка МГ Bialystok – Lublinec от 245 *км* (Rembelszczyna) до 272 *км* (Pruszkow). Третий участок состоит из трубопровода D_y=300 *мм* L=25 *км*, начинающийся от 118 *км* (Wola Karczewska) МГ Wronow – Rembelszczyna до населённого пункта Piaseczno, куда подходит МГ Sedziszow – Piaseczno. Четвёртый участок состоит из трубопровода D_y=300 *мм* L=7 *км*, соединяющий Piaseczno с 272 *км* (Pruszkow) МГ Bialystok – Lublinec. КС Rembelszczyna является узловой точкой газового кольца города Варшавы (Warszawa). Внутри и снаружи газового кольца расположено большое количество мелких газопроводов и ГРС.

2.2.8.20. Система газоснабжения Португалии

Газоснабжение Португалии осуществляется за счет поставок газа из Испании через ГИС Campo Maior и ГИС Valença do Minho, а также от терминала СПГ Sines.

Система газоснабжения Португалии представляет собой три однониточных магистральных газопровода, соединяющихся в населённом пункте Bidoeira (узловая точка системы газоснабжения). Один газопровод Sines – Bidoeira начинается от терминала СПГ Sines, второй МГ Bidoeira – Valença do Minho до ГИС Valença do Minho, расположенного на северной границе с Испанией и третий Campo Maior-Bidoeira начинается от западной границы с Испанией на ГИС Campo Maior.

Система газоснабжения Португалии разделена на несколько региональных систем: Distribuição Setgas (Setubal и Beja), Distribuição Lisboagas (Lisboa), Distribuição Lusitanlagas (Aveiro, часть Coimbra и Leiria), Distribuição Portgas (Viana do Castelo, Braga и Porto), Distribuição Tagusgas (Évora, Santarèm и Potalegre) и Distribuição Beiragas (Viseu, Guarda, часть Coimbra и Castelo Branco).

От основных МГ начинаются несколько распределительных газопровода высокого давления. МГ и РГ работают при давлении выше 2,0 *МПа*. Такое давление в системе газоснабжения Португалии считается высоким. Основная масса ГРС подключается небольшими по протяжённости газопроводами отводами непосредственно к МГ.

От ГРС начинаются региональные (локальные) газораспределительные системы среднего и низкого давления, подающие газ непосредственно

промышленным потребителям и в коммунально-хозяйственный сектор. Деление газораспределительных систем соответствует региональному делению страны (провинции).

МГ Sines – Bidoeira начинается от терминала СПГ Sines. Техническая возможная производительность на выходе из терминала СПГ Sines составляет 205,0 *GWh/d* или около 17,22 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021). МГ Sines – Bidoeira состоит из трёх участков.

Первый участок Sines – Setúbal D_y=800 *мм* L=87,3 *км*. На 1,3 *км*, находится газопровод отвод до ГРС Vale Marim, обеспечивающей поставку газа по газопроводу на ТЭЦ C. Sines. На 7,1 *км* (Chaparral), находится газопровод отвод до ГРС Chaparral, обеспечивающей поставку газа по газопроводу D_y=300 *мм* L=2,4 *км* на ТЭЦ Repsol. На 16,2 *км* (St. Andre), подключен газопровод отвод до ГРС St. Andre. На 82 *км* подключена ГРС viatrena от которой подаётся газ по газопроводу D_y=250 *мм* L=1,9 *км* на ТЭЦ Portucel Setúbal. Первый участок МГ Sines – Bidoeira заканчивается на 87,3 *км,* где подключена ГРС Setúbal.

Второй участок МГ Sines – Bidoeira начинается от Setúbal (10 *км*) до Alto da Serra (115,9 *км*) D_y=700 *мм*. В пункте газотранспортной системы Setúbal заканчивается отсчет километража первого участка (87,3 *км*) и начинается отсчет километража второго участка с 10 *км* (резанный пикет). На 16,6 *км* (Palmela) начинается распределительный газопровод D_y=400 *мм* L=16,6 *км* до ГРС Seixal, на котором на 11,3 *км* подключены ГРС Palmela и ГРС Barreilo. На 25,9 *км* подключена ГРС Rio Frio, на 38,3 *км* ГРС Alcjchete, на 55 *км* ГРС Benavente, на 67,5 *км* ГРС Castanheria da Ribatejo, на 71,3 *км* ГРС Corregado. На 50 *км* МГ Sines-Bidoeira пересекает границу между провинциями Santarem и Lisboa. На 71,3 *км* (Corregado) к газопроводу подключаются три распределительных газопровода. Один газопровод D_y=700 *мм* L=32,9 *км* до ГРС Frielas. Два других газопровода D_y=400 *мм* L=1,3 *км* и D_y=500 *мм* L=1,3 *км* начинаются от ГРС Corregado и по ним поступает газ на ТЭЦ C. Carregado и ТЭЦ C. Ribatejo.

На 73,7 км на МГ установлена единственная в системе газоснабжения Португалии КС Alenquer.

На 87,3 *км* к газопроводу подключена ГРС Abrigada, а также газопроводы отводы D_y=200 *мм* L=23,7 *км* до ГРС Torres Vedras и D_y=200 *мм* L=11,4 *км* до ГРС Cartaxo. На 99 *км* МГ Sines – Bidoeira пересекает границу между провинциями Lisboa и Santarem. На 106 *км* к газопроводу подключена ГРС Rio Maior. Второй участок МГ Sines – Bidoeira заканчивается на 115,9 *км* (Alto da Serra), где проходит граница между регионами Santarem и Leiria.

На третьем участке от 0 *км* (Alto da Serra) до 67 *км* (Bidoeira) расположен трубопровод D_y=700 *мм* L=67 *км*. На этом участке к МГ Sines – Bidoeira подключены на 29,9 *км* ГРС Porto de Mòs, на 42,6 *км* ГРС Maceira, на 49,2 *км* ГРС Leiria. МГ Sines – Bidoeira заканчивается на 67 *км* в населённом пункте Bidoeira. К этой точке подключается МГ Ponte de Sôr – Bidoeira (220 *км*) и начинается МГ Bidoeira – Valença d o Minho.

МГ Bidoeira – Valença do Minho D_y=500 *мм*, состоящий из нескольких последовательных участков, заканчивается на границе с Испанией (ГИС Valença do Minho).

Первый участок МГ Bidoeira – Valença do Minho от 0 *км* (Bidoeira) до 44 *км* (Amela). От 0 *км* (Bidoeira) начинается РГ Bidoeira – C. Figuera da Foz D_y=700/600/400 *мм* L=29,6 *км*. На 19,1 *км* этого газопровода подключена ГРС Carriço и РГ Carriço – Lares D_y=300 *мм* L=22,7 *км* до ГРС Lierosa (9,9 *км*), ГРС Lares и ТЭЦ Lares (22,7 *км*). На 19,1 *км* МГ Bidoeira – Valença do Minho подключено ПХГ Carriço. На 29,6 *км* этого газопровода подключена ГРС C. Figuera da Foz.

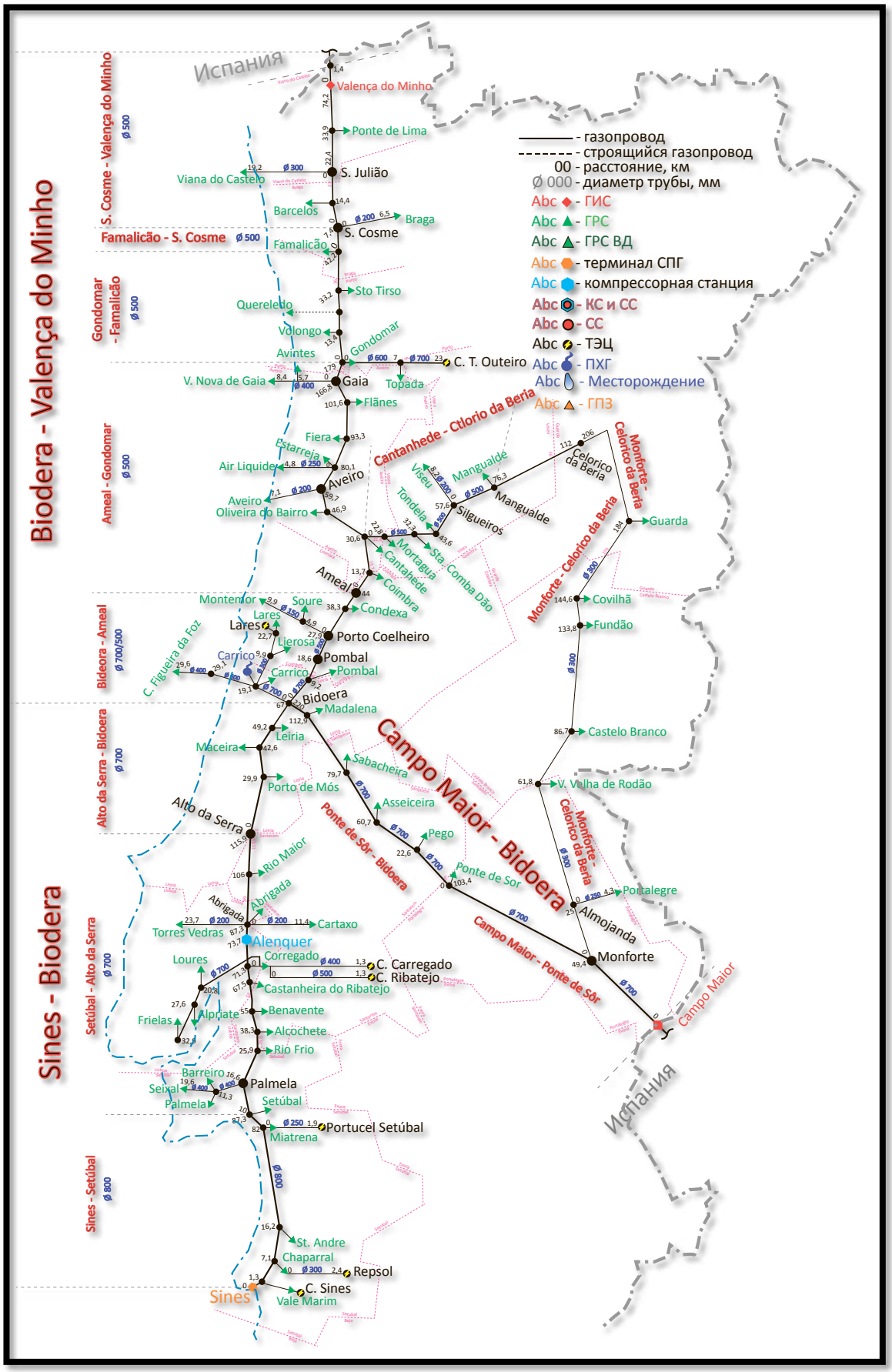


Рис. № 2.2.85 Потоковая схема газопроводов Португалии

На 9,2 *км* МГ Bidoeira – Valença do Minho подключена ГРС Pombal. На 9,3 *км* проходит граница между регионами Leiria и Coimbra. На 27,9 *км* (Porto Coelheiro) подключен газопровод отвод D_y=150 *мм* L=9,9 *км* до ГРС Soure (4,9 *км*) и Montemor (9,9 *км*). Первый участок МГ Bidoeira – Valença do Minho заканчивается на 44 *км* в населённом пункте Ameal.

Второй участок МГ Bidoeira – Valença do Minho от 0 *км* (Ameal) до 179 *км* (Gondomar) состоит из трубопровода D_y=500 *мм* L=179 *км*. На 13,7 *км* подключается ГРС Condexa и здесь же проходит граница между провинциями Coimbra и Aveiro. На 30,6 *км* (Cantahede) МГ Bidoeira – Valença do Minho подключена ГРС Cantahede и начинается РГ Cantahede – Monguglde D_y=500 *мм* L=76,3 *км*. На 22, 8 *км* этого газопровода подключена ГРС Mortagua, на 32,3 *км* ГРС Sta. Comba Dão, на 43,2 *км* ГРС Tondela, на 57,6 *км* (Silgueiros) газопровод отвод D_y=200 *мм* L=8,2 км до ГРС Viseu и на 76,3 *км* ГРС Manguale. На 46,9 *км* МГ Bidoeira – Valença do Minho подключена ГРС Oliveira do Bairro, на 59,7 *км* (Aveiro) подключен газопровод отвод D_y=200 *мм* L=7,1 км до ГРС Aveiro, на 80,1 *км* подключены ГРС Estarreja и газопровод отвод D_y=250 *мм* L=4,8 км до ГРС Air Liquide, на 93,3 *км* ГРС Fiera, на 101,6 *км* ГРС Flãnes, на 66,8 *км* (Gaia (Gião)) газопровод отвод D_y=400 *мм* L=8,4 км до ГРС Avintes (5,7 *км*) и ГРС Nova de Gaia (8,4 *км*). На 171 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Aveiro и Porto.

Второй участок МГ Bidoeira – Valença do Minho заканчивается на 179 *км,* где подключена ГРС Gondomar от которой начинается газопровод D_y=700/600 *мм* L=23 *км* до ГРС ТЭЦ C.T.Outeiro. На 30,6 км (Cantanhede) начинается РГ Cantanhede – Celorico da Beria D_y=500 *мм* L=112 *км*. К этому РГ подключены ГРС Mortagua (22,8 *км*), Sta.Comba Dao (32,3 *км*), Tondela (43,6 *км*), газопровод отвод до ГРС Viseu (57,6 *км*), Mangualde (76,3 *км*). РГ Cantanhede – Celorico da Beria заканчивается на 112 *км*, где он соединяется с 206 *км* РГ Monforte – Celorico da Beria.

Третий участок МГ Bidoeira – Valença do Minho от 0 *км* (Gondomar) до 42,2 *км* (Famalicão) состоит из трубопровода D_y=500 *мм* L=42,2 *км*. На 13,4 *км* газопровода подключена ГРС Volongo, на 33,2 *км* ГРС Sto Tirso, на 42,2 *км* ГРС Famalicão. На 36 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Porto и Braga.

Четвёртый участок МГ Bidoeira – Valença do Minho от 0 *км* (Famalicão) до 7,4 *км* (S. Cosme) состоит из трубопровода D_y=500 *мм* L=7,4 *км*. На 7,4 *км* (S. Cosme) к газопроводу подключается газопровод отвод D_y=200 *мм* L=6,5 *км* до ГРС Braga.

Пятый участок МГ Bidoeira – Valença do Minho от 0 *км* (S. Cosme) до 74,2 *км* (Valença do Minho) состоит из трубопровода D_y=500 *мм* L=74,2 *км*. На 14,4 *км* к газопроводу подключена ГРС Barcelos, на 22,4 *км* газопровод отвод D_y=300 *мм* L=19,2 *км* до ГРС Viano do Castelo, на 33,9 *км* ГРС Ponte de Lima. На 21 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Braga и Viano do Castelo. На 74,2 *км* установлена ГИС Valença do Minho. От ГИС Valença do Minho до границы с Испанией расстояние 1,4 *км*, где МГ Bidoeira – Valença do Minho и заканчивается.

МГ Campo Maior – Bidoeira D_y=700 *мм* L=220 *км*, состоящий из двух участков, начинается на восточной границе с Испанией (ГИС Campo Maior).

Первый участок от 0 *км* (Campo Maior) до 103,4 *км* (Porte da Sor). На 49,4 *км* (Monforte) от газопровода начинается большой РГ Monforte – Celorico da Beria D_y=300 *мм* L=206 *км*. На этом РГ на 25 *км* (Almojanda) начинается газопровод отвод до ГРС Portalegre, на 61,8 *км* подключена ГРС V. Velha de Rodão, на 86,7 *км* ГРС Castelo Branco, на 133,8 *км* ГРС Fundão, на 144,6 *км* ГРС Covilhã, 184,1 *км* ГРС Guarda. На 206 *км* (Celorico da Beria) РГ Monforte – Celorico da Beria соединяется с 112 *км* РГ Cantanhede – Celorico da Beria. На 170 *км* газопровод пересекает границу

между регионами Castelo Branco и Guarda. На 103,4 *км,* где заканчивается первый участок МГ Campo Maior – Bidoeira, подключена ГРС Porte da Sor.

Второй участок МГ Campo Maior – Bidoeira от 103,4 *км* (Porte da Sor) до 220,4 *км* (Bidoeira). На 6 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Portalegre и Santarem. На 22,6 *км* к газопроводу подключена ГРС Pego, на 60,7 *км* ГРС Asseiceira, на 79,7 *км* ГРС Sabacheria, на 105 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Santarem и Leiria, на 112,9 *км* ГРС Madalena.

МГ Campo Maior – Bidoeira заканчивается на 220 *км* в узловой точке Bidoeira, где он соединяется с МГ Bidoeira – Valença do Minho и МГ Sines – Bidoeira.

2.2.8.21. Система газоснабжения Румынии

Газоснабжение Румынии осуществляется за счёт экспортных поставок газа с территории Украины через ГИС Орловка/Isaccea и ГИС Теково/Mediesu Aurit и собственной добычи газа. В Румынии имеется большое количество небольших месторождений газа.

Система газоснабжения Румынии состоит из системы транзитных магистральных газопроводов: Tranzit-I, Tranzit-II и Tranzit-III, и внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Румынии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

На магистральных и распределительных газопроводах установлены технологические узлы, осуществляющие функции распределения газа между газопроводами внутренней газораспределительной системы. К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

От границы с Украиной (ГИС Орловка) газ поступает через ГИС Isaccea по системе транзитных МГ Tranzit I D_y=1000 *мм* L=187 *км* P_y=5,5 *МПа*, Tranzit II D_y=1200 *мм* L=187 *км* P_y=5,5 *МПа* и Tranzit III D_y=1200 *мм* L=187 *км* P_y=5,5 *МПа* на территорию Болгарии (ГИС Negru Voda). Техническая возможная производительность транзитного газопровода Tranzit II через ГИС Isaccea составляет 297,4 *GWh/d* или около 27,04 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность транзитных газопроводов Tranzit III через ГИС Isaccea составляет 293,3 *GWh/d* или около 26,67 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Техническая возможная производительность газопровода Tranzit I через ГИС Isaccea со стороны Украины в Румынию составляет 201,9 *GWh/d* или около 17,71 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Tranzit I через ГИС Isaccea со стороны Румынии в Украину составляет 122,2 *GWh/d* или около 10,72 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

Техническая возможная производительность транзитного газопровода Tranzit II и Tranzit III через ГИС Negru Voda составляет 591,2 *GWh/d* или около 52,32 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

Техническая возможная производительность газопровода «Tranzit I» через ГИС Negru Voda со стороны Румынии в Болгарию составляет 187,6 *GWh/d* или около 17,0 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода «Tranzit I» через ГИС Negru Voda со стороны Болгарии в Румынию составляет 121,7 *GWh/d* или около 11,03 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

От транзитной системы магистральных газопроводов существуют подключения для подачи газа во внутреннею систему газоснабжения Румынии: на ГИС Isaccea к МГ Tranzit I подключается МГ Isaccea – Onesti и распределительный газопровод Isaccea – Constanta, перед ГИС Negru Voda к МГ Tranzit I подключается газопровод отвод на ГРС Mangalia.

Система газоснабжения Румынии характеризуется большим количеством малых месторождений, расположенных в различных местах страны.

От ГИС Isaccea начинается система магистральных газопроводов, проложенных в центральную часть страны, где расположено наибольшее количество месторождений газа.

От ГИС Isaccea, расположенном на МГ Tranzit I, начинается система магистральных газопроводов Isaccea – Onesti L=200 *км*, состоящая из двух газопроводов МГ Isaccea – Onesti I D_y=500 *мм* и МГ Isaccea – Onesti II D_y=700 *мм*. На 44 *км* эти газопроводы пересекают границу между жудец (областью) Tulcea и Braila, а на 47 *км* границу между жудец Braila и Galati. На 48 *км* от системы магистральных газопроводов Isaccea – Onesti (Sendreni), начинаются МГ Sendreni – Bucuresti I D_y=500 *мм* L=180 *км* и Sendreni – Bucuresti II D_y=800 *мм* L=172 *км*. На 48 *км* также подключена ГРС Galati. На 98 *км* к МГ Isaccea – Onesti подключается газопровод отвод D_y=300 *мм* L=37 *км* до ГРС Targu Bujor, на 108 *км* подключена ГРС Matca, на 112 *км* ГРС Tecuci, на 128 *км* ГРС Marasesti и газопровод отвод L=35 *км* до ГРС Focsani, на 140 *км* подключена ГРС Adjud. На 129 *км* газопроводы Isaccea – Onesti пересекают границу между жудец Galati и Vrancea, а на 154 *км* границу между жудец Vrancea и Bacau.

На 140 *км* (Adjud) от МГ Isaccea – Onesti начинается большой РГ Adjud – Iasi D_y=300 *мм* L=162 *км*. На 40 *км* к этому распределительному газопроводу подключена ГРС Barlad и газопровод D_y=250 *мм* от узловой точки Adjud. На 80 *км* (Albesti) к РГ Adjud – Iasi подключен газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Husi, на 95 *км* подключается ГРС Vaslui, а на 162 *км* ГРС Lasi. На 128 *км* газопровод пересекает границу между жудец Vaslui и Isai. РГ Adjud – Iasi заканчивается на 162 *км*, где он соединяется с РГ Onesti – Isai.

От КС Onesti (200 *км*) начинается РГ Onesti – Iasi L=157 *км*, состоящий из участков различной конфигурации.

Первый участок РГ Onesti – Iasi от Onesti до Racovo L=48 *км* состоит из двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм*. На 48 *км* (Racovo) к РГ Onesti – Iasi подключается газопровод D_y=400 *мм* L=80 *км*, начинающийся от 140 *км* (Adjud) МГ Isaccea – Onesti. На 60 *км* этого распределительного газопровода подключена ГРС Bacau, а на 75 *км* ГРС Hemeius. На 48 *км* (Racovo) к РГ Onesti – Jasi подключается газопровод отвод D_y=400 *мм* L=60 *км* до ГРС Bicaz, на 6 *км* он пересекает границу между жудец Bacau и Neamt, а на 42 *км* к нему подключена ГРС Piatra – Neamt.

Второй участок РГ Onesti – Iasi от Racovo до Gheraesti состоит из двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм* и D_y=600 *мм* L=41 *км*. На 54 *км* газопровод пересекает границу между жудец Bacau и Neamt, а на 57 *км* подключена ГРС Roman. От 89 *км* (Gheraesti) РГ Onesti – Iasi начинается РГ Gheraesti – Dorohoi D_y=500 *мм* L=114 *км*. На 12 *км* этот газопровод пересекает границу между жудец Neamt и Iasi, на 35 *км* (Posconi) подключен газопровод отвод до ГРС Tigu – Neamt, на 44 *км* газопровод пересекает границу между жудец Iasi и Botosani, на 63 *км* подключена ГРС Falticeni, на 86 *км* подключены ГРС Suceava и газопровод отвод L=33 *км* до ГРС Radauti, на 114 *км* подключены ГРС Bucecea и ГРС Dorohoi.

Третий участок РГ Onesti – Iasi от Gheraesti до Targu Frumos состоит из двух параллельных газопроводов D_y=300 *мм* L=22 *км*. На 95 *км* газопровод Onesti – Jasi пересекает границу между жудец Neamt и Iasi, на 111 *км* (Targu Frumos) начинается РГ Targu Frumos – Dorohoi D_y=300 *мм* L=78 *км* который на 38 *км* пересекает границу между жудец Iasi и Botosani, на 66 *км* к нему подключается ГРС Botosani, а на 78 *км* он соединяется с РГ Gheraesti – Dorohoi.

Последний четвёртый участок РГ Onesti – Iasi от Targu Frumos до Jasi состоит из двух параллельных газопроводов D_y=300 *мм* L=46 *км*. От газопроводов этого участка начинается газопровод до границы с Молдавией, где на территории Румынии установлена ГИС Letcani, а на территории Молдавии ГИС Ungheni. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Letcani/Ungheni со стороны Румынии составляет 16,1 *GWh/d* или около 1,42 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Ungheni/Letcani со стороны Молдавии составляет 2,2 *GWh/d* или около 0,19 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). РГ Onesti – Iasi заканчивается на 157 *км* (Iasi) где он соединяется с РГ Adjud – Iasi.

К РГ Onesti – Iasi и газопроводам отводам, отходящим от него, подключено несколько месторождений газа.

От КС Onesti до КС Batani расположены два параллельных МГ Onesti – Batani I D_y=700 *мм* L=95 *км* и Onesti – Batani II D_y=800 *мм* L=94 *км*. На 40 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Bacani и Harghita, а на 77 *км* границу между жудец Harghita и Covasna. От 80 *км* (Bixad) МГ Onesti – Batani I начинается РГ Bixad – Toplita L=117 *км*, который до узловой точки Mercurea – Ciuc состоит из трубопровода D_y=400 *мм*, а дальше продолжается трубопроводом D_y=300 *мм* до ГРС Toplita. На 7 *км* к нему подключена ГРС Baile Tusnad, на 18 *км* ГРС Cozmeni, на 36 *км* ГРС Mercurea-Ciuc, на 66 *км* ГРС Balan, на 86 *км* ГРС Gheorghieni, на 117 *км* ГРС Toplita. На 25 *км* газопровод пересекает границу между жудец Covasna и Harghita. На 45 км к газопроводу Bixad – Toplita подключается газопровод Cristuru Secuiesc – Mercurea – Ciuc.

От 80 *км* (Bixad) МГ Onesti-Batani I начинается РГ Bixad – Codlea D_y=250 *мм* L=60 *км* до узловой точки Codlea на 28 км которого подключена ГРС Sfantu Gheorghe.

Далее система газопроводов продолжается двумя параллельными МГ Batani – Cristuru Secuiesc I D_y=700 *мм* L=58 *км* и Batani – Cristuru Secuiesc II D_y=800 *мм* L=58 *км*. На 17 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Covasna и Harghita. На 38 *км* (Feliceni) от неё начинается РГ Feliceni – Mercurea Ciuc D_y=400 *мм* L=45 *км*, который в конце соединяется с РГ Bixad – Toplita.

От КС Cristuru Secuiesc расходятся газопроводы, соединяющиеся с другими газотранспортными системами. Газопровод D_y=700 *мм* L=29 *км,* соединяет КС Cristuru Secuiesc и КС Dames газотранспортной системы Corunca-Rasnov. Другой газопровод D_y=800 *мм* L=21 *км* соединяет КС Cristuru Secuiesc с узловой точкой Sangeorgiu de Padure, от которой начинается газопровод Sangeorgiu de Padure-Botorca L=42 *км*. Этот газопровод служит технологической перемычкой, соединяющей четыре газотранспортные системы. Узловая точка Sangeorgiu de Padure соединяется тремя параллельными газопроводами L=25 *км* с КС Dames газотранспортной системы Corunca – Rasnov. От узловой точки Sangeorgiu de Padure начинается газопровод отвод D_y=400 *мм* L=27 *км* до ГРС Sovata. К этому газопроводу отводу и к газопроводам, образующим треугольник между КС Cristuru Secuiesc, КС Dames и узловой точкой Sangeorgiu de Padure подключены газовые месторождения.

Другая газотранспортная система начинается с территории Украины (ГИС Теково) МГ Tekovo – Mediesu Aurit D_y=700 *мм* L=30 *км*. В Mediesu Aurit установлена ГИС, от которой расходятся две газотранспортные системы Mediesu Aurit – Corunca и Mediesu Aurit – Jupa и один РГ Mediesu Aurit-Sighetu Marmatie D_y=300 *мм* L=69 *км*. Техническая возможная производительность газопровода Tekovo – Mediesu Aurit через ГИС Mediesu Aurit составляет 370,8 *GWh/d* или около 32,7 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

Газотранспортная система Mediesu Aurit – Corunca L=216 *км* состоит из нескольких последовательных участков различной конфигурации.

На участке Mediesu Aurit – Baia Mare находятся три параллельных МГ D_y=700 *мм*, D_y=300 *мм* и D_y=300 *мм* L=30 *км*. На 22 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Satu-Mare и Maramures. На 30 *км* к МГ Mediesu Aurit – Corunca подключена ГРС Baia Mare.

Участок Baia Mare-Caseiu состоит из одного газопровода D_y=500 *мм* L=40 *км* до узловой точки Lozna и двух параллельных трубопроводов D_y=500 *мм* L=32 *км* до узловой точки Caseiu. На 58 *км* газопровод пересекает границу между жудец Maramures и Salaj, на 90 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Salaj и Sluj.

От узловой точки Baia Mare начинается РГ Baia Mare – Lozna D_y=250/500 *мм* L=103 *км*. Газопровод на 46 *км* пересекает границу между жудец Maramures и Satu-Mare, на 53 *км* границу между жудец Satu – Mare и Salaj. На 70 *км* (Zalau) к РГ Baia Mare – Lozna подключается ГРС Zalau. От узловой точки Zalau РГ Baia Mare – Lozna продолжается трубопроводом D_y=500 *мм* до узловой точки Lozna, где он соединяется с 70 *км* (Lozna) МГ Mediesu Aurit – Corunca. На 70 *км* (Zalau) от РГ Baia Mare – Lozna начинается газопровод отвод L=55 *км* до ГРС Gilau, который на 30 *км* пересекает границу между жудец Salaj и Sluj.

От узловой точки Baia Mare начинается РГ Baia Mare – Caseiu D_y=250 *мм* L=73 *км*, который в конце соединяется с 102 *км* (Caseiu) МГ Mediesu Aurit – Corunca. На 33 *км* к этому газопроводу подключена ГРС Tirgu Lapus, а на 73 *км* он пересекает границу между жудец Maramures и Sluj.

Следующие участки МГ Mediesu Aurit – Corunca от узловой точки Caseiu (102 *км*) до КС Taga (137 *км*) L=35 *км* и от КС Taga до узловой точки Sarmasel (160 *км*) L=23 *км* состоят из трёх параллельных трубопроводов D_y=700 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=250 *мм*. На 110 *км* к газопроводу D_y=250 *мм* подключена ГРС Dej, на 122 *км* ГРС Ghela, на 127 *км* от газопровода D_y=500 *мм* начинается газопровод D_y=300/250 *мм* L=58 *км* до ГРС Bistrita. На 13 *км* этот газопровод пересекает границу между жудец Sluj и Bistrita-Nasaud, на 15 *км* установлена КС Fontanele, на 34 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Roteag и ГРС Nasaund. На 158 *км* МГ Mediesu Aurit – Corunca пересекает границу между жудец Sluj и Myres. В узловой точке Sarmasel (160 *км*) к системе газопроводов Mediesu Aurit – Corunca подключено ПХГ Sarmasel. От узловой точки Sarmasel отходят два параллельных газопровода до узловой точки Ceanu D_y=600 *мм* и D_y=500 *мм* L=20 *км*.

Участок Sarmasel – Sanmartinu de Campie L=13 *км* состоит из двух параллельных МГ D_y=500 *мм*. В конце участка от КС Sanmartinu de Campie, расположенной недалеко от населённого пункта Ulies, отходят два газопровода D_y=300 *мм* и D_y=200 *мм* L=30 *км* к узловой точке Ceanu от которой газ направляется по двум газопроводам D_y=500 *мм* и D_y=200 *мм* L=25 *км* к ГРС Cluj-Napoca и по двум газопроводам D_y=600 *мм* и D_y=300 *мм* L=15 *км* к узловой точке Campia Turzii где подключена ГРС Campia Turzii.

МГ Mediesu Aurit – Corunca на участке Sanmartinu de Campie – Band L=17 *км* состоит из трёх параллельных МГ D_y=500 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=600 *мм*. В конце участка расположена КС Band к которой подключается газопровод D_y=500 *мм* L=45 *км* до КС Botorca газотранспортной системы Botorca – Resita.

МГ Mediesu Aurit – Corunca на участкеBand – Ungheni L=13 *км* состоит из двух параллельных МГ D_y=500 *мм*, D_y=500 *мм*. Участок заканчивается узловой точкой Ungheni (203 *км*) от которой начинается РГ Ungheni – C.Napoca D_y=500 *мм* L=84 *км* до ГРС Cluj-Napoca. На 30 *км* (Ludus) этого РГ подключена ГРС Ludus, на 38 *км* он пересекает границу между жудец Mures и Sluj, на 52 *км* подключена ГРС Campia Turzii и газопровод отвод до ГРС Ocna Mures и ГРС Aiud, на 60 *км* ГРС Turda и на 84 *км* ГРС Cluj-Napoca. К этой же узловой точке (Ungheni) МГ Mediesu Aurit – Corunca подключаются газопроводы: D_y=500 *мм* L=37 *км* до КС Botorca газотранспортной системы Botorca – Resita, газопровод L=16 *км* от узловой точки Coroi (13 *км*) газотранспортной системы Corunca – Rasnov, газопровод L=11 *км* от узловой точки Bahnea (15 *км*) газопровода Coroi – Botorca.

Последний участок газотранспортной системы Mediesu Aurit – Corunca от узловой точки Ungheni (203 *км*) до КС Corunca (216 *км*), состоит из трёх параллельных МГ D_y=500 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм* и заканчивается на КС Corunca к которой подключено ПХГ Targu Mures.

От ГИС Mediesu Aurit начинается газотранспортная система Mediesu Aurit – Jupa, состоящая из последовательно расположенных магистральных газопроводов.

МГ Mediesu Aurit – Abramut L=92 *км*, состоит из двух параллельно расположенных МГ Mediesu Aurit – Abramut I D_y=300 *мм* и Mediesu Aurit – Abramut II D_y=400 *мм*. На 20 *км* газопровода подключен газопровод L=5 *км* отвод до ГРС Satu Mare, на 50 *км* подключен газопровод L=7 *км* отвод до ГРС Tasnad и газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Carei, на 74 *км* подключен газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Valea lui Mihai и на 88 *км* подключена ГРС Marghita. На 72 *км* МГ Mediesu Aurit – Abramut пересекает границу между жудец Satu-Mare и Bihor. МГ Mediesu Aurit – Abramut заканчивается в узловой точке Abramut на 92 *км*.

От узловой точки Abramut начинается МГ Abramut – Horia D_y=500 *мм* L=148 *км*. На 15 *км* к газопроводу подключен газопровод L=24 *км* отвод до ГРС Alesd, на 38 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Oradea, на 47 *км* подключен газопровод отвод L=72 *км* до ГРС Stei, на 69 *км* подключен газопровод L=18 *км* отвод до ГРС Salontata, на 112 *км* подключены газопроводы отводы L=12 *км* до ГРС Ineu и L=14 *км* ГРС Chisineu-Cris, на 135 *км* подключена ГРС Pancota. На 85 *км* МГ Abramut – Horia пересекает границу между жудец Bihor и Arad. В конце газопровода установлена ГИС Horia, от которой начинается газопровод Horia – Csanadpalota L=53 *км* до границы с Венгрией (ГИС Csanadpalota), на 10 км которого подключена ГРС Arad. Техническая возможная производительность газопровода Horia – Csanadpalota через ГИС Csanadpalota со стороны Румынии в Венгрию составляет 50,3 *GWh/d* или около 4,41 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Horia – Csanadpalota через ГИС Csanadpalota со стороны Венгрии в Румынию составляет 77,5 *GWh/d* или около 6,8 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

МГ Horia – Reca L=57 *км* начинается на ГИС Horia и состоит из двух участков. На участке Horia – Fantanele L=13 *км* расположены два параллельных газопровода D_y=400 *мм*. На 13 *км* (Fantanele) к газопроводу подключена ГРС Fantanele. Второй участок от узловой точки Fantanele (13 *км*) до узловой точки Recas (57 *км*) L=44 *км* состоит из трёх параллельно расположенных газопроводов D_y=400 *мм*, D_y=400 *мм*

и D_y=500 *мм*. На 20 *км* МГ Abramut – Horia пересекает границу между жудец Arad и Timis. На 28 *км* к газопроводу подключена ГРС Maslok. От узловой точки Recas (57 *км*) начинается система газопроводов D_y=250 *мм*, D_y=250 *мм* и D_y=300 *мм* L=21 *км* до ГРС Timisora.

Последний МГ Recas – Jura газотранспортной системы Mediesu Aurit – Jupa состоит из двух параллельных МГ D_y=400 *мм* и D_y=500 *мм* L=70 *км*. На 34 *км* этого газопровода подключена ГРС Lugoi, на 50 *км* ГРС Nadrad, на 70 *км* ГРС Caransebes. На 57 *км* газопровод пересекает границу между жудец Timis и Caras-Severin. МГ Recas – Jura заканчивается на 70 *км* (Jura) где он подключается к 87 *км* (Jura) МГ Bacia – Resita.

От КС Botorca начинается система газопроводов до города Resita, состоящая из двух МГ.

МГ Botorca – Bacia L=116 *км* состоит из трёх параллельно расположенных трубопроводов D_y=600 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм*. От КС Botorca, от 24 *км* (Sona) и КС Vintu de Jos (72 *км*) начинаются распределительные газопроводы D_y=250 *мм* L=56 *км*, D_y=250 *мм* L=49 *км* и D_y=300 *мм* L=53 *км* (соответственно) до Sibiu. Далее от Sibiu (56 *км*) расположен газопровод отвод до ГРС Talmaciu (75 *км*). К этим газопроводам подключено большое количество месторождений газа и ГРС. На 4 *км* газопровод пересекает границу между жудец Mures и Alba. На 10 *км* к МГ Botorca – Bacia подключено ПХГ Cetate de Balte. На 30 *км* к МГ Botorca – Bacia подключена ГРС Blaj, на 60 *км* ГРС Aiba Lulia и газопровод отвод L=30 *км* до ГРС Zlatna, на 70 *км* ГРС Sebes. На 90 *км* газопровод пересекает границу между жудец Alba и Nuhedora. МГ Botorca – Bacia заканчивается на 116 *км* в узловой точке Bacia к которой подключен газопровод отвод до ГРС Hunedoara, ГРС Deva, ГРС Simeria и ГРС Branisca.

От узловой точки Bacia начинается МГ Bacia – Resita L=120 *км*, состоящий из трёх участков параллельных трубопроводов. На первом участке от Bacia (0 *км*) до узловой точки Hateg (24 *км*) расположены два трубопровода D_y=500 *мм*. От узловой точки Hateg начинается МГ Hateg – Turberea.

Второй участок Hateg – Jupa L=63 *км* состоит из двух МГ D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*. На 49 *км* газопровод пересекает границу между жудец Nuhedora и Caras-Severin. На 75 *км* к газопроводу подключена ГРС Otelu Rosu. В узловой точке Jupa (87 *км*) к МГ Bacia – Resita подключается МГ Recas – Jura.

Последний участок МГ Bacia– Resita от узловой точки Jupa (87 км) до Recas (120 *км*) L=33 *км* состоит из двух газопроводов D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*. В конце газопровода к нему подключены ГРС Resita, ГРС Bocsa и газопровод отвод до ГРС Anina.

От КС Corunca и КС Botorca начинаются две газотранспортные системы, которые соединяются в узловой точке Rasnov и далее система газопроводов продолжатся до Bucuresti.

От КС Corunca начинается газотранспортная система Corunca – Rasnov L=150 *км*, состоящая в основном из участков двух параллельных МГ D_y=500 *мм* и D_y=600 *мм*. Только последний участок состоит из трёх газопроводов D_y=500 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=600 *мм*.

На 13 *км* (Coroi) к системе подключаются газопроводы, соединяющие технологический узел Coroi с КС Cristuru Secuiesc МГ Batani – Cristuru Secuiesc через узловую точку Sangeorgiu de Padure, с узловой точкой Ungheni газотранспортной

системы Mediesu Aurit – Corunca, КС Botorca газотранспортной системы Botorca – Resita.

На 37 *км* (КС Danes) к системе подключаются газопроводы, соединяющие КС Danes с узловой точкой Noul Sasesc, с КС Brateiu газотранспортной системы Botorca – Rasnov, с КС Cristuru Secuiesc МГ Batani – Cristuru Secuiesc через узловую точку Sangeorgiu de Padure.

На 54 *км* газопровод пересекает границу между жудец Mures и Sibiu, а на 62 *км* границу между жудец Sibiu и Brasov.

На 85 *км* между газотранспортными системами Corunca – Rasnov и Botorca – Rasnov установлена перемычка, к которой подключена ГРС Fagaras.

На 133 *км* (Coldea) к системе МГ подключается РГ Bixad – Coldea L=60 *км*, состоящий из участка D_y=400 *мм* до Sfantu Cheorghe и D_y=250 *мм* до Coldea и газопровод отвод до ГРС Brasov.

На последнем участке Coldea – Rasnov газотранспортная система состоит из трёх газопроводов D_y=500 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=600 *мм*.

На 150 *км* (Rasnov) газотранспортная система Corunca – Rasnov заканчивается, соединяясь с газотранспортной системой Botorca – Rasnov.

От КС Botorca начинается газотранспортная система Botorca – Rasnov L=125 *км*, состоящая из участков с различным набором параллельных трубопроводов.

Участок Botorca – Brateiu L=16 *км* состоит из двух МГ D_y=500 *мм* и D_y=600 *мм*. К КС Brateiu подключается газопровод D_y=500 *мм* L=22 *км* от КС Danes газотранспортной системы Corunca – Rasnov. На этом участке к системе подключено несколько месторождений газа.

Участок Brateiu – Noul Sasesc (16–31 км) состоит из двух МГ D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм*. К узловой точке Noul Sasesc подключается газопровод от КС Danes газотранспортной системы Corunca – Rasnov.

Участок Noul Sasesc – Dealul Frumos (31–47 км) состоит из трёх МГ D_y=500 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм*.

Участок Dealul Frumos – Sambata de Sus (47–73 км) состоит из трёх МГ D_y=500 *мм*, D_y=300 *мм* и D_y=300 *мм*. На 54 *км* газопровод пересекает границу между жудец Sibiu и Brasov.

От КС Dealul Frumos и узловой точки Sambata de Sus начинаются два газопровода L=27 *км* и L=11 *км* до ГРС Victoria.

Два участка Sambata de Sus – Sinca (73–100 км) и Sinca – Paltin (100–108 *км*) состоят из трёх МГ D_y=500 *мм*, D_y=300 *мм* и D_y=300 *мм*. От технологического узла Paltin начинается распределительный газопровод Platin – Corbu L=145 *км*.

Последний участок Paltin – Rasnov (108–125 км) газотранспортной системы Botorca-Rasnov состоит из двух МГ D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм*.

На 125 *км* (Rasnov) газотранспортная система Botorca – Rasnov заканчивается, соединяясь с газотранспортной системой Corunca – Rasnov.

РГ Paltin – Corbu состоит из двух участков. Первый участок от Paltin (0 *км*) до Campulung (45 *км*) состоит из одного трубопровода D_y=500 *мм*. На 20 *км* газопровод пересекает границу между жудец Brasov и Arges. На 45 *км* к газопроводу подключена ГРС Campulung. От 45 *км* (Campulung) РГ Paltin – Corbu начинается РГ Campulung – Dragasani L=117 *км*. Второй участок РГ Paltin – Corbu от узловой точки Campulung (45 км) до узловой точки Corbu (145 *км*) состоит из двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм*. На 99 *км* к газопроводу подключена ГРС Pitesti. На 141 *км* газопровод пересекает границу между жудец Arges и Olt. РГ Paltin

– Corbu заканчивается в узловой точке Corbu (145 *км*), подключаясь к МГ Hurezan – Bucuresti.

РГ Campulung – Dragasani состоит из одного газопровода D_y=500 *мм*. На 41 *км* газопровода подключается ГРС Cutea de Arges, на 63 *км* ГРС Rimnicu Vilcea. На 50 *км* газопровод пересекает границу между жудец Arges и Valcea. РГ Campulung-Dragasani в узловой точке Dragasani (177 *км*), подключаясь к МГ Hurezani-Bucuresti.

От узловой точки Rasnov начинается МГ Rasnov – Bucuresti L=130 *км*, состоящий из трёх участков. Два участка до КС Butimanu (107 *км*) состоят из газопроводов D_y=600 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*. На 14 *км* газопровод пересекает границу между жудец Brasov и Prahova. На 53 *км* газопроводу подключается ГРС Campina. На 76 *км* (Nelelea) от газопровода начинается газопровод отвод до ГРС Poiesti. На 90 *км* газопровод пересекает границу между жудец Prahova и Dambovita. На 104 *км* к МГ подключается ПХГ Bilciuresti. На 107 км от КС Butimanu подключен газопровод отвод до ГРС Poiesti. Последний участок состоит из газопроводов D_y=600 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=300 *мм*, которые заканчиваются на кольцевом газопроводе Bucuresti. На 114 *км* газопровод пересекает границу между жудец Dambovita и Ilfov.

От узловой точки Hateg расположенной на 24 *км* МГ Bacia – Resita начинается МГ Hateg – Turberea D_y=500 *мм* L=123 *км*. На 40 *км* к газопроводу подключены ГРС Vulcal и ГРС Petrosani, на 79 *км* ГРС Tirgu Jui, ГРС Stanesti и газопровод отвод L=40 *км* до ГРС Motru к которому на 15 *км* подключаются газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Rovinari и газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Tismana, на 89 *км* подключен газопровод отвод L=21 *км* до ГРС Tirgu Carbunesti, на 111 *км* подключена ГРС Saulesti и на 123 *км* ГРС Turburea. На 111 *км* (Saulesti) и на 123 *км* (Turberea) от МГ Hateg-Turberea отходят два газопровода перемычки D_y=400 *мм* L=14 *км* и L=16 *км* в сторону узловой точки Hurezani газопровода Hurezani-Bucuresti. К МГ Hateg – Turberea подключено несколько месторождений газа.

От узловой точки Turburea начинается МГ Turberea – Craiova, состоящий из трёх параллельных газопроводов D_y=500 *мм* L=52 *км*. На 15 *км* газопровод пересекает границу между жудец Gorj и Dolj. На 17 *км* к газопроводу подключается большой газопровод отвод L=86 *км* до ГРС Drobeta-Turnu Severin к которому на 10 *км* подключена ГРС Filiasi, а на 43 *км* ГРС Strehaia. В конце, к МГ Turberea – Craiova подсоединяется ГРС Craiova и ПХГ Ghercesti. К МГ Turberea – Craiova подключено несколько месторождений газа.

От узловой точки Hurezani начинается газотранспортная система Hurezani – Bucuresti L=205 *км*, состоящей из участков разной конфигурации.

Первый участок Hurezani – Oveselu (0–33 км) и второй участок Oveselu – Corbu (33–99 км) состоят из трёх параллельных газопроводов D_y=500 *мм*. На 10 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Gorj и Valcea. На 33 *км* (Oveselu) к газопроводу подключается газопровод отвод L=45 *км* до ГРС Bals, который на 29 *км* пересекают границу между жудец Valcea и Olt. На 51 *км* к газопроводу подключается ГРС Dragasani. На 55 *км* недалеко от населённого пункта Dragasani к МГ Hurezani-Bucuresti подключается РГ Campulung – Dragasani D_y=500 *мм* L=117 *км*. На 55 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Valcea и Olt. На 80 км к газопроводу подключен газопровод отвод L=19 *км* до ГРС Slatina, к которому подключено три месторождения газа. На 99 *км* (Corbu) к МГ Hurezani – Bucuresti подключается РГ Paltin – Corbu D_y=600/500 *мм* L=145 *км*.

От 99 км (Corbu) начинается РГ Corbu – Turnu Magurele L=82 *км*, состоящий из двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм*. На 28 *км* к этому газопроводу подключен газопровод отвод L=35 *км* до ГРС Caracal, к которому на 21 *км* подключена ГРС Draganesti-Olt, на 39 *км* газопровода Corbu – Turnu Magurele подключен газопровод отвод L=11 *км* до ГРС Arosiori de Vede, на 57 *км* подключен газопровод отвод L=40 *км* к ГРС Alexandria, от 18 *км* которого начинается газопровод отвод L=45 *км* до ГРС Zimnicea.

Два последних участка Corbu – Padisor (99–184 км) и Padisor – Bucuresti (164–205 км) состоят из двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм*. На 102 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Olt и Agres, на 124 *км* границу между жудец Agres и Teleorman, а на 162 *км* границу между жудец Teleorman и Giurgiu. На 184 *км* (Padisor) от МГ Hurezani – Bucuresti начинается газопровод отвод L=70 *км* до ГРС Giurgiu. На 188 *км* газопроводы пересекают границу между жудец Giurgiu и Ilfov. Система газопроводов Hurezani – Bucuresti заканчивается на 205 *км*, подключаясь к кольцевому газопроводу города Бухарест (Bucuresti).

МГ Sendreni – Bucuresti I D_y=500 *мм* L=180 *км* и Sendreni – Bucuresti II D_y=800 *мм* L=172 *км* начинаются на 48 *км* (Sendreni) МГ Isaccea – Onesti.

До 14 *км* (КС Silistea) два этих газопровода идут в одном технологическом коридоре, состоящем из трёх параллельных газопроводов до 13 *км* (Silistea) и одного газопровода от 13 *км* до 14 *км*. На 13 *км* (Silistea) от МГ Sendreni – Bucuresti начинается РГ Silistea – Mihai Brava D_y=600 *мм* L=44 *км*.

После КС Silistea МГ Sendreni – Bucuresti I и Sendreni – Bucuresti II расходятся до узловой точки Urziceni (132 *км*), где они снова сходятся. Между 76 *км* (Jugureanu) Sendreni – Bucuresti II и 82 *км* (Moisica) МГ Sendreni – Bucuresti I существует технологическая перемычка L=22 *км*, состоящая из двух трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=300 *мм*.

На 47 *км* к МГ Sendreni – Bucuresti I подключена ГРС Chergheasa. На 57 *км* этот газопровод пересекает границу между жудец Braila и Buzau. К 82 *км* (Moisica) МГ Sendreni – Bucuresti I подключается газопровод отвод L=40 *км* до ГРС Izvoru, к которому на 20 *км* подключена ГРС Buzau. На 129 *км* газопровод пересекает границу между жудец Buzau и Ialomita. На 140 *км* (Urziceni) МГ Sendreni – Bucuresti I подключено ПХГ Urziceni. От 140 *км* (Urziceni) МГ Sendreni – Bucuresti I начинается РГ Urziceni – Calarasi D_y=500 *мм* L=85 *км* который на 27 *км* пересекает границу между жудец Ialomita и Calarasi, а на 85 *км* к нему подключена ГРС Calarasi.

От 76 *км* (Jugureanu) МГ Sendreni – Bucuresti II начинается РГ Jugureanu – Calarasi D_y=500 *мм* L=83 *км*, который на 22 *км* пересекает границу между жудец Braila и Ialomita, а на 51 *км* границу между жудец Ialomita и Calarasi. На 40 *км* к газопроводу подключается ГРС Amara и газопровод отвод L=30 *км* до ГРС Tandorei, на 45 *км* ГРС Slobozia, на 60 *км* ГРС Oragalia и газопровод отвод L=46 *км* до ГРС Fetesti. На 83 *км* (Calarasi) РГ Jugureanu – Calarasi соединяется с РГ Urziceni – Calarasi.

На 76 *км* (Jugureanu) МГ Sendreni – Bucuresti II пересекает границу между жудец Braila и Buzau, а на 112 *км* границу между жудец Buzau и Ialomita. На 132 *км* (Urziceni) МГ Sendreni – Bucuresti II соединяется с МГ Sendreni – Bucuresti I и далее они проходят в одном технологическом коридоре.

МГ Sendreni – Bucuresti I на 180 *км* пересекает границу между жудец Ialomita и Ilfov, и здесь же соединяется с газопроводом полукольцом, огибающим город Бухарест (Bucuresti). МГ Sendreni – Bucuresti I заканчивается на 185 *км* соединяясь с кольцевым газопроводом города Бухарест (Bucuresti). К кольцевому газопроводу города Бухарест (Bucuresti) подключено ПХГ Balaceanca.

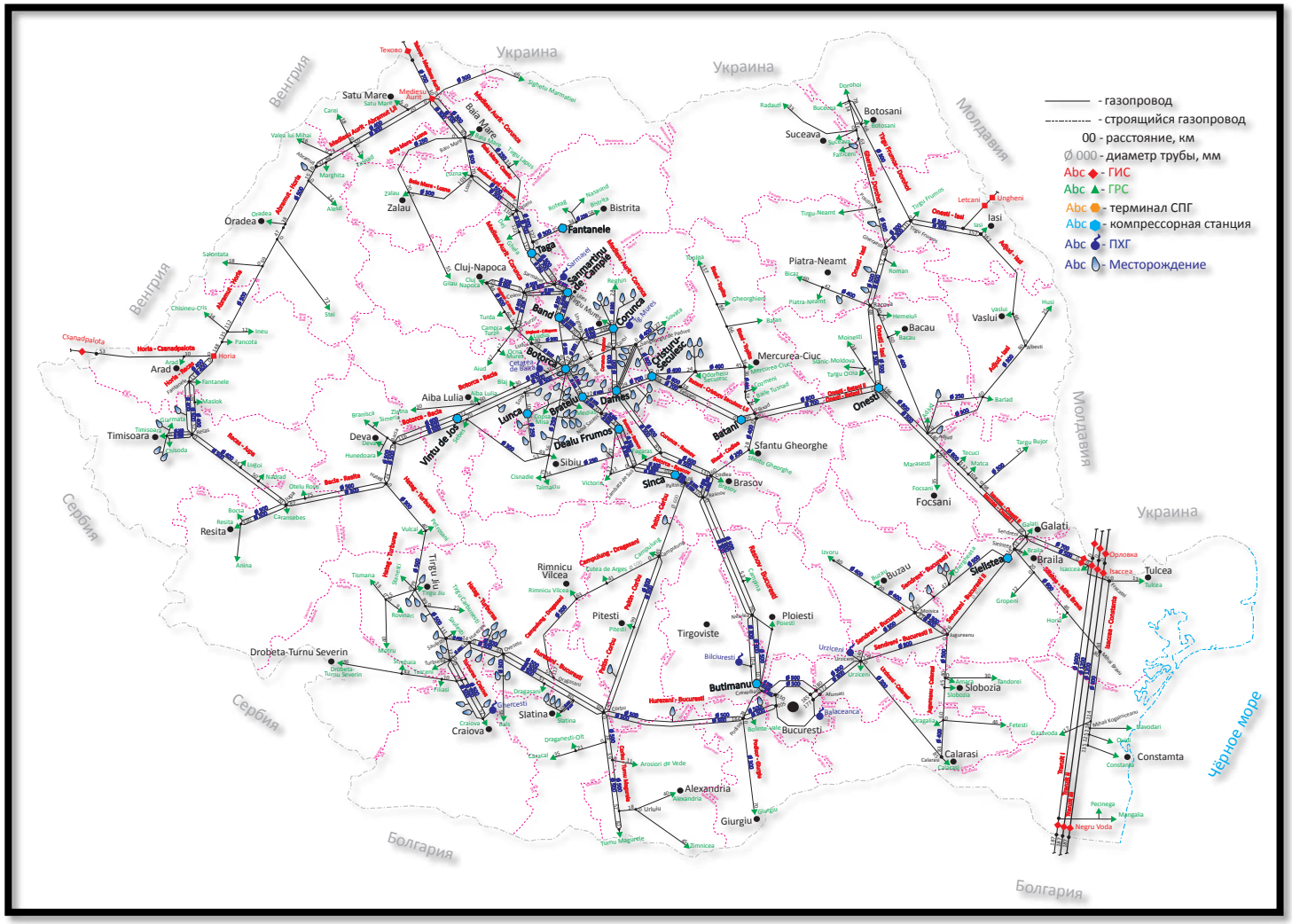


Рис. № 2.2.85 Потоковая схема газопроводов Румынии

МГ Sendreni – Bucuresti II на 172 *км* пересекает границу между жудец Ialomita и Ilfov. МГ Sendreni – Bucuresti II заканчивается на 177 *км* соединяясь с кольцевым газопроводом города Бухарест (Bucuresti).

2.2.8.22. Система газоснабжения Сербии

Вся поставка газа в систему газоснабжения Сербии осуществляются по двум МГ из Венгрии через ГИС Kuskundorozsna/Horgos и МГ Balkan Stream через ГИС Zaychar из Болгарии. Из газотранспортной системы Сербии газ поступает в Боснию и Герцеговину через ГИС Zvornik.

Система газоснабжения Сербии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены через газопроводы отводы ГРС, от которых газ поступает в систему газоснабжения потребителей.

Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Сербии работают при рабочем давлении P_y=5,5 МПа.

Система магистральных газопроводов Horgos – Gospodinci начинается на границе с Венгрией (ГИС Kuskundorozsna/Horgos) двумя параллельными МГ Horgos – Gospodinci I D_y=750 *мм* L=88 *км* и МГ Horgos – Gospodinci II D_y=700/750 *мм* L=92 *км*. Техническая возможная производительность МГ Horgos – Gospodinci I, II через ГИС Horgos составляет 142,1 *GWh/d* или около 12,47 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

На 15 *км* МГ Horgos – Gospodinci I подключены два газопровода отвода D_y=150 *мм* L=19 *км* до ГРС Palic и D_y=150 *мм* L=30 *км* до ГРС Subotica. На 54 *км* этого же газопровода подключены два газопровода отвода L=28 *км* до ГРС Cantavir и L=31 *км* до ГРС Bocka.

На 25 *км* изменяется диаметр МГ Horgos – Gospodinci II с D_y=700 *мм* на D_y=750 *мм*. На участке от 25 *км* до 54 *км* МГ Horgos – Gospodinci I и от 25 *км* до 47 *км* МГ Horgos – Gospodinci II газопроводы проходят в разных технологических коридорах.

На 36 *км* (Senta) МГ Horgos – Gospodinci II начинается РГ Senta – Elemir L=90 *км*, состоящий из последовательных участков разной конфигурации. Участок от 0 *км* (Senta) до 20 *км* (Mokrin) состоит из одного трубопровода D_y=600 *мм*, участки от 20 *км* (Mokrin) до 32 *км* (Kikinda) и от 32 *км* (Kikinda) до 57 *км* (Nova Crnja) состоят из трёх параллельных трубопроводов D_y=250 *мм* и участок от 57 *км* (Nova Crnja) до 90 *км* (Elemir) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=150 *мм* и D_y=300 *мм*. На 57 *км* (Nova Crnja) к газопроводу подключатся газопровод отвод D_y=500 *мм* L=25 *км* до ГРС N. Milosevo и два газопровода отвода, образующих кольцо до ГРС Voijvoda Stepa, Radojevo, Hetin, Srpski-Itebej, Aleksandrovo, на 80 *км* подключается газопровод отвод D_y=500 *мм* L=25 *км* до ГРС N. Becej. На 90 *км* (Elemir) к распределительному газопроводу Senta – Elemir подключены РГ Gospodinci – Elemir, газопровод отвод D_y=200 *мм* L=37 *км* до ГРС Medja, газопровод подключения D_y=200 *мм* L=15 *км* к ПХГ Bonatski Dvor и ГРС Bonatski Dvor, РГ Elemir – Vrsac.

Система магистральных газопроводов Horgos – Gospodinci заканчивается на 88/92 *км* в большом узловом пункте системы газоснабжения Сербии Gospodinci.

От узлового пункта Gospodinci начинается РГ Gospodinci – Elemir L=27 *км*, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=300 *мм* и D_y=150 *мм*. РГ

Gospodinci – Elemir, РГ Senta – Elemir и часть системы магистральных газопроводов Horgos – Gospodinci образуют кольцевую систему газопроводов.

От узлового пункта Gospodias начинается РГ Gospodinci – Sambor L=92 *км*, заканчивающийся на границе с Хорватией (Apatin). Газопровод состоит из двух последовательных участков: до 18 *км* (Srbobran) два параллельных трубопровода D_y=400 *мм* и D_y=300 *мм* и после 18 *км* (Srbobran) один трубопровод D_y=300 *мм*. К РГ Gospodinci – Sambor подключаются ГРС: на 28 *км* Vrbas, 39 *км* Kula, 49 *км* Cvernka, 57 *км* Sivas, 76 *км* Sombor и на 92 *км* Apatin.

От узлового пункта Gospodinci начинается распределительная газотранспортная система Gospodinci – Novi Sad – Backa Polanka. От 0 *км* (Gospodinci) до 11 *км* система состоит из трёт параллельных газопроводов D_y=300 *мм*, D_y=300 *мм*, D_y=200 *мм* и L=88 *км*. Далее два газопровода D_y=300 *мм* огибают город Novi Sad с севера до 25 *км* (Futog), а один газопровод D_y=200 *мм* огибает город с юга до 45 *км* (Futog). В районе населённого пункта Futog северное и южное полукольца сходятся. На южной части кольцевого газопровода подключены ГРС на 30 *км* Beocin, на 44 *км* ГРС S.Karlovci. Далее РГ Gospodinci – Novi Sad – Backa Polanka продолжается до 50,4 *км* (ГРС Backa Polanka) одним трубопроводом D_y=300 *мм*.

От узлового пункта Gospodinci начинается система магистральных газопроводов Gospodinci – Batajnica – Cicevac L=183 *км*, состоящая из нескольких последовательных магистральных и распределительных газопроводов. Эта система магистральных газопроводов расположена параллельно с транзитным магистральным газопроводом Balkan Stream D_y=1200 *мм*.

МГ Gospodinci – Batajnica D_y=750 *мм* L=61 *км* начинается в узловом пункте Gospodiac и заканчивается на КС Batajnica. Эта КС является единственной КС в системе газоснабжения Сербии. На 42 *км* газопровода подключена ГРС N. Karlovce. От 50 км МГ Gospodinci – Batajnica, где подключена ГРС St.Pazova, начинается РГ St.Pazova – S. Mitrovica D_y=300 *мм* L=50 *км* до ГРС Stremska Mitrovica. На 56 *км* МГ Gospodinci – Batajnica пересекает границу между автономным краем Vojvodina и Central Serbia. На 61 км подключена ГРС N.Pazova. От 61 км (Batajnica) МГ Gospodinci – Batajnica начинается РГ Batajnica – Loznica – Zvornik D_y=400 *мм* L=133 *км* до границы с Боснией и Герцеговиной (ГИС Zvornik) и далее до ГРС Zvornik. На 27 *км* (Popinci) этого распределительного газопровода существует перемычка D_y=200 *мм* L=27 *км* с 50 *км* (Stremska Mitrovica) распределительного газопровода St.Pazova-S.Mitrovica. На 14 *км* РГ St.Pazova – S.Mitrovica пересекает границу между Central Serbia и автономным краем Vojvodina, а на 58 *км* между автономным краем Vojvodina и Central Serbia. На РГ St.Pazova – S.Mitrovica подключены ГРС на 27 *км* Popinci, на 76 *км* ГРС Sabac, на 105 *км* Lesnica, на 120 *км* ГРС Loznica. ГРС Mali Zvornik запитывается от газопровода на территории Боснии и Герцеговины. Техническая возможная производительность РГ St.Pazova – S. Mitrovica через ГИС Zvornik составляет 18,0 *GWh/d* или около 1,78 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От КС Batajnica начинается МГ Batajnica – Cicevac длиной 122 *км*, состоящий из последовательных участков газопровода разного диаметра. Первый участок от 0 *км* (Batajnica) до 108 *км* (Velika Plana) состоит из МГ D_y=600 *мм*, который огибает город Beograd с запада. К газопроводу подключены ГРС: Surcin, Stremcica, Ripanj, Mladenovac, Pudarci, Granice, Smederevska Palanka. На 89 *км* к МГ «Batajnica-Cicevac» подключен газопровод отвод D_y=150 *мм* L=20 *км* до ГРС Arandelovac. С

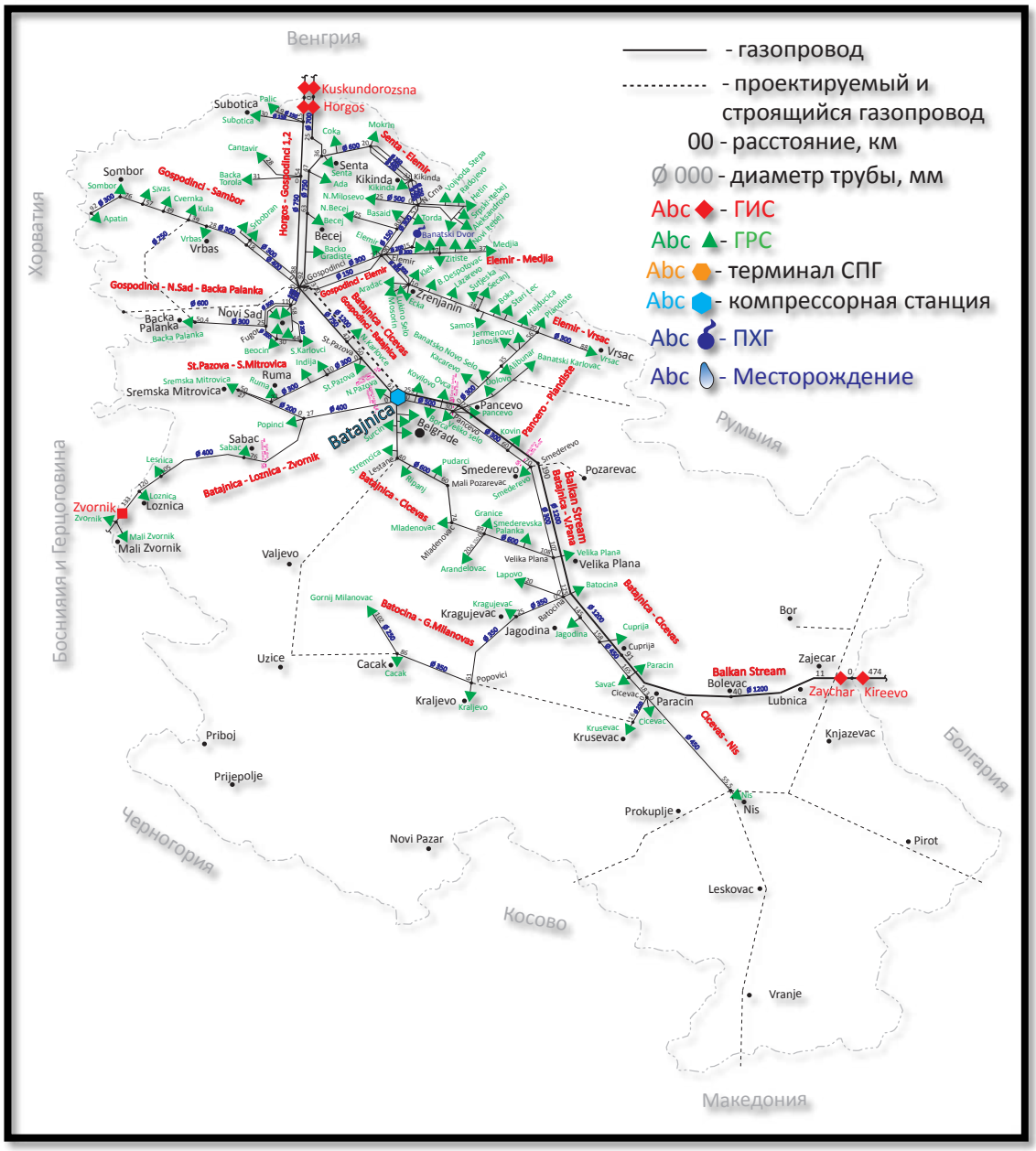


Рис. № 2.2.86 Потоковая схема газопроводов Сербии

востока город Beograd огибает РГ Batajnica – Velika Plana L=106,5 *км*. Этот газопровод начинается на 0 *км* (Batajnica) до 30 *км* (Pancevo) газопроводом D_y=500 *мм* и далее до 106,5 *км* (Velika Plana) газопроводом D_y=300 *мм*. На 30 *км* РГ Batajnica – Velika Plana пересекает границу между Central Serbia и автономным краем Vojvodina, а на 68 *км* границу между автономным краем Vojvodina и Central Serbia. К РГ Batajnica – Velika Plana подключаются ГРС: Kovilovo, Ovca, Borca, Veliko selo, Pancevo, Kovin, Smederevo, Velika Plana. На 30 *км* (Pancevo) РГ Batajnica – Velika Plana начинается РГ Pancevo – Plandiste D_y=300 *мм* L=56 *км* до ГРС Plandiste. На 56 *км* (Plandiste) этот газопровод соединяется с 70 *км* (Plandiste) РГ Elemir – Visac D_y=300 *мм* L=88 *км*. На 30 *км* (Pancevo) РГ Batajnica – Velika Plana начинается газопровод отвод D_y=250 *мм* L=35 *км* до ГРС Dolovo и ГРС Bonatski Korlovac.

Второй участок МГ Batajnica – Cicevac от 108 *км* (Velika Plana) до 183 *км* (Cicevas) состоит из газопровода D_y=450 *мм*. На 125 *км* (Batocina) МГ начинается РГ Batocina – G.Milanovac D_y=350/250 *мм* L=102 *км*. На 25 *км* к этому газопроводу

подключена ГРС Kragujevac, на 61 *км* (Popovici) отходит газопровод отвод D_y=250 *мм* L=4 *км* до ГРС Kraljevo, на 86 *км* подключена ГРС Cacak, а на 102 *км* ГРС Gornij Milanovac. Последний участок РГ Batocina – G.Milanovac от 211 км (Cacak) до 227 км (Garnij Milanovac) состоит из трубопровода D_y=250 *мм*. На 125 *км* (Batocina) МГ Batajnica – Cicevas начинается газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Lapovo. На 145 *км* МГ Batajnica – Cicevac подключена ГРС Jagodina, на 158 *км* ГРС Cuprija, на 165 *км* ГРС Savac и ГРС Paracin на 183 *км* ГРС Cicevac. К 183 *км* (Cicevac) МГ Batajnica – Cicevac подключается газопровод отвод D_y=250 *мм* L=16 *км* до ГРС Krusevac и РГ D_y=450 *мм* L=55,5 *км* Cicevac – Nis, заканчивающийся на ГРС Nis.

От границы Болгарии (ГИС Zaychar) и Сербии (ГИС Kireevo) начинается транзитный МГ Balkan Stream D_y1200 *мм* L=403 *км* (часть газопровода еще находится в стадии строительства). Техническая возможная производительность газопровода со стороны Болгарии в Сербию через ГИС Kireevo и Zaychar составляет 398,13 *GWh/d* или около 34,8 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода со стороны Сербии в Болгарию через ГИС Zaychar и Kireevo составляет 335,26 *GWh/d* или около 29,3 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

Недалеко от города Paracin МГ Balkan Stream поворачивает и начинает располагаться параллельно системе магистральных газопроводов Gospodinci – Batajnica-Cicevac. На 255 км МГ Balkan Stream расположена КС Batajnica МГ Gospodinci – Batajnica.

2.2.8.23. Система газоснабжения Словакии

Газ на территорию Словакии поступает по пяти магистральным газопроводам (Союз, Прогресс, Уренгой – Ужгород, Долина – Ужгород II, Долина – Ужгород I) через ГИС Ужгород/Velke Kapusany с территории Украины.

Газопроводы Словакии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным газопроводам системы газоснабжения Словакии относятся две транзитные системы: Velke Kapusany – Lanzhot и Plavensy Peter – Vysoka pri Morave.

Распределительные газопроводы внутренней системы газоснабжения Словакии подразделяются на три уровня в зависимости от давления, при которых они эксплуатируются: P_y=6,4 *МПа,* P_y=4,0 *МПа* и P_y=2,5 *МПа*.

Некоторые распределительные газопроводы имеют значительную протяжённость.

На магистральных и распределительных газопроводах установлены газораспределительные станции высокого давления (ГРС ВД), осуществляющие функции снижения давления (P_y=6,4 *МПа,* P_y=4,0 *МПа* или P_y=2,5 *МПа*.) и замера расхода газа перед его направлением во внутреннюю газораспределительную систему или в распределительный газопровод или газопровод отвод, работающие с давлением низшего уровня. К таким станциям относятся: Velke Kapusany, Trebisov, Bohunovo, Rimavska Sobota, Kokava nad Rimavicou, Brezno, Tatranska Strba, Poprad, Presov, Lovinobana, Mytne Ludany, Ziar nad Hronom, Nededza, Chyzerovce, Madunice, Horne Srnie, Podhorie, Sverepec, Jablonica, Mojmirovce, Sal'a, Banov, Komarno, Chorvatsky Grob, Devinska, Haniska, Kriva, Zvolen, Rybnik, Strecno, Jelsovce, Povazany, Dolna Suca, Plavesky Peter, Myjava, Devinska Nova Ves, Bernolakovo и другие. Причём на

некоторых ГРС ВД существуют несколько выходов на разные рабочие давления газа.

ГРС подключаются, к распределительным газопроводам и газопроводам отводам и осуществляют функцию понижения давления и распределения газа уже непосредственно в низкие муниципальные сети газоснабжения потребителей.

От границы с Украиной (ГИС Ужгород) газ поступает в систему газоснабжения Словакии (ГИС Velke Kapusany) по транзитной системе газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot L=452 *км*, состоящей из четырёх МГ: МГ Velke Kapusany – Lanzhot I D_y=800 *мм*, МГ Velke Kapusany – Lanzhot II D_y=1400 *мм*, Velke Kapusany – Lanzhot III D_y=1400 *мм*, Velke Kapusany – Lanzhot IV D_y=1400 *мм* и через ГИС Budince по РГ Velke Kapusany – Mokry Haj (Bratstvo) D_y=700 *мм* L=452 *км* P_y=64 *bar*.

Техническая возможная производительность магистральных газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot через ГИС Velke Kapusany со стороны Украины в Словакию составляет 2080,0 *GWh/d* или около 186,38 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность распределительного газопровода Velke Kapusany – Mokry Haj (МГ Bratstvo) через ГИС Budince со стороны Украины в Словакию составляет 249,6 *GWh/d* или около 22,36 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность распределительного газопровода Velke Kapusany – Mokry Haj (МГ Bratstvo) через ГИС Budince со стороны Словакии в Украину составляет 416,0 *GWh/d* или около 37,28 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2017).

На 6 *км* системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot установлена КС Velke Kapusany, на 118 *км* КС Jablonov nad Turou, на 228 *км* КС Velke Zlievce, на 340 *км* КС Ivanka pri Nitre. От КС Velke Kapusany система продолжается пятью параллельными газопроводами: тремя D_y=1200 *мм* и двумя D_y=1400 *мм*.

На 23 *км* системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot установлена ГРС ВД Trebisov, на 160 *км* ГРС ВД Rimavska Sobota, на 288 *км* ГРС ВД Mytne Ludany, на 339 *км* ГРС ВД Mojmirovce, на 413 *км* ГРС ВД Plavesky Peter.

На 228 *км* системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot установлена КС Velke Zlievce, от которой начинается газопровод L=21 *км* до ГИС Balassagyarmat, расположенной на территории Венгрии. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Balassagyarmat со стороны Словакии в Венгрию составляет 128,9 *GWh/d* или около 11,55 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2017).

На 149 *км* МГ Velke Kapusany – Lanzhot пересекают границу между Kosicky kraj и Banskobystricky kraj, на 277 *км* границу между Banskobystricky kraj и Nitriansky kraj, на 363 *км* границу между Nitriansky kraj и Trnavsky kraj, на 413 *км* границу между Trnavsky kraj и Bratislavsky kraj, а на 419 *км* границу между Bratislavsky kraj и Trnavsky kraj.

На 413 *км* системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot расположен большой распределительный узел Plaveske Peter, от которого начинается транзитная система газопроводов Plaveske Peter – Vysoka pri Morave.

От 413 *км* (Plaveske Peter) системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot магистральные газопроводы Velke Kapusany – Lanzhot I и Velke Kapusany – Lanzhot II меняют свой диаметр на D_y=900 *мм*, а Velke Kapusany – Lanzhot IV на D_y=800 *мм*.

От 426 *км* (Laksarska Nova Ves) системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot начинается МГ Plaveske Peter – Vysoka pri Morave IV.

Недалеко от границы, от трубопровода D_y=800 *мм* начинается газопровод подключения к ПХГ Dolni Bojanovice, расположенному на территории Чехии.

Система газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot заканчивается на 452 *км* на границе с Чехией. На территории Чехии установлена ГИС Lanzhot. Техническая

возможная производительность магистральных газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot через ГИС Lanzhot со стороны Словакии в Чехию составляет 457,6 *GWh/d* или около 41,01 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность магистральных газопроводов через ГИС Lanzhot со стороны Чехии в Словакию составляет 1246,4 *GWh/d* или около 110,54 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

От 413 *км* (Plaveske Peter) системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot отходят три газопровода протяжённостью 47 *км* в сторону границы (460 *км*) с Австрией (ГИС Baumgarten): МГ Plaveske Peter – Vysoka pri Morave I D_y=700 *мм*, МГ Plaveske Peter – Vysoka pri Morave II D_y=900 *мм* и Plaveske Peter – Vysoka pri Morave III D_y=1200 *мм*. Протяжённость газопроводов Plaveske Peter – Vysoka pri Morave рассчитывается от 413 *км* (Plaveske Peter) системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot.

Ещё один МГ Plaveske Peter – Vysoka pri Morave IV D_y=1200 *мм* начинается на 426 *км* (Laksarska Nova Ves) системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot и подключается к остальным МГ Plaveske Peter – Vysoka pri Morave на ГИС Vysoka pri Morave, установленном на 458 *км*. Протяжённость газопровода Plaveske Peter – Vysoka pri Morave IV рассчитывается от 426 *км* (Laksarska Nova Ves) системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot.

На территории Австрии установлена ГИС Baumgarten, через которую проходят эти газопроводы.

Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Vysoka pri Morave и ГИС Baumgarten со стороны Словакии в Австрию составляет 1570,0 *GWh/d* или около 140,68 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Baumgarten со стороны Австрии в Словакию составляет 246,5 *GWh/d* или около 22,08 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

Большой МГ Bratstvo (Velke Kapusany – Mokry Haj) D_y=700 *мм* L=452 *км* Ру=6,4 *МПа* является продолжением газопровода Долина – Ужгород I, проходящего по территории Украины. На 4,5 *км* РГ Bratstvo установлена ГРС ВД Velke Kapusany, от которой начинается РГ Velke Kapusany – Michalovce D_y=300 *мм* L=33 *км* P_y=4,0 *МПа,* к которому подключена ГРС Budkovce. От ГРС ВД Velke Kapusany начинается также газопроводы отводы P_y=4,0 *МПа* до ГРС Ptruksa, ГРС Besa, ГРС Botany, ГРС Male Trakany, ГРС Biel, ГРС Male Hores и ГРС Bol. РГ Velke Kapusany – Michalovce заканчивается, подключаясь к кольцевому газопроводу города Michalovce.

От кольцевого газопровода города Michalovce начинаются газопроводы отводы до ГРС Trnava pri Loborci, ГРС Ubrez, ГРС Chonkovce, ГРС Sobrance и ГРС Vbrovec.

От ГРС ВД Trebisov, установленной на 23 *км* системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot начинается РГ Trebisov – Presov D_y=300 *мм* L=76 *км* Ру=4,0 *МПа*. На 12 *км* этого газопровода подключена перемычка с газовым кольцом города Michalovce. На 20 *км* (Ricilov) РГ Trebisov – Presov пересекает границу между Kosicky kraj и Presovsky kraj. На 20 *км* (Ricilov) от газопровода начинается РГ Ricilov – Snina D_y=300/200 *мм* L=40 *км* Ру=4,0 *МПа*, на 5 *км* которого установлена перемычка с газопроводом отводом до ГРС Trnava pri Loborci, на 14 *км* газопровод Ricilov – Snina пересекает границу между Kosicky kraj и Presovsky kraj, на 20 *км* газопровод меняет диаметр с D_y=300 *мм* на D_y=200 *мм*. РГ Trebisov – Presov заканчивается на 40 *км,* где к нему подключается ГРС Snina и РГ Medzilaborce – Snina.

К РГ Trebisov – Presov подключается ГРС Hrusov (21 *км*), ГРС Sacurov (27 *км*), ГРС Caklov (37 *км*), ГРС Hlinne (44 *км*), ГРС Cierne nad Topl'ou (52 *км*). На 56 *км* (Hanusovce nad Topl'ou) от РГ Trebisov – Presov начинается РГ Hanusovce – Hrabovce D_y=200 *мм* L=34 *км* Ру=4,0 *МПа*, являющийся перемычкой между РГ Trebisov – Presov и РГ Kapusany – Medzilaborce. На 69 *км* (Kapusany) от РГ Trebisov – Presov начинается РГ Kapusany – Medzilaborce D_y=200 *мм* L=89 *км* Ру=40 *bar*. На 6 *км* этого газопровода подключена ГРС Tulcik, на 14 *км* ГРС Raslavice, на 21 *км* ГРС Bartosovce, к 41 *км* (Hrabovce) подключается РГ Hanusovce – Hrabovce и газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Bardejov, на 54 *км* (Hrabovcik) ГРС Nizny Orlik, на 63 *км* газопровод отвод L=3 *км* до ГРС Stropkov, на 89 *км* ГРС Medzilaborce. От 89 *км* начинается РГ Medzilaborce – Snina D_y=200 *мм* L=42 *км* Ру=40 *bar*, который на 42 *км* (Snina) соединяется с РГ Ricilov – Snina.

На 72 *км* РГ Bratstvo установлена ГРС ВД Haniska, от которой начинается РГ Haniska – Presov D_y=500 *мм* L=45 *км* P_y=4,0 *МПа.* На 18 *км* к газопроводу подключены ГРС Durkov и ГРС Herlany. На 35 *км* (Nova Ves) от РГ Haniska – Presov начинается РГ Nova Ves – Tatranska Straba. РГ Haniska – Presov заканчивается на 45 *км* (Presov), где он соединяется с РГ Trebisov – Presov и где установлена ГРС ВД Presov, от которой начинается газопровод отвод D_y=200 *мм* L=30 *км* P_y=2,5 *МПа* до ГРС Lipany, на 5 *км* которого подключены ГРС Presov, ГРС Zupcany и ГРС Velky Saris.

От 35 *км* (Nova Ves) РГ Haniska – Presov начинается РГ Nova Ves – Tatranska Straba D_y=300 *мм* L=98 *км* P_y=4,0 *МПа*. На 16 *км* (Klenov) этого газопровода подключен газопровод отвод D_y=200 *мм* L=17 *км* P_y=4,0 *МПа* до ГРС Prakovce, на 21 *км* (Hrabkov) газопровод отвод до ГРС Siroke и на 21 *км* (Hrabkov) РГ Nova Ves – Tatranska Straba пересекает границу между Presovsky kraj и Kosicky kraj. На 44 *км* (Spissky Hrusov) подключен газопровод отвод L=4 *км* до ГРС Baldovce, на 49 *км* (Odorin) газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Matejovce и ГРС Rudnany, на 54 *км* газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Levoca. На 66 *км* РГ Nova Ves – Tatranska Straba пересекает границу между Kosicky kraj и Presovsky kraj. На 68 *км* РГ Nova Ves – Tatranska Straba подключен газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Spisske Bystre, на 85 *км* подключена ГРС Lucivna, на 95 *км* подключена ГРС Strba. На 76 *км* РГ Nova Ves-Tatranska Straba установлена ГРС ВД Poprad, от которой начинается система газопроводов P_y=2,5 *МПа* до ГРС Vysne Hagy, ГРС Tatranska Lomnica, ГРС Rakusy, ГРС Tatranska Kotlina, ГРС Podspady, ГРС Jakubany, ГРС Stara L'ubovna, ГРС Jarabina и ГРС Kamienka. На 98 *км* на РГ Nova Ves – Tatranska Straba установлена ГРС ВД Tatranska Straba, к которой подключен газопровод отвод P_y=25 *bar* до ГРС Strbske Pleso. К 98 *км* РГ Nova Ves – Tatranska Straba подключен газопровод P_y=4,0 *МПа* от второй ГРС ВД Tatranska Straba, установленной на 233 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba, работающего с давлением P_y=6,4 *МПа*.

На 135 *км* РГ Bratstvo установлена ГРС ВД Bohunovo, от которой начинаются два газопровода отвода D_y=300 *мм* P_y=4,0 *МПа.* Один газопровод отвод L=35 *км* до ГРС Nizna Slana, на 20 *км* меняет свой диаметр на D_y=200 *мм*. Второй газопровод отвод L=30 *км* до ГРС Revuca, на 19 *км* (Jelsava) меняет свой диаметр на D_y=200 *мм*. От него на 19 *км* (Jelsava) начинается газопровод L=11 *км* отвод до ГРС Slavosovce.

На 160 *км* системы МГ Velke Kapusany – Lanzhot установлена ГРС ВД Rimavska Sobota, от которой начинается РГ Rimavska Sobota-Liptovska Kokava

D_y=500 *мм* L=97 *км* P_y=6,4 *МПа.* На 21 *км* этого газопровода установлена ГРС ВД Kokova nad Rimavicou, которая соединяется газопроводом D_y=200 *мм* P_y=2,5 *МПа* с ГРС ВД Lovinobana, установленной на 13 *км* РГ Lucence – Zloven. На этом газопроводе подключены ГРС Sana Lehota, ГРС Hrnciarske Zaluzany, ГРС Kalinovo, ГРС Malinec и др.

На 30 *км* (Rimavska Pila) РГ Rimavska Sobota – Liptovska Kokava подключен газопровод отвод L=3 *км* до ГРС Tisovec. На 55 *км* установлена ГРС ВД Brezno, от которой начинается газопровод Brezno – Nedozery Brezany D_y=300 *мм* L=122 *км* P_y=2,5 *МПа*. На 68 *км* от газопровода Rimavska Sobota – Liptovska Kokava подключен газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Pohorela. На 74 *км* РГ Rimavska Sobota – Liptovska Kokava пересекает границу между Banskobystricky kraj и Zilinsky kraj. В конце, на 97 *км* (Liptovska Kokava) газопровод Rimavska Sobota – Liptovska Kokava соединяется с 215 *км* (Liptovska Kokava) РГ Malzenice – Tatranska Straba.

К РГ Brezno – Nedozery Brezany D_y=300 *мм* L=122 *км* P_y=2,5 *МПа*, которой начинается от ГРС ВД Brezno, установленной на 55 *км* РГ Rimavska Sobota – Liptovska Kokava, подключен на 46 *км* газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Sachticky, на 67 *км* подключена перемычка от ГРС ВД Zvolen, установленной на РГ Lucenec – Zvolen, на 77 *км* газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Banska Stiavnica, на 89 *км* газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Kremnica. На 92 *км* к РГ Brezno – Nedozery Brezany подключаются два газопровода Nemcinany – Ziar nad Hronom после ГРС ВД Ziar nad Hronom и Rybnik-Ziar nad Hronom после ГРС ВД Rybnik. На 104 *км* РГ Brezno – Nedozery Brezany пересекает границу между Banskobystricky kraj и Trenciansky kraj. РГ Brezno – Nedozery Brezany заканчивается на 122 *км* (Nedozery Brezany) недалеко от города Prievidza, подключаясь к 71 *км* РГ Jelsovcec – Zilina.

От 195 *км* (Lucenec) РГ Bratstvo начинается РГ Lucenec – Zvolen D_y=300 *мм* L=48 *км* P_y=6,4 *МПа*, и газопровод отвод D_y=150 *мм* L=15 *км* P_y=6,4 *МПа* до ГРС Radzovce, на 7 *км*, которого подключена ГРС Fil'akovo. На 3 *км* РГ Lucenec – Zvolen подключен газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Halic, на 28 *км* газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Hrinova, на 43 *км* газопроводы отводы до ГРС Hajnikova и ГРС Ocjva. На 13 *км* РГ Lucenec-Zvolen установлена ГРС ВД Lovinobana, которая соединяется газопроводом D_y=200 *мм* P_y=2,5 *bar* с ГРС ВД Kokova nad Rimavicou.

РГ Lucenec – Zvolen заканчивается на 48 *км*, недалеко от города Zvolen, где установлена ГРС ВД Zvolen, к которой подключена перемычка L=7 *км* P_y=25 *bar* до 67 *км* РГ Brezno – Nedozery Brezany.

К 271 *км* (Dudince) РГ Bratstvo подключены газопроводы отводы до ГРС Devicie D_y=150 *мм* L=20 *км* P_y=6,4 *МПа* и ГРС Sany D_y=150 *мм* L=15 *км* P_y=6,4 *МПа*.

На 297 *км* РГ Bratstvo установлена ГРС ВД Rybnik, от которой начинается два газопровода: РГ Rybnik – Ziar nad Hronom и РГ Rybnik – Zeliezovce.

РГ Rybnik – Ziar nad Hronom D_y=300 *мм* L=43 *км* P_y=2,5 *МПа* на 6 *км* пересекает границу между Nitriansky kraj и Banskobystricky kraj, на 24 *км* к нему подключена ГРС Hodrusa – Hamre, на 31 *км* ГРС Vyhne, на 35 *км* ГРС Hlinik nad Hronom. РГ Rybnik – Ziar nad Hronom заканчивается на 43 *км* (Ziar nad Hronom), где он подключается к 92 *км* (Ziar nad Hronom) РГ Brenzo – Nedozery Brezany.

К РГ Rybnik – Zeliezovce D_y=150 *мм* L=34 *км* P_y=2,5 *bar* на 8 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Levice, на 14 *км* к РГ Rybnik – Zeliezovce подключается газопровод L=6 *км* P_y=2,5 *МПа* от ГРС ВД Mytne Ludany, расположенной на 288 *км* системы МГ Velke Kapusany – Lanzhot, на 19 *км* к РГ Rybnik – Zeliezovce подключен газопровод отвод L=11 *км* P_y=2,5 *МПа* до ГРС Novy Tekov, на 23 *км*

подключена ГРС, на 28 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Sarovce, и на 34 *км* подключена ГРС Zeliezovce.

На 303 *км* (Nemcinany) РГ Bratstvo начинается распределительный газопровод Nemcinany – Ziar nad Hronom D_y=500 *мм* L=43 *км* P_y=64 *bar*. На 11 *км* этот газопровод пересекает границу между Nitriansky kraj и Banskobystricky kraj. РГ Nemcinany – Ziar nad Hronom заканчивается на 43 *км*, где установлена ГРС ВД Ziar nad Hronom, которая соединяется с 92 *км* (Ziar nad Hronom) РГ Brenzo – Nedozery Brezany.

На 315 *км* (Tesarske Milynany) РГ Bratstvo установлена ГРС ВД Chyzerovce, к которой подключены ГРС Zitavary и ГРС Zlate Moravce. От этого же места (Tesarske Milynany) начинается газопровод Chyzerovce – Sal'a D_y=500 *мм* L=42 *км* P_y=6,4 *МПа.* На 5 *км* этого газопровода подключен газопровод отвод D_y=100 *мм* L=12 *км* до ГРС Mochovce, на 13 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Dycka, на 22 *км* подключен газопровод D_y=300 *мм* L=25 *км* P_y=6,4 *МПа* до ГРС ВД Banov, на 21 *км* которого подключен газопровод отвод L=22 *км* до ГРС Pozba. Газопровод Chyzerovce – Sal'a заканчивается на 42 *км*, где к нему подключается газопровод D_y=500 *мм* P_y=6,4 *МПа*, от установленной на 339 *км* системы МГ Velke Kapusany – Lanzhot ГРС ВД Mojmirovce. В месте соединения двух газопроводов установлена ГРС ВД Sal'a.

На 338 *км* РГ Bratstvo установлена ГРС ВД Jelsovce, от которой начинается РГ Jelsovce – Zilina D_y=300 *мм* L=134 *км* P_y=25 *bar* и газопровод L=25 *км* до 7 *км* газопровода Sal'a – Trnava.

На 0 *км* к РГ Jelsovce – Zilina подключается газопровод отвод до ГРС Nove Sady, на 10 *км* газопровод отвод до ГРС Lefantovce и ГРС Sulovce, на 11 *км* газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Radosina, на 23 *км* подключается ГРС Solcany, на 33 *км* подключается газопровод отвод L=19 *км* до ГРС Uhrovec, к которому подключены ГРС Rabany, ГРС Pravotice и ГРС Banovce nad Bedravou, на 41 *км* подключается ГРС Partizanske, на 45 *км* ГРС Vel'ke Uherce, на 55 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Kamenec pod Vtacnikom, на 56 *км* газопровод отвод до ГРС Djlne Vestenice, на 60 *км* (Novaky) газопровод отвод до ГРС Opatovce nad Nitrou, на 65 *км* и 69 *км* газопроводы отводы до ГРС города Prievidza, на 69 *км* газопровод отвод до ГРС Lazany.

На 71 *км* к РГ Jelsovce – Zilina подключается РГ Brezno – Nedozery Brezany (122 *км*), на 73 *км* подключен газопровод отвод L=3 *км* до ГРС Nitrianske Pravno, на 82 *км* газопровод отвод до ГРС Turcianske Teplice, на 104 *км* газопровод отвод до ГРС Lasenska dolina, на 106 *км* газопровод отвод до ГРС Turcianiska, на 124 *км* к РГ Jelsovce – Zilina подключается газопровод от ГРС ВД Strecno, установленной на 132 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba.

РГ Jelsovce – Zilina на 32 *км* пересекает границу между Nitriansky kraj и Trenciansky kraj, на 78 *км* границу между Trenciansky kraj и Zilinsky kraj.

РГ Jelsovce – Zilina заканчивается на 134 *км*, недалеко от города Zilina, соединяясь с 124 *км* РГ Madunice – Zilina.

На 361 *км* РГ Bratstvo установлена ГРС ВД Madunice от которой начинаются РГ Madunice – Zilina и РГ Madunice – Bratislava D_y=300 *мм* L=63 *км* P_y=2,5 *МПа*.

На 10 *км* РГ Madunice – Zilina D_y=300 *мм* L=124 *км* P_y=2,5 *МПа* подключен газопровод отвод до ГРС Moravany nad Vahom, на 13 *км* газопровод отвод до двух

ГРС Vrbove, и ГРС Borovce, на 19 *км* газопровод отвод до ГРС Pobedim, на 24 *км* газопровод отвод до ГРС Cachtice.

На 27 *км* к газопроводу Madunice – Zilina подключена ГРС ВД Povazany.

На 38 *км* (Novo Mesto nad Vohom) к РГ Madunice – Zilina подключен газопровод перемычка D_y=200 *мм* L=22 *км* P_y=2,5 *МПа*, начинающийся от ГРС ВД Myjava, установленной на 57 *км* РГ Zavod – Myjava. На этом газопроводе перемычке подключены газопроводы отводы до ГРС Krajne, ГРС Moravske-Lieskove, ГРС Dolne Srnie.

На 43 *км* РГ Madunice – Zilina подключена ГРС Melcice-Lieskove, на 51 *км* и 54 *км* ГРС города Trencin, на 60 *км* подключена ГРС ВД Dolna Suca, установленная на 64 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba.

На 80 *км* к РГ Madunice – Zilina подключена ГРС ВД Podhorie, установленная на 87 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba.

На 88 *км* к газопроводу подключена ГРС ВД Sverepec, установленная на 95 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba.

На 61 *км* РГ Madunice – Zilina подключен газопровод отвод до ГРС Trencianske, на 64 *км* газопровод отвод до ГРС Nemsova и ГРС Horne Srnie, на 79 *км* газопровод отвод до ГРС Lednicke Rovne, на 83 *км* газопровод отвод до ГРС Puchov, на 94 *км* газопровод отвод до ГРС Povadzska Bystrica и на 110 *км* (Bytca) газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Vel'ke Rovne.

На 19 *км* РГ Madunice – Zilina пересекает границу между Trnavsky kraj и Trenciansky kraj, а на 102 *км* границу между Trenciansky kraj и Zilinnsky kraj.

РГ Madunice – Zilina заканчивается на 124 *км*, недалеко от города Zilina, где он соединяется с РГ Jelsovce – Zilina.

На 374 *км* РГ Bratstvo начинается РГ Malzenice – Tatranska Straba D_y=500 *мм* L=233 *км* P_y=64 *bar*. На 32 *км* этого газопровода установлена ГРС ВД Povazany, которая подключена к 27 *км* РГ Madunice – Zilina P_y=25 *bar*. На 63 *км* газопровода установлена ГРС Dolna Suca. На 64 *км* РГ Malzenice –Tatranska Straba установлена ГРС ВД Dolna Suca, которая подключена к 60 *км* РГ Madunice – Zilina P_y=2,5 *МПа*. На 87 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba установлена ГРС ВД Podhorie, которая подключена к 80 *км* РГ Madunice – Zilina P_y=2,5 *МПа*. На 95 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba установлена ГРС ВД Sverepec, которая подключена к 88 *км* РГ Madunice – Zilina P_y=2,5 *МПа*. На 132 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba установлена ГРС ВД Strecno, которая подключена газопроводом к 124 *км* РГ Jelsovce – Zilina P_y=2,5 *МПа*. На 133 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba установлена ГРС ВД Nededza, от которой начинается газопровод отвод Nededza – Horelica D_y=300 *мм* L=24 *км* P_y=4,0 *МПа*, к которому на 5 км подключен газопровод отвод L=11 *км* до ГРС Kysuke Nove Mesto, на 44 км (Horelica) газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Rakova и газопровод отвод L=4 *км* до ГРС Oscadnica. На 168 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba установлена ГРС Dolna Kubin. На 187 *км* (Malatina) к РГ Malzenice – Tatranska Straba газопроводом D_y=200 *мм* L=12 *км* P_y=6,4 *МПа* подключена ГРС ВД Kriva, от которой начинается газопровод отвод D_y=200 *мм* L=17 *км* P_y=40 *bar* до ГРС Liesek. На 208 *км* от РГ Malzenice – Tatranska Straba начинается газопровод отвод D_y=300 *мм* L=15 *км* P_y=6,4 *МПа* до ГРС Ruzomberok. На 215 *км* (Lipovska Kokava) к РГ Malzenice – Tatranska Straba подключается РГ Rimavska Sobota-Lipovska Kokava.

На 23 *км* РГ Malzenice – Tatranska Straba пересекает границу между Trnavsky kraj и Trenciansky kraj, на 110 *км* границу между Trenciansky kraj и Zilinnsky kraj, а на 233 *км* границу между Zilinnsky kraj и Presovsky kraj.

РГ Malzenice – Tatranska Straba заканчивается на 233 *км*, где установлена одна из ГРС ВД Tatranska Straba, к которой подключается РГ Nova Ves – Tatranska Straba P_y=4,0 *МПа.*

От ГРС ВД Sal'a начинается РГ Sal'a – Bronske D_y=500 *мм* L=130 *км* P_y=4,0 *МПа.* На 12 *км* этого газопровода подключен газопровод отвод до ГРС Kajal и газопровод отвод L=21 *км* до ГРС Neded, на 8 *км* которого подключен газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Trstice, на 14 *км* РГ Sal'a – Bronske подключен газопровод отвод до ГРС Horne Salibe, на 18 *км* и 20 *км* подключаются газопроводы отводы до ГРС Galanta, на 25 *км* и 26 *км* газопроводы отводы до ГРС Sladkovicovo, также на 26 *км* подключается газопровод отвод D_y=100 *мм* L=11 *км* до Vozokany, на 34 *км* газопровод отвод до ГРС Jelka, на 40 *км* газопровод отвод до ГРС Kralove pri Senci.

На 47 *км* от РГ Sal'a-Bronske отходят два параллельных трубопровода D_y=500 *мм* до 18 *км* и далее один трубопровод D_y=500 *мм* до ГРС Jarovce (на 4 км этого газопровода подключен газопровод отвод D_y=100 *мм* L=8 *км* до ГРС Zlate Klasy, на 10 *км* (D.Luzna) от него начинается РГ D.Luzna – Komarno, на 23 км ГРС города Bratislava, на 26 км газопровод отвод до ГРС Petzalka и на 31 ГРС Jarovce).

На 49 *км* (N.Dedinka) от РГ Sal'a – Bronske начинается газопровод перемычка D_y=700 *мм* L=30 *км* P_y=40 *bar* до Pol'ny Mlin, где она подключается к 16 *км* газопровода D_y=700 *мм* L=16 *км* P_y=40 *bar* от ПХГ Lab до ГРС ВД Devinsky Nova Ves. На 23 *км* (Borinka) этот газопровод перемычка пересекает 77 *км* (Borinka) РГ Sal'a-Bronske.

От 77 *км* (Borinka) РГ Sal'a – Bronske располагается параллельно РГ Devinska Nova Ves – Peyrova.

На 93 *км* (Plavencky Stvrtok) к РГ Sal'a – Bronske подключается ПХГ Lab. От ПХГ Lab начинается газопровод D_y=700 *мм* L=16 *км* P_y=4,0 *МПа* до ГРС ВД Devinska Nova Ves. На 3 *км* к этому газопроводу подключается газопровод D_y=700 *мм* в направлении ГИС Vysoka pri Morave и далее через ГИС Baumgarten на территорию Австрии. Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Vysoka pri Morave и ГИС Baumgarten при подаче газа из ПХГ Lab со стороны Словакии в Австрию составляет 138,3 *GWh/d* или около 12,38 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Baumgarten при подаче газа в ПХГ Lab со стороны Австрии в Словакию составляет 138,3 *GWh/d* или около 12,38 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 102 *км* к РГ Sal'a – Bronske подключается газопровод отвод L=14 *км* до ГРС Rohoznik.

От 112 *км* (недалеко от Zavod) РГ Sal'a – Bronske начинается РГ Zavod – Myjava D_y=300 *мм* L=57 *км* P_y=40 *bar*.

На своём протяжении РГ Sal'a – Bronske пересекает внутренние региональные границы: на 14 *км* между Nitriansky и Trnavsky kraj, на 34 *км* между Trnavsky kraj и Bratislavsky kraj и на 111 *км* между Bratislavsky kraj и Trnavsky kraj.

РГ Sal'a – Bronske заканчивается на 130 *км* подключением ГРС Bronske.

От ГРС ВД Sal'a начинается РГ Sal'a – Komarno D_y=200 *мм* L=60 *км* P_y=2,5 *МПа*. К этому газопроводу подключены газопроводы отводы: на 5 *км* до ГРС Trnovec nad Vahom, на 13 *км* L=7 *км* до ГРС Selice, на 35 *км* L=7 *км* до ГРС Zemne, на 36 *км* до ГРС города Nove Zamky, на 40 *км* (Nesvady) до ГРС Bohata и D_y=150 L=10 *км* до ГРС Kolarovo, на 6 *км* которого подключен газопровод отвод D_y=100 L=9 *км* до ГРС Vrbova nad Vahom, на 46 *км* до ГРС Martovce, на 47 *км* до ГРС Hurbanovo, на 55 *км* L=11 *км* о ГРС Patince. На 30 *км* газопровод подключен к ГРС ВД Banov, а на 60 *км* к ГРС ВД Komarno.

От ГРС ВД Sal'a начинается газопровод Sal'a – Trnava D_y=300 *мм* L=63 *км* P_y=2,5 *МПа*. К этому газопроводу подключены газопроводы отводы: на 13 *км* D_y=150 *мм* L=9 *км* до ГРС Solgocka, на 14 *км* до ГРС Sintava, на 17 *км* до ГРС Vahovce, на 20 *км* до ГРС Vel'ke Maca, на 22 *км* до ГРС Sered, на 26 *км* L=8 *км* до ГРС Abraham, на 3 *км* которого подключена ГРС Majcichov, на 28 *км* до ГРС Surovce и ГРС Zavar. На 7 *км* к газопроводу Sal'a – Trnava подключается газопровод D_y=300 *мм* L=25 *км* P_y=2,5 *МПа* от ГРС ВД Jelsovce. К этому газопроводу подключены газопроводы отводы: на 10 *км* до ГРС Luzianky, на 22 *км* до ГРС Mocenok и на 23 *км* до ГРС Hajske. Газопровод Sal'a – Trnava заканчивается на 35 *км* недалеко от города Trnava, подключаясь к 24 *км* (Trnava) газопровода Madunice – Bratislava.

От ГРС ВД Banov начинается РГ Banov – Marcelova D_y=300 *мм* L=66 *км* P_y=4,0 *МПа*. На 3 *км* к газопроводу подключается газопровод отвод до ГРС города Nove Zamky. На 8 *км* к газопроводу подключается газопровод отвод L=14 *км* до ГРС Besenov и ГРС Vel'ke Lovce, на 8 *км* которого подключена ГРС Branovo. На 16 *км* к РГ Banov-Marcelova подключается газопровод отвод до ГРС Semerovo, на 19 *км* до ГРС Jasova, на 40 *км* (Gbelce) L=17 *км* до ГРС Sturovo, на 49 *км* до ГРС Buc, на 58 *км* до ГРС Moca, на 61 *км* (Marcelova) L=12 *км* до ГРС Pribeta. РГ Banov-Marcelova заканчивается на 66 *км,* где установлена ГРС Marcelova.

РГ Madunice – Bratislava D_y=300 *мм* L=63 *км* P_y=2,5 *МПа* начинается от ГРС ВД Madunice, установленной на 361 *км* РГ Bratstvo. К РГ Madunice – Bratislava подключены газопроводы отводы: на 10 *км* L=6 *км* до ГРС Jaslovske Bohunice и D_y=100 *мм* L=17 *км* до ГРС Risnoce, на 8 *км* этого газопровода отвода подключена ГРС Hlohovec, на 27 *км* L=11 *км* до ГРС Borova, на 34 *км* до ГРС Slovenska Nova Ves, на 46 *км* до ГРС Senec. На 24 *км* (Trnava) к РГ Madunice – Bratislava подключается газопровод Sal'a-Trnava (35 *км*). На 40 *км* (Blatne) газопровод Sal'a – Trnava соединяется перемычкой D_y=200 *мм* с 21 *км* (Modra) газопровода Bratislava – Boleraz. На 54 *км* к газопроводу подключена ГРС ВД Bernolakovo, которая установлена на 1 *км* газопровода перемычки D_y=700 *мм* L=30 *км* P_y=4,0 *МПа* от N.Dedinka (49 *км* РГ Sal'a – Bronske) до Pol'ny Mlin.

РГ Madunice – Bratislava заканчивается на 63 *км* (в районе аэропорта недалеко от города Братислава).

От РГ Madunice – Bratislava начинается газопровод Bratislava – Boleraz D_y=150 *мм* L=44 *км* P_y=2,5 *МПа*. На 10 *км* к этому газопроводу подключается ГРС ВД Chorvatsky Grob, установленная на 5 *км* газопровода перемычки D_y=700 *мм* L=30 *км* P_y=4,0 *МПа* от N.Dedinka (49 *км* РГ Sal'a – Bronske) до Pol'ny Mlin. На 21 *км* (Modra) к газопроводу Bratislava – Boleraz подключается перемычка D_y=200 *мм* с 40 *км* (Blatne) газопровод Sal'a – Trnava. Газопровод Bratislava – Boleraz заканчивается на 44 *км,* где установлена ГРС Boleraz.

От 10 *км* (D.Luzna) двух параллельных трубопроводов D_y=500 *мм*, которые начинаются от 47 *км* РГ Sal'a – Bronske, начинается РГ D.Luzna – Komarno D_y=300 *мм* L=87 *км* P_y=4,0 *МПа*. К газопроводу подключены газопроводы отводы: на 15 *км* до ГРС Hamuliakovo, на 20 *км* до ГРС Samorin, на 24 *км* до ГРС Bac, на 28 *км* до ГРС Lehnice и D_y=100 *мм* L=18 *км* до ГРС Trstena na Ostrove, на 33 *км* до ГРС Orechova Poton и ГРС Luc na Ostrove, на 41 *км* D_y=100 *мм* L=11 *км* до ГРС Baka, на 8 *км* которого подключена ГРС Gabcikovo, на 50 *км* D_y=100 *мм* L=20 *км* до ГРС Dunajska Streda, на 8 *км* которого подключена ГРС Topol'niky, а на 17 *км* ГРС

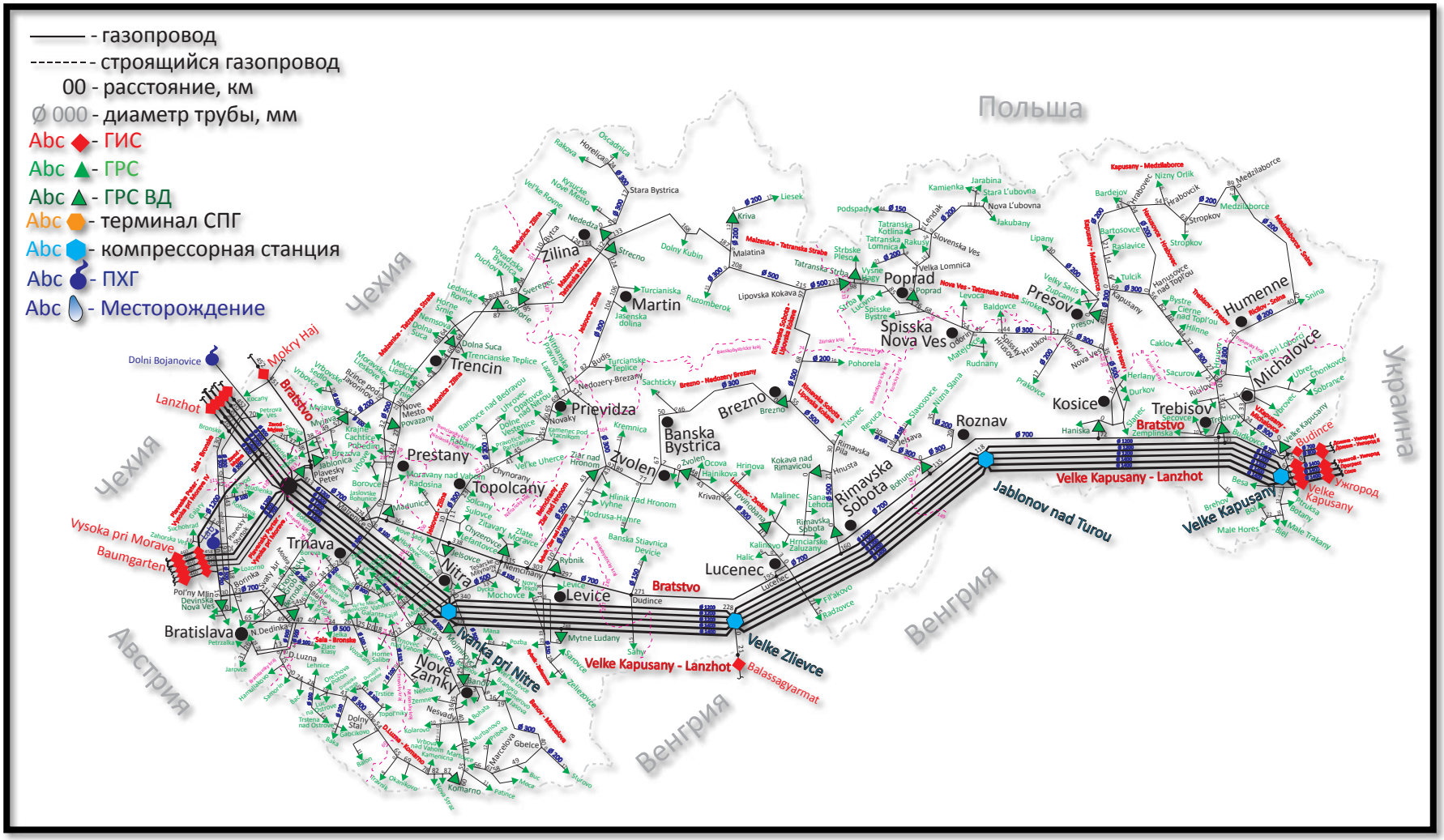


Рис. № 2.2.87 Потоковая схема газопроводов Словакии

Dunajska Klatov, на 54 *км* L=11 *км* до ГРС Balon, на 65 *км* L=8 *км* до ГРС Travnik, на 69 *км* до ГРС Okanikovo, на 78 *км* до ГРС Kamenicna, на 82 *км* до ГРС Nova Straz. РГ D.Luzna – Komarno на 17 *км* пересекает границу между Bratislavsky kraj и Trnavsky kraj, на 60 *км* между Trnavsky kraj и Nitriansky kraj. РГ D.Luzna – Komarno заканчивается на 87 *км*, где установлена ГРС ВД Komarno.

2.2.8.24. Система газоснабжения Словении

Поставки газа в систему газоснабжения Словении осуществляются из Австрии (ГИС Murfeled/Cersak) и Италии (ГИС Gorica/Sempeter).

Система газоснабжения Словении подразделяется на:

- магистральный транзитный газопровод;
- магистральный внутренний газопровод;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным можно отнести газопроводы с $D_y \geq 400$ *мм* к распределительным - газопроводы с $D_y \leq 400$ *мм*.

Распределительные газопроводы, подключены к магистральным газопроводам и по ним газ поступает до ГРС. Некоторые распределительные газопроводы имеют значительную протяжённость.

Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Словении работают при рабочем давлении P_y=6,7 *МПа*.

Транзитный МГ Cersak – Rogatec D_y=500 *мм* L=59 *км* P_y=6,7 *МПа* начинается от границы с Австрией (ГИС Murfeld по газопроводу Sud – Ost – Leitung (SOL)) проходит через ГИС Cersak и заканчивается на границе с Хорватией (ГИС Rogatec).

Техническая возможная производительность газопровода Cersak – Rogatec через ГИС Cersak со стороны Австрии в Словению составляет 112,5 *GWh/d* или около 10,07 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

По этому газопроводу газ поставляется в системы газоснабжения Словении и в Хорватии. На 18 *км* к МГ Cersak – Rogatec подключен газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Maribor и ГРС Limbus. На 37 *км* расположена КС Kidricevo, от которой начинается РГ Kidricevo – Lendava L=60 *км* и газопровод отвод L=7 *км* до города Slovenska Bistrica (13 *км*) и Zrece (27 *км*).

На 56 *км* газопровода Cersak – Rogatec, недалеко от ГИС Rogatec, начинается газопровод R.Slatina – Ljubljana D_y=500 *мм* L=107 *км* P_y=6,7 *МПа*.

Газопровод Cersak – Rogatec заканчивается на 59 *км* на границе с Хорватией, где установлен ГИС Rogatec. Техническая возможная производительность газопровода Cersak – Rogatec через ГИС Rogatec со стороны Словении в Хорватию составляет 53,7 *GWh/d* или около 4,72 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Cersak – Rogatec через ГИС Rogatec со стороны Словении в Хорватию составляет 7,7 *GWh/d* или около 0,68 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На своём протяжении МГ Cersak – Rogatec пересекает границы статистических регионов (регии) Словении: на 11 *км* между региями Pesnica и Admistrative unit Maribor, на 32 *км* между региями Admistrative unit Maribor и Ptuj, на 54 *км* между региями Ptuj и Smarje pri Jelsah.

От КС Kidricevo, расположенной на 37 *км* газопровода Cersak – Rogatec, начинается РГ Kidricevo – Lendava, на 10 *км* которого подключена ГРС Ptuj, на 27 *км* (Rakovci) газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Ormoz, на 30 *км* (Godemarci) газопровод отвод L=19 *км* до ГРС Murska Sobota, на 9 *км* которого начинается газопровод

отвод L=7 *км* до ГРС Radenci, на 53 *км* подключена ГРС Kapca, и на 60 *км* ГРС Lendava. На своём протяжении РГ Kidricevo – Lendava пересекает границы статистических регионов (регии) Словении: на 24 *км* между региями Ptuj и Ormoz, на 28 *км* между региями Ormoz и Ljutomer, на 44 *км* между региями Ljutomer и Lendava.

От 56 *км* транзитного МГ Cersak – Rogatec, недалеко от ГИС Rogatec, начинается МГ R.Slatina – Ljubljana D_y=500 *мм* L=107 *км* P_y=6,7 *МПа*. На 4 *км* к этому газопроводу подключена ГРС Rogaska Slatina, на 5 *км* начинается РГ R.Slatina – Novo mesto, на 22 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Gorica pri Slivnici, на 34 *км* подключена ГРС Celje, на 35 *км* подключен газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Rimske Toplice, к которому на 4 *км* подключена ГРС Kosnica pri Slivnici, на 12 *км* ГРС Klenovo, на 40 *км* МГ R.Slatina – Ljubljana подключен газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Levec, на 42 *км* (Pernovo) от МГ R.Slatina – Ljubljana начинается РГ Pernovo – Dravograd, на 47 *км* подключена ГРС Zalec, на 50 *км* ГРС Prebolt, на 70 *км* подключен газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Trbovlje, на 82 *км* газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Desen, на 95 *км* газопровод отвод до ГРС Ljubljana, на 100 *км* газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Menges, на 107 *км* (Gunclje) начинается МГ Ljubljana – Sempeter и РГ Ljubljana – Jesenice.

МГ R.Slatina – Ljubljana заканчивается на 107 *км* (Gunclje), недалеко от города Любляна (Ljubljana).

На своём протяжении МГ R.Slatina – Ljubljana» пересекает границы статистических регионов (регии) Словении: на 20 *км* между региями Smarje pri Jelsah и Sentjur pri Celju, на 27 *км* между региями Sentjur pri Celju и Celje, на 40 *км* между региями Celje и Zalec, на 67 *км* между региями Zalec и Kamnik, на 69 *км* между региями Kamnik и Domzale, на 100 *км* между региями Domzale и Ljubljana.

На 5 *км* МГ R.Slatina – Ljubljana начинается РГ R.Slatina – Novo mesto L=67 *км*. На 31 *км* этого газопровода подключен газопровод отвод L=23 *км* до ГРС Zabukovje nad Sevnico, на 49 *км* подключена ГРС Krsko, на 60 *км* ГРС Sentjernej и ГРС Dolenji Maharovec, на 67 *км* ГРС Novo mesto.

На своём протяжении РГ R.Slatina – Novo mesto пересекает границы статистических регионов (регии) Словении: на 27 *км* между региями Smarje pri Jelsah и Brezige, на 30 *км* между региями Brezige и Krsko, на 51 *км* между региями Krsko и Sevnica, на 53 *км* между региями Sevnica и Novo mesto.

На 42 *км* (Pernovo) от МГ R.Slatina – Ljubljana начинается РГ Pernovo – Dravograd L=43 *км*. На 10 *км* этого газопровода подключена ГРС Velenje, на 21 *км* ГРС Mislinje, на 33 *км* ГРС Slovenj Gradec, на 38 *км* газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Rovne na Kroskem и на 43 *км* ГРС Dravograd.

На своём протяжении РГ Pernovo – Dravograd пересекает границы статистических регионов (регии) Словении: на 7 *км* между региями Zalec и Velenje, на 17 *км* между региями Velenje и Slovenj Gradec, на 36 *км* между региями Slovenj Gradec и Dravograd.

На 107 *км* (Gunclje) от МГ R.Slatina – Ljubljana начинается РГ Ljubljana – Jesenice L=52 *км*. На 20 *км* этого газопровода подключен газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Sveti Ozbolt, к которому на 10 *км* подключена перемычка L=15 *км* от 28 *км* РГ Ljubljana-Jesenice, на 35 *км* подключен газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Begunj na Gorenjskem, от 2 *км* которого начинается газопровод отвод до ГРС Dvorska Vas, на 44 *км* к газопроводу подключена ГРС Moste и газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Podhom, на 52 *км* подключена ГРС Jesenice.

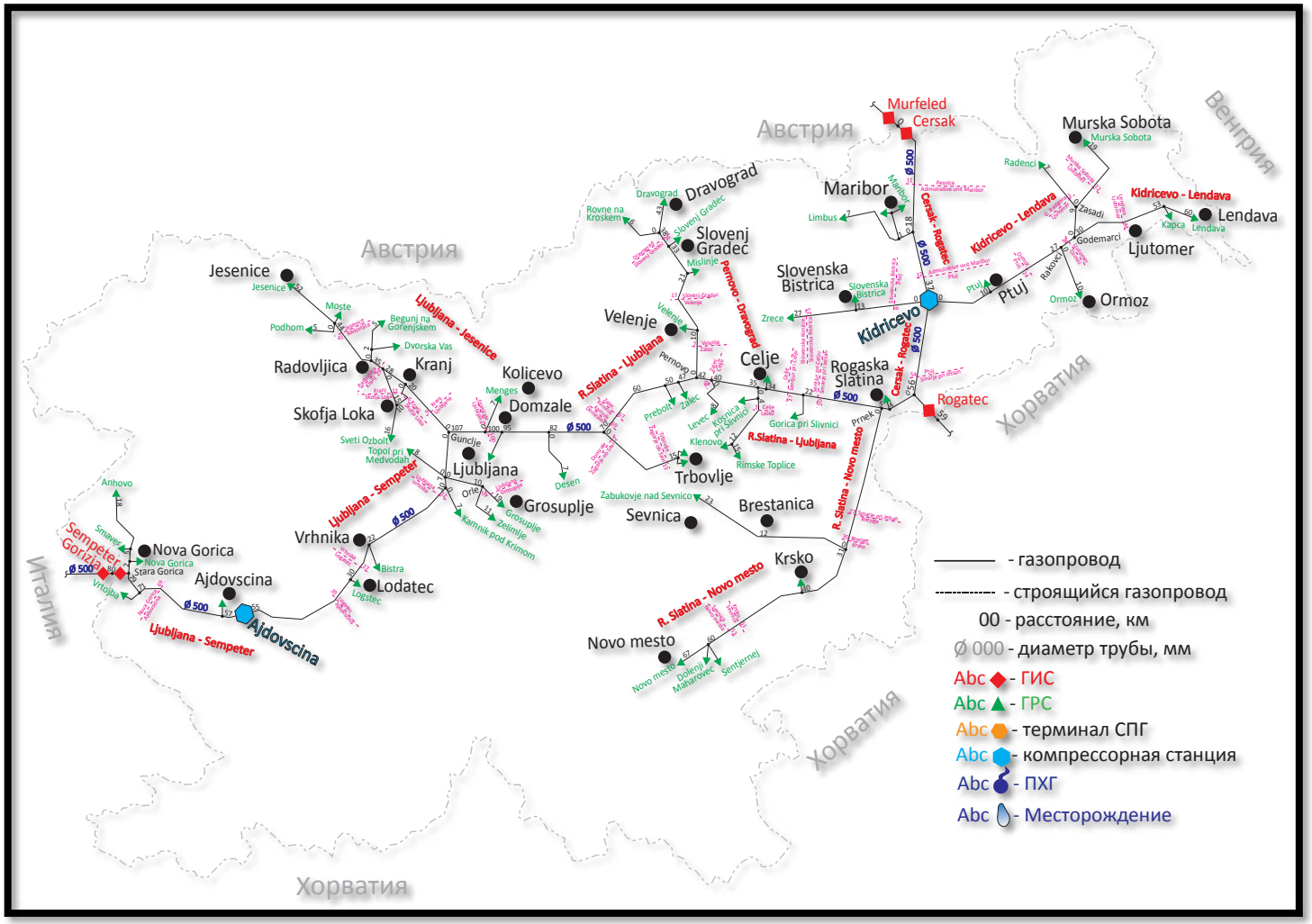


Рис. № 2.2.88 Потоковая схема газопроводов Словении

На своём протяжении РГ Ljubljana – Jesenice пересекает границы статистических регионов (регии) Словении: на 9 *км* между региями Ljubljana и Kranj, на 29 *км* между региями Kranj и Radovljica, на 41 *км* между региями Radovljica и Jesenice.

На 107 *км* (Gunclje) от МГ R.Slatina – Ljubljana начинается МГ Ljubljana – Sempeter L=80 *км*. На 7 *км* к этому газопроводу подключен газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Topol pri Medvodah и газопровод отвод L=19 *км* до ГРС Grosuplje, на 10 *км* которого начинается газопровод отвод до L=11 *км* ГРС Zelimlje, на 10 *км* МГ Ljubljana – Sempeter подключен газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Kamnik pod Krimom, на 22 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Bistra, на 30 *км* подключена ГРС Logstec, на 57 *км* ГРС Ajdovscina, на 71 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Vrtojba, от 79 *км* (Stara Gorica) начинается газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Anhovo, на 2 *км* которого подключена ГРС Nova Gorica, а на 5 *км* ГРС Smaver.

На своём протяжении МГ Ljubljana – Sempeter пересекает границы статистических регионов (регии) Словении: на 12 *км* между региями Ljubljana и Vrhnika, на 27 *км* между региями Vrhnika и Logatec, на 39 *км* между региями Logatec и Ajdovscina, на 69 *км* между региями Ajdovscina и Nova Gorica.

На 55 *км* МГ Ljubljana – Sempeter установлена КС Ajdovscina.

МГ Ljubljana – Sempeter заканчивается на границе с Италией (80 *км*), где установлена ГИС Sempeter. Техническая возможная производительность газопровода Ljubljana – Sempeter через ГИС Sempeter со стороны Италии в Словению составляет 28,5 *GWh/d* или около 2,52 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Ljubljana – Sempeter через ГИС Sempeter со стороны Словении в Италию составляет 21,5 *GWh/d* или около 1,9 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

2.2.8.25. Система газоснабжения Турции

Газ в систему газоснабжения Турции поступает по четырём системам транзитных магистральных газопроводов: из Ирана по МГ Iran – Ankara через ГИС Bazargan, из Грузии по МГ Turkgozu – Yagan через ГИС Turkgozu, из Болгарии по МГ Malkolar – Istanbul через ГИС Malkolar, из России по подводным МГ Blue Stream через ГИС Durusu и Turkstream через ГИС Kiyikoy, по транзитному МГ Trans Anatolian Pipeline (TANAP) через ГИС Vale и от трёх терминалов СПГ Marmara Ereglisi, Izmir, Iskonderun.

Газопроводы Турции подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Газораспределительные станции подключаются, как к магистральным, так и к распределительным газопроводам.

От границы с Ираном (ГИС Bazargan) газ поступает по МГ Iran – Ankara D_y=1200 *мм* L=1150 *км*. На участке после КС Sivas (около 780 *км*) и до 1140 *км* (Bala) газопровод имеет диаметр D_y=1000 *мм*. На 35 *км* газопровода установлена КС Dogubayazit после которой на 42 *км* подключается большой газопровод отвод D_y=350 *мм* L=154 *км* до ГРС Van.

К МГ Iran – Ankara подключаются на 130 *км* ГРС Agri, на 235 *км* ГРС Yagan, на 290 *км* ГРС Erzuzum, на 468 *км* ГРС Erzincan, на 695 *км* ГРС Sivas, на 872 *км* ГРС Kayseri, на 910 *км* ГРС Ozbel, на 995 *км* ГРС Kirsehir, на 1110 *км* ГРС Bala, на 1150 *км* ГРС Ankara.

На 235 *км* (Yagan) к МГ Iran-Ankara подключается МГ Turkgozu – Yagan. От 235 *км* (Yagan) и до 468 *км* (Erzincan) МГ Iran – Ankara располагается параллельно транзитному МГ TANAP.

На 380 *км* (Tercan) от МГ Iran – Ankara начинается газопровод отвод D_y=600/450 *мм* L=165 *км* до ГРС Trabzon, на 70 *км* которого подключена ГРС Gumushane, и далее газопровод меняет свой диаметр с D_y=600 *мм* на D_y=450 *мм*. На 54 *км* от этого газопровода отвода начинается газопровод отвод D_y=400 *мм* L=141 *км* до ГРС Rize.

На 600 *км* от МГ Iran – Ankara начинается газопровод отвод D_y=300 *мм* L=134 *км* до ГРС Giresun. От 88 *км* газопровода отвода начинается газопровод отвод D_y=250 *мм* L=42 *км* до ГРС Ordu.

На 695 *км* (КС Sivas) от МГ Iran – Ankara начинается РГ Sivas – Mersin D_y=1000 *мм* L=626 *км*.

От 995 *км* (Kirsehir) МГ Iran – Ankara начинается большой РГ Kirsehir – Izmir D_y=1000/400 *мм* L=814 *км*.

На 1110 *км* (Bala) к МГ Iran – Ankara подключается МГ Durusu – Bala. К этому месту также подключается один из газопроводов отводов к ГРС Ankara.

На всём своём протяжении МГ Iran – Ankara пересекает границы областей (илы) Турции: на 190 *км* между Agri и Erzurum, на 361 *км* между Erzurum и Erzincan, на 569 *км* между Erzincan и Sivas, на 810 *км* между Sivas и Kayseri, на 917 *км* между Kayseri и Nevsehri, на 961 *км* между Nevsehri и Kirsehir, на 1061 *км* между Kirsehir и Kirikkale, 1092 *км* между Kirikkale и Ankara.

МГ Iran – Ankara заканчивается на 1150 *км* (Ayas). Здесь к газопроводу подключаются газопроводы отводы D_y=600 *мм* к ГРС Ankara.

В узловой точке Ayas, от МГ Iran – Ankara, начинается МГ Ankara – Ipsola, состоящий из участков двух параллельных газопроводов. Участок Ankara – Bozuyuk (от 0 *км* до 252 *км*) состоит из двух МГ D_y=1000 *мм* и D_y=600 *мм*. На этом участке к газопроводу подключены газопровод отвод D_y=300 *мм* L=40 *км* до ГРС Cifeler и на 210 *км* ГРС Eskisehir. От 252 *км* (Bozuyuk) МГ Ankara – Ipsola начинается РГ Bozuyuk-Usak D_y=500/400/250 *мм* L=216 *км*.

На 252 *км* (Bozuyuk) к МГ Ankara – Ipsola подключается перемычка D_y=900 *мм* L=115 *км* со 100 *км* МГ Pedik – Sugurlu, к которой подключены на 33 *км* ГРС Bilecik, на 105 *км* ГРС Ahmediya.

Участок Bozuyuk – Bursa (252–342 км) состоит из двух МГ D_y=900 *мм* и D_y=600 *мм*. На 342 *км* (Bursa) к МГ Ankara – Ipsola подключается перемычка, состоящая из двух газопроводов D_y=600 *мм* L=79 *км* с КС Pedik, которая установлена в конце МГ Malkoclar – Istanbul и от которой начинается МГ Pedik – Sugurlu. На 52 *км* перемычки подключена ГРС Yalova. На 342 *км* (Bursa) к МГ Ankara – Ipsola подключается ГРС Bursa.

Участок Bursa – Biga (342–502 *км*) состоит из двух МГ D_y=1000 *мм* и газопроводом, который меняет свой диаметр на 403 *км* (Karacabey) с D_y=600 *мм* на D_y=400 *мм*, а на 468 *км* (Gebecinar) с D_y=400 *мм* на D_y=300 *мм*. На 403 *км* (Karacabey) МГ Ankara – Ipsola начинается распределительный газопровод Karacabey – Izmir D_y=900 *мм* L=242 *км*.

От 502 *км* (Biga) до 612 *км* (ГИС Kipoi недалеко от города Ipsola) МГ Ankara – Ipsola состоит из одного газопровода D_y=900 *мм*, который расположен параллельно транзитному МГ TANAP.

На своём протяжении МГ Ankara – Ipsola пересекает границы областей (илы) Турции: на 80 *км* между Ankara и Eskisehir, на 230 *км* между Eskisehir и Bilecik, на 280 *км* между Bilecik и Bursa, на 420 *км* между Bursa и Baliresir, на 478 *км* между Baliresir и Canakkale.

МГ Ankara – Ipsola заканчивается на 612 км на границе с Грецией, где установлена ГИС Kipoi. Техническая возможная производительность газопровода Ankara – Ipsola через ГИС Kipoi со стороны Турции в Грецию составляет 48,6 *GWh/d* или около 4,3 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

От 502 *км* (Biga) газопровод D_y=300 *мм* продолжается (с тем же километражем), как распределительный газопровод Biga – Canakkale D_y=300 *мм* L=134 *км*. К нему подключены: на 502 *км* ГРС Biga, на 532 *км* ГРС Can, на 574 *км* газопровод отвод до ГРС Ezine и газовое месторождение Gakcerlec, на 614 *км* ГРС Canakkale.

От границы с Грузией газ поступает через ГИС Turkgozu по МГ Turkgozu – Yagan D_y=1000 *мм* L=250 *км*. На 133 км к газопроводу подключена ГРС Kars. В конце на 250 *км* (Yagan) газопровод соединяется с 235 *км* МГ Iran – Ankara. От этого места начинается газопровод отвод D_y=200 *мм* L=186 *км* до ГРС Ardahan.

По подводному МГ Blue Stream газ из России поступает через ГИС Durusu по МГ Durusu – Bala D_y=1200 *мм* L=354 *км*. К газопроводу подключены: на 1 *км* ГРС Samsun, на 53 *км* газопровод отвод до ГРС Niksar, на 82 *км* газопровод отвод до ГРС Tokat, на 6 *км* которого подключена ГРС Amasya, на 93 *км* газопровод отвод D_y=250 *мм* L=25 *км* до ГРС Merzifon, на 150 *км* ГРС Corun, на 310 *км* ГРС Kirikkale. На 290 *км* (Sungurlu) к газопроводу подключается МГ Pendik – Sungurlu.

На своём протяжении МГ Durusu – Bala пересекает границы областей Турции: на 78 *км* между Samsun и Amasya, на 114 *км* между Amasya и Corum, на 249 *км* между Corum и Yozgat, на 264 *км* между Yozgat и Kikkale, на 334 *км* между Kikkale и Ankara.

МГ Durusu – Bala заканчивается на 354 *км* (Bala) подключаясь к 1110 *км* МГ Iran-Ankara. К этому месту подключается один из газопроводов отводов к ГРС Ankara.

Газотранспортные системы Болгарии и Турции соединяются на границе через ГИС Malkolar. В последнее время газ от Болгарию в Турцию через ГИС Malkolar не поступает. Газ поступает по МГ Malkolar – Istanbul L=255 *км*, состоящему из участков двух параллельных газопроводов, от Турции в Болгарию. Техническая возможная производительность газопровода Malkolar – Istanbul через ГИС Malkolar со стороны Турции в Болгарию составляет 576,0 *GWh/d* или около 50,52 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

Первый участок Malkolar – Amborli (0–201 км) состоит из двух газопроводов D_y=900 *мм*. К газопроводу подключены: на 39 *км* (КС Kirklareli) газопровод D_y=350 *мм* L=63 *км* в сторону границы с Грецией (ГИС Edirne), на 90 *км* ГРС, на 98 *км* газопровод отвод до ГРС, на 138 *км* терминал СПГ Marmara Ereglisi, на 161 *км* ПХГ Marmara.

Участок Amborli – Pendik (201-255 *км*) состоит из двух газопроводов D_y=750 *мм*. На 228 *км* к газопроводу Malkolar-Istanbul подключен газопровод отвод до ГРС Istanbul и морское газовое месторождение Gayirle.

На своём протяжении МГ Malkolar – Istanbul пересекает границы областей (илы) Турции: на 97 *км* между Kiklareli и Tekirdag, на 135 *км* между Tekirdag и Istanbul.

Газопровод Malkolar – Istanbul заканчивается на 255 *км*, где располагается КС Pendik, к которой подключается перемычка с МГ Ankara – Ipsola, состоящая из двух газопроводов D_y=600 *мм* L=79 *км*.

От КС Pendik начинается МГ Pendik – Sungurlu D_y=600/450/600 *мм* L=525 *км*. К газопроводу подключены: на 17 *км* ГРС Gebze, на 55 *км* ГРС Coluk, на 61 *км* ГРС Alikahya Fotih, на 100 *км* (Adapazari) к газопроводу подключается ГРС Adapazari и перемычка D_y=900 *мм* L=115 *км* с МГ Ankara – Ipsola. На 172 *км* (Duzce) к газопроводу подключена ГРС Duzce и начинается РГ Duzce – Bartin D_y=450/400 *мм* L=153 *км*, к которому подключены ГРС Zonguldak (100 *км*), газопровод отвод L=24 *км* до ГРС Gokcebey и ГРС Bortin (153 *км*). К МГ Pendik – Sungurlu подключено несколько газопроводов отводов: на 213 *км* до ГРС Bolu, на 299 *км* D_y=300 *мм* L=42 *км* до ГРС Karaluk, на 310 *км* D_y=200 *мм* L=45 *км* до ГРС Kizilcahama, на 395 *км* D_y=250 *мм* L=55 *км* до ГРС Tosya и ГРС Kastamanu, на 440 *км* ГРС Cankiri.

К МГ Pendik – Sungurlu подключены морские газовые месторождения: Akcukaca, Ayazili, Akkaya, Bati Eskikale.

На своём протяжении МГ Pendik – Sungurlu пересекает границы областей (илы) Турции: на 12 *км* между Istanbul и Kocaeli, на 80 *км* между Kocaeli и Sakaraya, на 143 *км* между Sakaraya и Duzce, на 193 *км* между Duzce и Bolu, на 298 *км* между Bolu и Karabuk, на 312 *км* между Karabuk и Cankiri, на 490 *км* между Cankiri и Kirikkale.

Газопровод Pedik – Sungurlu заканчивается на 525 *км* (Sarikaya) подключаясь к 290 *км* МГ Durusu – Bala.

РГ Sivas – Mersin D_y=1000 *мм* L=626 *км* начинается на 695 *км* (КС Sivas) МГ Iran – Ankara. На 190 *км* к этому газопроводу подключается газопровод отвод D_y=600 *мм* L=17 *км* до ГРС Malatya.

На 314 *км* (Golbasi) от РГ Sivas – Mersin начинается другой РГ Golbasi – Diyarbakir D_y=1000 *мм* L=292 *км*. В конце к газопроводу подключена ГРС Diyarbakir и газопровод отвод D_y=350 *мм* L=88 *км* до ГРС Elazig, к которому на 53 *км* подключена ГРС Ergani. РГ Golbasi – Diyarbakir пересекает границы областей Турции: на 80 *км* между Adiyaman и Sanhurfa, на 225 *км* между Sanhurfa и Diyarbakir.

На 393 *км* к РГ Sivas – Mersin подключен газопровод отвод D_y=600 *мм* L=42 *км* до ГРС Gaziantep, а на 408 *км* газопровод отвод D_y=400 *мм* L=20 *км* до ГРС Kahramanmaras.

На 482 *км* (Osmaniye) к РГ Sivas – Mersin подключена ГРС Osmaniye и от него отходит газопровод D_y=600 *мм* L=63 *км* до ГРС Iskonderun и терминала СПГ Iskonderun.

На 560 км к РГ Sivas – Mersin подключена ГРСAdana.

На своём протяжении РГ Sivas – Mersin пересекает границы областей Турции: на 120 *км* между Sivas и Malatya, на 290 *км* между Malatya и Adiyaman, на 314 *км* между Adiyaman и Kahramanmaras, на 430 *км* между Kahramanmaras и Osmaniye, на 498 *км* между Osmaniye и Adana, на 582 *км* между Adana и Mersin.

РГ Sivas – Mersin заканчивается на 626 *км*, где к нему подключены ГРС Mersin и ПХГ Tarsus.

Большой РГ Kirsehir – Izmir D_y=1000/400 *мм* L=785 *км* начинается от 995 *км* (Kirsehir) МГ Iran – Ankara. К этому газопроводу подключаются несколько газопроводов отводов и ГРС: на 18 *км* газопровод отвод L=32 *км* до ГРС Nevsehir, на 79 *км* газопровод подключения L=50 *км* к ПХГ Tuz Golu, на 95 *км* газопровод отвод до ГРС Nigde, к которому в свою очередь подключены на 5 *км* ГРС Aksaray и ПХГ Aksaray, на 72 *км* газопровод отвод D_y=400 *мм* L=38 *км* до ГРС Ulukisla, на 104 *км* ГРС Bor, на 211 *км* (Konya) ГРС Konya, газопровод отвод D_y=500 *мм* L=110 *км* до ГРС Karaman и газопровод отвод D_y=400 *мм* L=116 *км* до ГРС Seydisehir, на 295 *км*

ГРС Ilgin, на 337 *км* ГРС Aksehir, на 375 *км* газопровод отвод D_y=400 *мм* L=40 *км* до ГРС Afyon, на 450 *км* газопровод отвод D_y=600/400 *мм* L=155 *км* до ГРС Antalya к которому на 34 *к*м подключены ГРС Burdur и ГРС Isparta, на 565 *км* ГРС Denizli, на 642 *км* ГРС Nazilli, на 686 *км* ГРС Aydin, на 710 *км* газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Soke, на 740 *км* газопровод отвод L=30 *км* до ГРС Tire и на 785 *км* ГРС Izmir.

На 686 *км* (Aydin) РГ Kirsehir – Izmir меняет свой диаметр с D_y=1000 *мм* на D_y=400 *мм*.

РГ Kirsehir – Izmir пересекает границы областей Турции: на 36 *км* между Kirsehir и Aksaray, на 160 *км* между Aksaray и Konya, на 354 *км* между Konya и Afyonkarahisar, на 507 *км* между Afyonkarahisar и Denizli, на 595 *км* между Denizli и Aydin, на 724 *км* между Aydin и Izmir.

В конце (785 *км*) газопровод Kirsehir – Izmir соединяется с другим РГ Karacabey – Izmir. В этом месте к ним подключены ГРС Izmir и терминал СПГ Izmir.

От 252 *км* (Bozuyuk) МГ Ankara – Ipsola начинается РГ Bozuyuk – Usak D_y=500/400/250 *мм* L=216 *км*.

На 68 *км* (Kutahya) газопровод меняет свой диаметр с D_y=500 *мм* на D_y=400 *мм*. На последнем участке с 185 *км* по 216 *км* расположен газопровод с D_y=250 *мм*.

К РГ Bozuyuk – Usak подключены: на 68 *км* ГРС Kutahya, газопровод отвод D_y=200 *мм* L=43 *км* до ГРС Kirka и газопровод отвод D_y=150 *мм* L=40 *км* до ГРС Tavsali, на 100 *км* газопровод отвод L=35 *км* до ГРС Emet, на 185 *км* газопровод отвод D_y=200 *мм* L=73 *км* до ГРС Solihli и на 216 *км* ГРС Usak.

РГ Bozuyuk – Usak пересекает границы областей Турции: на 30 *км* между Eskisehir и Kutahea, на 159 *км* между Kutahea и Usak.

От 403 *км* (Karacabey) МГ Ankara – Ipsola начинается РГ Karacabey – Izmir D_y=900 *мм* L=242 *км*.

К газопроводу подключены: на 5 *км* газопровод отвод до ГРС Viaileva и ГРС Mustafa Kemalpasa, на 38 *км* ГРС Susurluk, на 79 *км* ГРС Balikesir, 164 *км* газопровод отвод до ГРС Akhisar, на 215 *км* газопровод отвод L=29 *км* до ГРС Aliaga, на 220 *км* газопровод отвод L=37 *км* до ГРС Turgutlu, к которому на 11 *км* подключена ГРС Manisa.

В конце газопровод Karacabey – Izmir соединяется с другим РГ Kirsehir – Izmir. В этом месте к ним подключены ГРС Izmir и терминал СПГ Izmir.

РГ Karacabey – Izmir пересекает границы областей Турции: на 24 *км* между Bursa и Balikesir, на 116 *км* между Balikesir и Manisa, на 229 *км* между Manisa и Izmir.

От Грузии через ГИС Vale начинается транзитный МГ Trans Anatolian Pipeline (TANAP) D_y=1400/1200 *мм* L=1850 *км.* На 145 *км* газопровод располагается недалеко от города Kars. От 280 *км* (Yagan) до 526 *км* (Erzincan) газопровод располагается параллельно МГ Iran – Ankara. От 526 *км* (Erzincan) МГ TANAP поворачивая к городу Sivas, огибая его с правой стороны, а МГ Iran – Ankara, с левой. На 983 *км* МГ TANAP проходит недалеко от города Yozgat. На 1411 *км* МГ TANAP меняет свой диаметр с D_y=1400 *мм* на D_y=1200 *мм*. На 1450 *км* МГ TANAP в районе КС Eskisehir соединяется с системой газоснабжения Турции. МГ TANAP располагаясь параллельно с МГ Ankara – Ipsala пересекает границу с Грецией, где установлена ГИС Kipoi. Техническая возможная производительность МГ TANAP через ГИС Kipoi со стороны Турции в Грецию составляет 350,0 *GWh/d* или около 31,82 *млн* $м^3$*/сут*. (ENTSOG 2021).

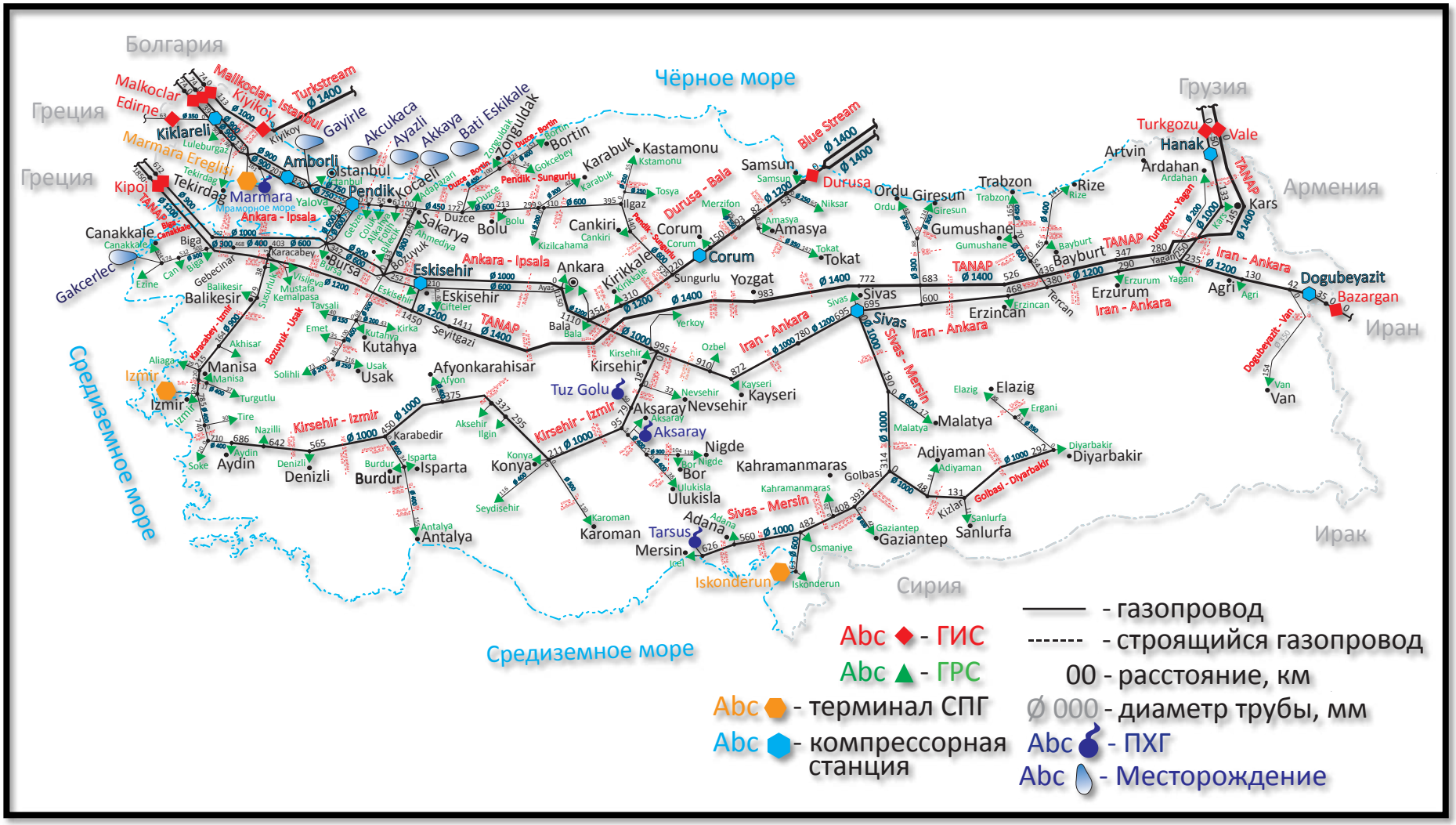


Рис. № 2.2.89 Потоковая схема газопроводов Турции

МГ TANAP на своем протяжении пересекает границы областей Турции: на 76 *км* между Ardahan и Kars, на между 248 *км* между Kars и Erzurum, на между 421 *км* между Erzurum и Erincan, на между 619 *км* между Erincan и Sivas, на 859 *км* между Sivas и Yozgat, на 1041 *км* между Yozgat и Kirsehir, на 1067 *км* между Kirsehir и Kirikkale, на 1125 *км* между Kirikkale и Ankara, на 1172 *км* между Ankara и Eskisehir, на 1455 *км* между Eskisehir и Bilecik, на 1485 *км* между Bilecik и Bursa, на 1485 *км* между Bursa и Kutahea, на 1550 *км* между Kutahea и Bursa, на 1685 *км* между Bursa и Baliresir, на 1745 *км* между Baliresir и Canakkale.

2.2.8.26. Система газоснабжения Финляндии

Газ в систему газоснабжения Финляндии поступает из газотранспортной системы России (Газпром трансгаз Санкт-Петербург) через ГИС Imatra, расположенной через 1 *км* после границы.

Газопроводы системы газоснабжения Финляндии подразделяются на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы;
- газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы Финляндии эксплуатируются при давлении P_y=5,4 *МПа.*

К распределительным газопроводам, подключены газопроводы отводы и по ним газ поступает до ГРС, от которых начинаются газопроводы газоснабжения потребителей низкого давления, работающие, как правило при давлении P_y= 0,8 *МПа*.

Газ из системы газоснабжения России через ГИС Imatra поступает в систему газоснабжения Финляндии по магистральному газопроводу Imatra – Mantsala, состоящему из двух параллельных газопроводов L=210 *км* D_y=900 *мм* и D_y=700 *мм*.

Техническая возможная производительность магистральных газопроводов МГ Imatra – Mantsala через ГИС Imatra при поставках газа из России в Финляндию составляет 220,0 *GWh/d* или около 20,0 *млн* $м^3$*/сут*. (ENTSOG 2021).

На расстоянии около 1 *км* от границы на МГ Imatra – Mantsala установлена КС Imatra. На 2 *км* (Raikkolo) к газопроводам подключается газопровод отвод L=17 *км* до ГРС Kaukopaa. К этому газопроводу отводу также подключаются ГРС Jakola (3 *км*), ГРС Kymalahti (15 *км*), ГРС Pautio (17 *км*). На 8 *км* этого газопровода отвода подключается газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Ita-Sitola (2 *км*), ГРС Monsikkala (3 *км*), ГРС Korvenkantu (5 *км*), ГРС Virasoja (8 *км*), и ГРС Vuoksenniska 10 *км*).

На 4 *км* к МГ Imatra – Mantsala подключена ГРС Solo-Issakka, на 18 *км* подключен газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Lapikangas, ГРС Pulp, ГРС Honkalahti, на 33 *км* (Kaipiala) подключен газопровод отвод L=4 *км* до ГРС Tirilia и ГРС Rarkkarila, на 39 *км* (Hanki-Kemppi) подключен газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Topiola (1 *км*), ГРС Mattila (3 *км)*, ГРС Rakuunamaki (5 *км*), ГРС Kivisalmi (9 км) и ГРС Vaimala (9 *км*), на 70 *км* подключена ГРС Luumaen KK., на 76 *км* ГРС Luumaki, на 100 *км* ГРС Rautoja, 116 *км* (Ahola) ГРС Hakamaki.

На 100 *км* два параллельных МГ Imatra – Mantsala меняют свой диаметр с D_y=900 *мм* на D_y=700 *мм*.

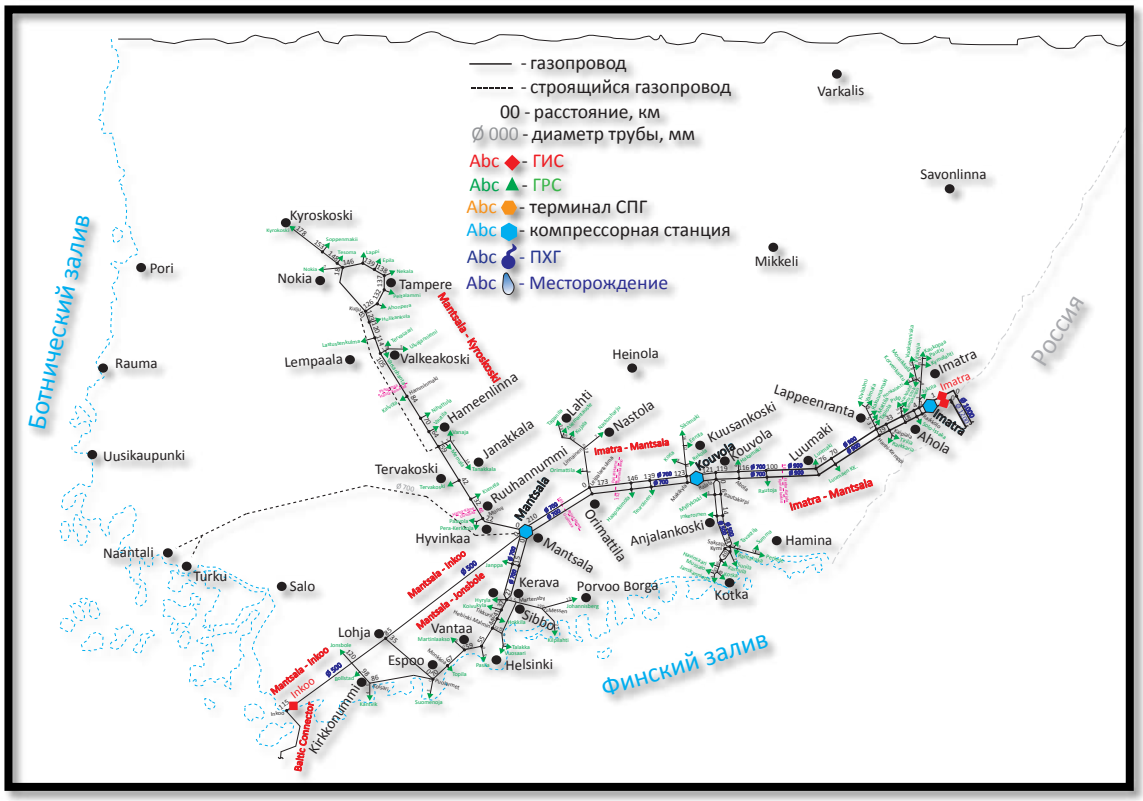


Рис. № 2.2.90 Потоковая схема газопроводов Финляндии

На 119 *км* (Rajala) от МГ Imatra – Mantsala начинается распределительный газопровод Kouvola – Kotka L=49 *км*, состоящий из участков различной конфигурации. На 121 *км* МГ Imatra – Mantsala установлена КС Kouvola.

На 123 *км* (Mokikyla) к МГ Imatra – Mantsala подключается газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Koria (4 *км*), ГРС Rekola (3,5 *км*), ГРС Eerola (12 *км*), ГРС Sikomaki (16 *км*). На 139 *км* к МГ Imatra – Mantsala подключается ГРС Teuroinen, на 146 *км* ГРС Hoopo-Kimola. На 173 *км* (Leipalankulma) от Imatra – Mantsala начинается РГ Leipalankulma – Lahti L=33 *км*. К этому газопроводу на 6 *км* подключен газопровод отвод L=4 *км* до ГРС Orimattila, на 19 *км* (Linnainen) газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Nastonharju, на 26 *км* ГРС Kujala, на 29 *км* ГРС Asemantauste и на 33 *км* ГРС Tapanila.

МГ Imatra – Mantsala заканчивается на 210 *км* (Hirvihaara), где установлена КС Mantsala.

На своём протяжении МГ Imatra – Mantsala пересекает границы областей (maakunta) регионального деления Финляндии: на 90 *км* между Eteba-Karjala и Kymenlaakso, на 152 *км* между Kymenlaakso и Paijat-Hame, на 185 *км* между Paijat-Hame и Uusimaa.

На 119 *км* (Rajala) от МГ Imatra – Mantsala начинается РГ Kouvola – Kotka L=49 *км*, состоящий из участков различной конфигурации. Первый участок РГ Kouvola – Kotka состоит из двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм* L=40 *км*. На 6 *км* к распределительному газопроводу подключается ГРС Mallykaski, на 14 *км* ГРС Inkeroinen, на 34 *км* (Saksala) подключается газопровод отвод L=10 *км*, к которому в свою очередь подключены ГРС Tavastila (1 *км*), ГРС Rantahakka (3 *км*), ГРС Summa (9 *км*) и ГРС Petkele (10 *км*), на 36 *км* (Kymi) к РГ Kouvola-Kotka подключается газопровод отвод L=7 *км* до ГРС Sunila, на 40 *км* подключена ГРС Karhula.

Второй участок РГ Kouvola – Kotka (40 *км* - 49 *км*) состоит из одного трубопровода к которому подключены на 46 *км* ГРС Havinsaari, на 47 *км* газопровод отвод L=4 *км* до ГРС Mussala и ГРС Janskanniemi, на 49 *км* ГРС Kotka.

КС станция Mantsala является узловой точкой системы газоснабжения Финляндии. От неё начинаются газопроводы: Mantsala – Jonsbole, Mantsala – Kyroskoski и Mantsala – Lohja.

От 210 *км* (Mantsala) МГ Imatra – Mantsala начинается РГ Mantsala – Jonsbole L=120 *км*, который состоит из участков различной конфигурации.

Участок от 0 *км* (Mantsala) до 27 *км* (Kerava) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=700 *мм*. На 15 *км* к газопроводу подключается газопровод отвод L=2,5 *км* до ГРС Janppa, на 27 *км* газопровод отвод L=3 *км* до ГРС Hyryla и газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Kilpilahti от которого в свою очередь на 19 *км* подключен газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Johannisberg. На 5 *км* (Martensby) газопровода отвода до ГРС Kilpilahti начинается газопровод L=22 *км* до 44 *км* (Helsinki-Malmin) РГ Mantsala – Jonsbole.

Следующий участок (27–44 км) РГ Mantsala – Jonsbole состоит из одного трубопровода. На 37 *км* к нему подключена ГРС Koivukyla, на 41 *км* (Tikkurila) ГРС Hakkila. Участок заканчивается на 44 *км* в районе аэропорта Helsininki-Malmin lentoasema. Здесь к газопроводу Mantsala – Jonsbole подключается газопровод L=22 *км*, который проходит параллельно участку Kerava – Helsininki-Malmin lentoasema, и начинается на 5 *км* (Martensby) газопровода отвода до ГРС Kilpilahti. К этому газопроводу на 18 *км* подключены ГРС Tolakka и ГРС Vuosaaari.

Участок РГ Mantsala – Jonsbole от 44 км (Kerava – Helsininki – Malmin lentoasema) до 120 км (Jonsbole) состоит из одного трубопровода D_y=500 *мм* к которому на 55 *км* подключен газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Pasila, на 59 *км* газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Mortinlaakso, на 67 *км* (Monkkom) подключена ГРС Topiola, на 70 *км* (Puolarmet) газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Suomenoja, на 86 *км* (Korsari) газопровод отвод L=4 *км* до ГРС Kontvik, на 98 *км* ГРС Bollstad и на 120 *км* подключена ГРС Jonsbole.

От 70 *км* (Puolarmet) РГ Mantsala – Jonsbole начинается перемычка L=35 *км* до 85 *км* газопровода Mantsala – Inkoo.

От 210 *км* (Mantsala) МГ Imatra – Mantsala начинается РГ Mantsala – Kyroskoski L=178 *км*, который состоит из одного трубопровода. К этому газопроводу на 22 *км* (Monni) подключены ГРС Pera-Kerkkola и Paavola, на 32 *км* ГРС Kumela, на 42 *км* ГРС Tervakoski, на 59 *км* подключен газопровод отвод L=14 *км* до ГРС Tpaila к которому в свою очередь на 3 *км* подключена ГРС Memala, а на 5 *км* подключен газопровод отвод L=2 *км* до ГРС Vanaja, на 64 *км* подключена ГРС Vautila, на 70 *км* ГРС Nihattula, на 84 *км* (Hamminmaki) ГРС Kalvola, на 105 *км* подключен газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Ulvajanniemi к которому в свою очередь подключены на 1 *км* ГРС Varsanhanta, а на 2 *км* ГРС Terrasaari, на 114 *км* подключена ГРС Lastustenkulma, на 120 *км* ГРС Hulikankula.

На 123 *км* (Kulju) от РГ Mantsala – Kyroskoski отходит газопровод L=18 *км* в обход слева озера Pyhajarvi. Основной газопровод обходит озеро Pyhajarvi справа в районе города Tampere. На 146 *км* (Kalku) эти два газопровода соединяются, образуя кольцо.

На 126 *км* распределительного газопровода Mantsala – Kyroskoski подключается ГРС Ahonpera, на 132 *км* ГРС Peltalammi, на 137 *км* ГРС Nekola, на 138 *км* ГРС Epila, на 139 км ГРС Lappi, на 146 *км* подключается газопровод отвод L=7 *км* до

ГРС Nokia, на 148 *км* ГРС Tesoma, на 153 *км* ГРС Soppenmaki и на 178 *км* ГРС Kyroskoski.

На своём протяжении РГ Mantsala – Kyroskoski пересекает границы областей (maakunta) Финляндии: на 26 *км* между Uusimaa и Hanta-Kame и на 88 *км* между Hanta-Kame и Pirkanmaa.

От 210 *км* (Mantsala) МГ Imatra – Mantsala начинается новый газопровод Mantsala – Inkoo L=115 *км*, который состоит из одного трубопровода. На 85 *км* недалеко от города Lohja к газопроводу Mantsala – Lohja подключается перемычка, начинающаяся от 70 *км* (Puolarmet) РГ Mantsala – Jonsbole. Газопровод Mantsala – Inkoo заканчивается на 115 км на берегу Финского залива, где установлена ГИС Inkoo и начинается подводный газопровод Baltic Connector до берегов Эстонии.

2.2.8.27. Система газоснабжения Франции

Поставки газа в систему газоснабжения Франции осуществляются за счёт магистрального транспорта через Бельгию (ГИС Blareanies/Taisnières), Германию (ГИС Obergailbach), Испанию (ГИС Biriatou), Ла-Манш (ГИС Dunkerque) и транспортом сжиженного газа через терминалы СПГ Mantoir de Bretagne, Fos Tonkin, Fos Cavaou и Dunkerque.

Через магистральные газопроводы Франции газ поставляется в Швейцарию (ГИС Oltingue) и Испанию (ГИС Larrou и ГИС Biriatou).

Система газоснабжения Франции подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

В системе газоснабжения Франции существуют районы поставки высококалорийного и низкокалорийного газа (северная часть Франции).

К магистральным можно отнести газопроводы с $D_y \geq 400$ *мм* и $P_y \geq 6{,}77$ *МПа*, к распределительным - газопроводы с $D_y \leq 400$ *мм* и $P_y \leq 6{,}77$ *МПа*. Причем магистральные газопроводы имеют разное рабочее давление $P_y = 6{,}77$ *МПа*, $P_y = 8{,}0$ *МПа*, $P_y = 8{,}5$ *МПа* и Ру=9,5 *МПа*.

Распределительные газопроводы, подключены к магистральным газопроводам и по ним газ поступает до ГРС. Некоторые распределительные газопроводы имеют значительную протяжённость, осуществляя функцию технологических перемычек между отдельными частями магистральных газопроводов.

Из Бельгии газ поступает через ГИС Blareanies, расположенную на территории Бельгии и ГИС Taisnières, расположенную на территории Франции. По магистральным газопроводам из Бельгии поступает H-gas и L-gas. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Taisnières H-gas составляет 640 *GWh/d* или около 56,14 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Taisnières низкокалорийного газа L-gas составляет 230 *GWh/d* или около 23,71 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Далее, после ГИС Taisnières, газ поступает на КС Taisnières, расположенную недалеко от границы. От КС Taisnières по системе газопроводов Artere de Nord I Et II, состоящей из двух МГ $P_y = 6{,}77$ *МПа* $D_y = 900$ *мм* L=149 *км* и $D_y = 700$ *мм* L=131 *км* газ направляется к КС Cuvilly и далее по МГ $D_y = 750$ *мм* L=67 *км* $P_y = 6{,}77$ *bar* направляется в район населённого пункта Villiers-le-Bel (159 *км*), где газопровод Artere de Nord I Et II подключается к большому кольцевому газопроводу Парижа Grande Centure Parisienne (GCP). На 53 *км* газопроводы Artere de Nord I Et II

пересекают границу между провинциями Nord-Pas-de-Calais и Picardie, а на 175 *км* газопровод Artere de Nord I Et II пересекает границу между провинциями Picardie и Ile-de-France.

К КС Cuvilly газ так же направляется по транзитному МГ Franpipe от месторождения Draupner S/E (Норвегия), расположенного в Северном море. Через ГИС Dunkerque по МГ Artere des Hauts de France, состоящему из двух трубопроводов D_y=1000 *мм* L=170 *км* P_y=8,5 *МПа*. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Dunkerque составляет 570 *GWh/d* или около 50 *млн м³/сут* (ENTSOG 2017). К ГИС Dunkerque подключен терминал СПГ Dunkerque. Техническая возможная производительность газопровода через терминал СПГ Dunkerque составляет 570 *GWh/d* или около 50,44 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021). Сразу после ГИС на газопроводе установлена КС, от которой начинается газопровод в сторону Бельгии (ГИС Alveringem). Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Alveringem при подаче газа из Франции в Бельгию составляет 270 *GWh/d* или около 23,22 *млн м³/сут* (ENTSOG 2017). На 134 *км* газопровод Artere des Hauts de France пересекает границу между провинциями Nord-Pas-de-Calais и Picardie.

От КС Taisnières по системе газопроводов Artere de Artois L=100 *км* P_y=6,77 *МПа*, состоящей из двух МГ с участками D_y=600 *мм* до КС Arleux-en-Gohelle и далее D_y=400 *мм* до St-Pol-sur-Ternoise, L-gas направляется в системы газораспределения областей Nord, Pas-de-Calais, Somme, Aisne провинции Nord-Pas-de-Calais.

От КС Arleux-en-Gohelle газ направляется на КС Cuvilly по МГ D_y=800 *мм* L=92 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 35 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Nord-Pas-de-Calais и Picardie.

В районе КС Cuvilly к системе газопроводов подключается ПХГ Gournay Sur Aronde.

От КС Taisnières по системе газопроводов Artere de Lorraine, состоящей из двух МГ D_y=500/450 *мм* L=270 *км* P_y=6,77 *МПа* и D_y=600/550 *мм* L=290 *км* P_y=6,77 *МПа* газ направляется на КС Laneuvelotte. На 34 *км* газопроводы Artere de Lorraine пересекают границу между провинциями Nord-Pas-de-Calais и Picardie.

На 60 *км* в узловой точке Aubenton, от системы газопроводов Artere de Lorraine, начинается МГ Artere des Marches du Nord-Est и большой РГ Artere de Champagne D_y=450/400/300 *мм* L=183 *км*, который на 110 км (Berceres-les-Vetus) пересекается с РГ Artere de L'Est (GCP-Metz). РГ Artere de Champagne заканчивается на 183 *км* в населённом пункте St. Pouance, подключаясь к 95 *км* магистрального газопровода Artere de Sene.

На КС Breheville (160 *км*) от системы газопроводов Artere de Lorraine начинается РГ Reseau Nord Lorraine D_y=300 *мм* L=205 *км*, который ещё в двух местах соединяется с системой газопроводов Artere de Lorraine и он заканчивается на 205 *км* (Petit-Tenquin), соединяясь с 30 *км* МГ Artere du Nord-Est.

В районе города Metz соединяются два газопровода: РГ Reseau Nord Lorraine и РГ Artere de L'Est D_y=300 *мм* L=285 *км*.

РГ Artere de L'Est начинается от 14 км (Fèrolles-Attilly) кольцевого газопровода GCP. На 65 *км* газопровод Artere de L'Est пересекает границу между провинциями Ile-de-France и Champagne Ardenne. На 100 *км* (Berceres-les-Vetus) газопровод Artere de L'Est пересекается с 110 *км* РГ Artere de Champagne, на 175 *км* к газопроводу подключено ПХГ Trois Fontames, а на 210 *км* он пересекает МГ Artere des Marches du Nord-Est. В районе города Metz на 285 км РГ Artere de L'Est заканчивается, соединяясь с РГ Reseau Nord Lorraine.

Система газопроводов Artere de Lorraine заканчивается на КС Laneuvelotte (270 *км*), установленной на МГ Artere du Nord-Est. От КС начинается МГ Artere D'Alsoce и к КС подключено ПХГ Carville -Velaine.

На 60 *км* (КС Aubenton) от системы газопроводов Artere de Lorraine начинается МГ Artere des Marches du Nord-Est D_y=1000 *мм* L=355 *км*, который заканчивается на границе со Швейцарией (ГИС Oltingue). До КС Morelmaison (210 *км*) МГ Artere des Marches du Nord-Est работает при давлении P_y=6,77 *МПа*, а после КС с давлением P_y=8,5 *МПа.* На 84 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Champagne Ardenne и Lorraine. На 157 *км* (St-Aubin-sur-Aire) МГ Artere des Marches du Nord-Est пересекается с РГ Artere de L'Est, а на КС Morelmoison (210 *км*) с МГ Artere du Nord-Est. На 277 *км* МГ Artere des Marches du Nord-Est пересекает границу между провинциями Lorraine и Franche-Comte. МГ Artere des Marches du Nord-Est заканчивается на 355 *км* на границе со Швейцарией (ГИС Oltingue). Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Oltingue со стороны Франции в Швейцарию составляет 223 *GWh/d* или около 19,56 *млн м^3/сут.* Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Oltingue со стороны Швейцарии в Францию составляет 100 *GWh/d* или около 8,77 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

От ГИС Obergailbach, расположенном на расстоянии 1 *км* от границы с Германией, начинается большая газотранспортная система, соединяющая север и юг Франции. Система состоит из нескольких последовательных магистральных газопроводов. Этой системе газ направляется по газопроводам с юга (терминал СПГ Fas Tonkin) и севера (ГИС Obergailbach) навстречу друг другу.

С севера газ направляется через ГИС Obergailbach по МГ Artere du Nord-Est L=479 *км*, состоящему из трех участков: первый участок от ГИС Obergailbach до КС Laneuvelotte состоит из двух параллельных МГ D_y=900 *мм* L=71 *км* P_y=8,0 *МПа*, второй участок от КС Laneuvelotte до КС Voisines состоит из одного МГ D_y=800 *мм* L=278 *км* P_y=6,77 *Mna* и третий участок от КС Voisines до Montbèliard состоит из одного МГ D_y=500 *мм* L=130 *км* P_y=6,77 *Mna*, который после КС Voisines поворачивает в сторону границы с Швейцарией. МГ Artere du Nord-Est заканчивается возле населённого пункта Montbèliard (479 км), где он соединяется с системой распределительных газопроводов SUD.

От МГ Artere du Nord-Est сразу после ГИС Obergailbach проходит граница между провинциями Lorraine и Alsace и начинается РГ Artere D'Alsoce D_y=400 *мм* L=80 *км*, который заканчивается на ГРС Strasbourg (80 *км*).

На КС Laneuvelotte, установленной на 71 км, к МГ Artere du Nord-Est подключается система газопроводов Artere de Lorraine и начинается МГ Artere de Alsoce, состоящая из двух параллельных трубопроводов D_y=450 *мм* L=95 *км* с рабочим давлением ниже 6,77 *МПа*. На 57 *км* МГ Artere de Alsoce пересекает границу между провинциями Lorraine и Alsace. МГ Artere de Alsoce заканчивается на КС Baldenheim (95 *км*), от которой начинается система РГ SUD (с участками D_y=400, 250 и 200 *мм*), соединяющаяся возле населённого пункта Montbèliard с 479 *км* МГ Artere du Nord-Est. На 30 *км* (Dessenheim) газопровода SUD начинается газопровод D_y=400 *мм* L=29 *км* до населённого пункта Mulhouse, от которого газопровод направляется к городу Базель (Швейцария). Техническая возможная производительность этого газопровода составляет 8,8 *GWh/d* или около 0,77 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021). На 61 *км* (Cernay) РГ SUD пересекает границу между провинциями Alsace и Franche-Comte.

На КС Morelmaison (159 *км*) МГ Artere du Nord-Est пересекается с 210 *км* МГ Artere des Marches du Nord-Est, а на 180 *км* МГ перемычкой D_y=300 *мм* L=80 *км*

соединяется с ПХГ Trois Fontames. На 189 *км* МГ Artere du Nord-Est» пересекает границу между провинциями Lorraine и Champagne Ardenne.

КС Voisines (349 *км*) является узловой. Здесь начинается МГ Artere de Sene и МГ Artere de Bourgogne.

На 390 *км* МГ Artere du Nord-Est пересекает границу между провинциями Champagne Ardenne и Franche-Comte.

От узловой КС Voisines (349 *км* МГ Artere du Nord-Est) начинается МГ Artere de Sene, состоящий из двух участков и заканчивающийся на КС Évry-Grégy кольцевого РГ GCP. Первый участок от КС Voisines до КС Dirrey-Sant-Julien состоит из двух параллельных газопроводов D_y=750 *мм* L=113 *км* P_y=6,77 *МПа*. Второй участок состоит из одного газопровода D_y=750 *мм* L=107 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 95 *км* (St-Pouance) к МГ Artere de Sene подключается РГ Artere de Champagne. На 113 км МГ установлена КС Dirrey-Sant-Julien. На 168 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Champagne Ardenne и Ile-de-France.

МГ Artere de Bourgogne состоит из двух участков. Первый участок от узловой КС Voisines МГ Artere du Nord-Est до КС Palleau состоит из двух параллельных газопроводов D_y=800 *мм* L=82 *км* P_y=6,77 *МПа*. Второй участок от КС Palleau до КС Etrez состоит из одного газопровода D_y=800 *мм* L=70 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 20 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Champagne Ardenne и Bourgogne. На 82 *км* МГ Artere de Bourgogne установлена КС Palleau и начинается система газопроводов Artere du Charolais L=96 *км*, работающая при P_y=6,77 *МПа*, состоящая из участков D_y=500 *мм*, D_y=450 *мм*, D_y=250 *мм* и D_y=200 *мм*, которая заканчивается на КС Vindecy.

МГ Artere de Bourgogne заканчивается на КС Etrez (152 км) к которой подключено ПХГ Etrez.

КС Etrez является узловой КС в восточной части Франции. К ней подходит большая система газопроводов с юга Франции (МГ Artere de L'Est Lyonnais и Artere du Rhone), начинается РГ Artere de Jura и подключено ПХГ Etrez. На КС проходит граница между тремя провинциями Bourgogne, Franche-Alpes и Rh'Ne-Alpes.

На юге Франции, недалеко от города Марсель расположены терминалы СПГ Fos Tonkin и Fos Cavaou, от которых по газопроводу подключения L=26 *км* газ подаётся к КС St. Martin de Crau. Техническая возможная производительность газопровода от терминалов СПГ Fos Tonkin и Fos Cavaou составляет 360,6 *GWh/d* или около 31,09 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

КС St. Martin de Crau является узловой КС на юге Франции. От КС St. Martin de Crau начинается МГ Artere de Rhone, РГ Artere de Durance, МГ Artere du Midi и РГ Artere du Languedoc.

МГ Artere de Rhone L=369 *км* P_y=6,77 *МПа* начинается на КС St. Martin de Crau. До 144 *км* (Valence) МГ Artere de Rhone имеет D_y=600 *мм*. На 76 *км* установлена КС Courthezon, на 103 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Provence-Alpes-Cote-d'Azur и Rh'Ne-Alpes, на 131 *км* установлена КС La Begude-de-Mazenc. На 144 *км* (Valence) начинается участок до КС St. Avit (187 *км*), состоящий из двух параллельных газопроводов D_y=800 *мм*. К системе газопроводов Artere de Rhone, в районе КС St. Avit, подключено ПХГ Tersanne.

От КС St. Avit (187 *км*) начинается МГ Artere de Savoic, МГ Artere de L'Est Lyonnais и продолжается МГ Artere de Rhone D_y=500 *мм*, который до 291 *км* (Balon) располагается параллельно с участком от 0 *км* (St. Avit) до 80 *км* (Balon) МГ Artere

de L'Est Lyonnais. На 237 *км* (Mions) от МГ Artere de Rhone начинается РГ Triangle Lyonnais D_y=300 *мм*, который полукольцом огибает город Lyon и снова соединяется на 325 *км* (Arnas) с МГ Artere de Rhone. От 325 *км* (Arnas) МГ Artere de Rhone начинается МГ Artere du Beaujolais L=70 *км*, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* P_y=6,77 *МПа*, который заканчивается на КС Vindecy. На 16 км этот газопровод пересекает границу между провинциями Rh'Ne-Alpes и Bourgogne.

Последний участок МГ Artere de Rhone между Arnas (325 *км*) и КС Etrez (369 *км*), где газопровод заканчивается, состоит из трубопровода D_y=600 *мм* с рабочим давлением P_y=8,0 *МПа*.

От КС St. Avit начинается МГ Artere de L'Est Lyonnais D_y=800 *мм* L=126 *км* P_y=80 *bar*, который заканчивается на КС Etrez. Этот МГ на участке от 0 *км* (St. Avit) до 80 *км* (Balon) проходит параллельно участку от 187 *км* (St. Avit) до 291 *км* (Balon) МГ Artere de Rhone.

От КС St. Avit начинается МГ Artere de Savoic, состоящий из участков двух параллельных газопроводов D_y=500/400/150/125 *мм* L=135 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 61 *км* газопровода установлена КС Entre-Deux-Guiebers. На 135 *км* (Allonzier-la-Caille), где заканчивается МГ Artere de Savoic, к нему подключается РГ Artere de Jura D_y=450/300 *мм* L=63 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 24 *км* этот газопровод пересекает границу между провинциями Franche-Comté и Rh'Ne-Alpes.

От КС St. Martin de Crau начинается МГ Artere de Durance с участком D_y=600 *мм* L=34 *км* P_y=67,7 *bar* (Cabriès) и участком D_y=750 *мм* L=62 *км* P_y=8,0 *МПаr* в конце которого подключено ПХГ Manosque, которое так же соединяется при помощи распределительного газопровода Artre du Haut-Var D_y=400 *мм* L=46 с распределительным газопроводом Artere de Provence D_y=400 *мм* L=170 *км*. РГ Artere de Provence начинается от 34 *км* (Cabriès) МГ Artere de Durance и продолжается до ГРС Nice и ГРС Monaco.

От терминала СПГ Mantoir de Bretagne начинается МГ Artere du Maine L=244 *км*. На участке до КС Nozay (48 *км*) этот МГ состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=800 *мм* L=48 *км* и работает при P_y=8,0 *МПа*, а после КС Nozay (48 *км*) и до КС Cherre (224 *км*) МГ Artere du Maine состоит из трубопровода D_y=900 *мм* и работает при давлении P_y=6,77 *МПа*. Техническая возможная производительность газопровода через терминал СПГ Mantoir de Bretagne составляет 320,5 *GWh/d* или около 27,63 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

В районе населённого пункта La Chapelle Launay (14 *км*) МГ Artere du Maine пересекает 251 км (La Chapelle Launay) РГ Artere de Vendec D_y=250/400/450 *мм* L=275 *км*, который начинается от КС Chazelles и заканчивается в населённом пункте Prinquiau (275 *км*). На 50 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Poitou-Charentes и Pays-de-la-Loire. От 220 км РГArtere de Vendec начинаются два газопровода D_y=200 *мм* до La Chapelle Launay (14 *км*) и продолжается РГArtere de Vendec до МГ Artere du Maine.

На 162 *км* МГ Artere du Maine установлена КС Auvers-le-Hamon. От КС Cherre (244 *км*) МГ Artere du Maine начинается система газопроводов Artere de Vendomois, состоящей из двух параллельных МГ D_y=900 и 750 *мм* L=112 *км*, работающих при давлении P_y=8,0 *МПа.* На 20 *км* этих МГ проходит граница между провинциями Pays-de-la-Loire и Centre. На 103 *км* газопровода подключено ПХГ Soings-en-Solon.

На 112 *км* к МГ Artere de Vendomois подключено ПХГ Cèrè-la-Ronde и ПХГ Chèmery.

От КС Cherre (244 *км*) МГ Artere du Maine начинается МГ Cherre-Caen D_y=500 *мм* L=160 *км* P_y=8,0 *МПа*.

Между КС Nozay (48 *км*) МГ Artere du Maine и Prinquiau (275 км) РГ Artere de Vendec существует перемычка D_y=300 *мм* L=33 *км*. От Prinquiau (275 км) РГ Artere de Vendec начинается распределительная система газопроводов Artere de Bretagne Sud L=270 *км*, состоящая из участков двух параллельных газопроводов D_y=500 *мм*, D_y=400 *мм*, D_y=300 *мм* и D_y=250 *мм*. В населённом пункте Prinquiau (275 км) РГ Artere de Vendec проходит граница между провинциями Pays-de-la-Loire и Bretagne.

От КС Nozay (48 *км*) МГ Artere du Maine начинается распределительная система газопроводов Artere de Bretagne Nord до ГРС Lannion L=160 *км*, состоящая из параллельных и последовательных участков трубопроводов D_y=500 *мм*, D_y=400 *мм* и D_y=250 *мм*. На этом газопроводе установлена КС Breal (57 *км*). На 17 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Pays-de-la-Loire и Bretagne.

От КС Nozay (48 *км*) МГ Artere du Maine начинается МГ Artere de Loire D_y=450 *мм* L=330 *км* P_y=6,77 *МПа* до ПХГ Chèmery. На 300 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Pays-de-la-Loire и Centre. Место подключения ПХГ Chèmery является «узловой» точкой системы газоснабжения Франции. Здесь сходятся четыре МГ и подключаются три ПХГ.

От КС Cherre начинается МГ Artere de Beauce D_y=900 *мм* L=112 *км* P_y=6,77 *МПа* до 104 *км* (Trappes) кольцевого РГ GCP, к которому подключено ПХГ Beynes, состоящим из двух ПХГ: ПХГ Beynes Profond и ПХГ Beynes Supèrieur. На 9 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Haute-Normandie и Centre, а на 90 *км* между провинциями Centre и Ile-de-France. На 56 км МГ Artere de Beauce установлена КС Saint-Arrount-des-Bois.

От 104 *км* (Trappes) кольцевого РГ GCP начинается система газопроводов Artere du Mantois, состоящая из двух параллельных трубопроводов D_y=750 *мм* и D_y=500 *мм* L=29 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 21 *км* газопроводы пересекают границу между провинциями Centre и Haute-Normandie. На 21 *км* (Fontenay) к МГ Artere du Mantois подключается 106 *км* (Fontenay) газопровода D_y=900 *мм* L=106 *км* P_y=6,77 *МПа*, начинающегося от КС Cuvilly. На 29 *км* к МГ Artere du Mantois подключено ПХГ St. Illies. С 29 *км* МГ Artere du Mantois меняет своё название на МГ Artere de Normandie Sud, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=500 *мм* и D_y=600 *мм* L=115 *км* P_y=67,7 *bar*. МГ Artere de Normandie Sud заканчивается на 144 *км,* где установлена КС Marais Vernier.

От 72 *км* (Bessancourt) кольцевого РГ GCP начинается система газопроводов Artere du Vexin состоящая из участков трубопроводов D_y=600 *мм* и D_y=450 *мм* L=160 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 30 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Ile-de-France и Picardie, а на 45 *км* границу между провинциями Picardie и Ile-de-France. На 36 *км* (Hodent) МГ Artere du Vexin пересекает 81 *км* (Hodent) газопровода D_y=900 *мм* L=106 *км* P_y=6,77 *МПа*, начинающегося от КС Cuvilly. На 45 *км* к МГ Artere du Vexin подключается ПХГ Sant Clair Sur Epte. От 45 *км* МГ Artere du Vexin меняет своё название на МГ Artere de Normandie Nord L=115 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 105 *км* к МГ Artere de Normandie Nord подключается перемычка D_y=400 *мм*

L=43 *км* P_y=6,77 *МПа* от МГ Artere de Normandie Sud. МГ Artere de Normandie Nord заканчивается на 160 *км,* где установлена КС Marais Vernier.

От КС Marais Vernier начинается распределительная система Artere du Cotentin L=173 *км* до города Cherbourg, состоящая из участков газопроводов D_y=200 *мм*, D_y=300 *мм* и D_y=400 *мм* различной конфигурации. На КС Marais Vernier проходит граница между провинциями Haute-Normandie и Basse-Normandie. На первом участке от КС Marais Vernier (0 *км*) до города Caen (62 *км*) РГ Artere du Cotentin состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=200 *мм* и D_y=400 *мм*. На 62 *км* (Caen) к РГ Artere du Cotentin» подключается МГ Cherre-Caen D_y=500 *мм* L=160 *км* P_y=8,0 *МПа*. От города Caen (62 *км*) РГ Artere du Cotentin состоит из трубопровода D_y=300 *мм*.

КС Roussines является узловой КС в центральной части системы газоснабжения Франции. На КС Roussines начинается МГ Artere de Sologn, МГ «Artere de Guyenne и газопровод перемычка Roussines-Chemery D_y=900 *мм* L=80 *км* P_y=8,0 *МПа*, между КС Roussines и местом подключения ПХГ Cèrè-la-Ronde и ПХГ Chèmery. На КС Roussines заканчивается МГ Artere de Centre-Est.

МГ Artere de Sologne D_y=500 *мм* L=289 *км* P_y=6,77 *МПа* начинается на КС Roussines. На 105 *км* установлена КС Mèry-sur-Cher, где МГ Artere de Sologne пересекается с МГ Artere du Berry. На 217 км установлена КС Château-Landon. Здесь на КС проходит граница между тремя провинциями Centre, Ile-de-France и Bourgogne. МГ Artere de Sologne заканчивается на КС Évry-Grégy (289 *км*), установленной на кольцевом РГ GCP.

На 10 *км* (St. Marcel) МГ Artere de Sologne начинается газопровод перемычка Roussines-Chèmery D_y=900 *мм* L=80 *км* P_y=8,0 *МПа*, которая по сути является началом системы газопроводов Artere de Vendomois.

На юг страны от КС Roussines до КС Laprade проложен МГ Artere de Guyenne L=164 *км*, состоящий из двух параллельных МГ D_y=600 *мм* P_y=6,77 *МПа* и D_y=800 *мм* P_y=8,5 *МПа*. На 20 *км* МГ Artere de Guyenne пересекает границу между провинциями Centre и Limousin, а на 65 *км* границу между провинциями Limousin и Poitou-Charentes. На 120 *км* газопровода установлена КС Chazelles.

От КС Chazelles начинается распределительная газотранспортная система Artere des Charentes L=127 *км*, состоящая из участков двух параллельных газопроводов D_y=300 *мм*, D_y=250 *мм*, D_y=200 *мм*, D_y=150 *мм* и D_y=100 *мм*. От этой же КС начинается РГ Artere de Vendec D_y=250/400/450 *мм* L=275 *км*. МГ Artere de Guyenne заканчивается на КС Laprade (164 *км*). Здесь проходит граница между провинциями Poitou-Charentes и Aquitaine.

К КС Laprade, расположенной на МГ Artere de Guyenne, подходит система газопроводов Artere de Spain L=312 *км* от границы с Испанией. Система газопроводов начинается на ГИС Biriatou участком МГ L=104 *км* до КС Lussagnet. ГИС Biriatou является реверсивным.

К КС Mont подходит и другой МГ Artere de L'Adour L=58 *км* от ГИС Larrou, расположенной на границе с Испанией. ГИС Larrou так же является реверсивным. Общая техническая возможная производительность газопровода через ГИС Biriatou и ГИС Larrou при подаче газа из Франции в Испанию составляет 164,4 *GWh/d* или около 14,35 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность

газопровода через ГИС Biriatou и ГИС Larrou при подаче газа из Испании во Францию составляет 224,4 *GWh/d* или около 19,52 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021).

Узловая точка Peyrehorade (54 *км*) МГ Artere de Spain соединяется с КС Mont газопроводом L=65 *км*. От КС Mont до КС Lussagnet участок МГ Artere de L'Adour состоит из духа параллельных газопроводов L=52 *км*.

К МГ Artere de L'Adour на участке КС Mont–КС Lussagnet (90–104 км) подключается месторождение газа Pecorade.

Участок МГ Artere de Spain от КС Lussagnet (104 *км*) до КС Auros (212 *км*) состоит из двух параллельных МГ D_y=500 *мм* P_y=6,77 *МПа* и D_y=800 *мм* P_y=8,5 *МПа*. От 195 *км* (Captieux) и 212 *км* (Auros) начинаются газопроводы L=73 *км* и L=58 *км* до города Bordeaux. Участок между КС Auros (212 *км*) и КС Laprade (312 км) состоит из двух параллельных МГ D_y=500 *мм* P_y=6,77 *МПа* и D_y=800 *мм* P_y=8,5 *МПа*. На КС Laprade сходятся две системы газопроводов Artere de Spain и Artere de Guyenne.

К КС Lussagnet подключается система газопроводов, начинающаяся от КС St-Martin-de-Crau МГ Artere du Rhone. От КС St-Martin-de-Crau начинается МГ Artere du Midi D_y=800 *мм* L=230 *км* P_y=8,5 *МПа* и РГ Artere du Languedoc D_y=400 *мм* L=157 *км*. На 46 *км* МГ Artere du Midi пересекает границу между провинциями Provence-Alpes-Cote-d'Azur и Languedoc-Roussillon. На 47 *км* РГ Artere du Languedoc пересекает границу между провинциями Provence-Alpes-Cote-d'Azur и Languedoc-Roussillon. МГ Artere du Midi заканчивается на 230 *км,* где установлена КС Barbaira.

От КС Barbaira начинается система магистральных газопроводов Barbaira-Lussagnet L=250 *км*, и которая является продолжением МГ Artere du Midi. Система состоит из участков двух параллельных газопроводов D_y=600 *мм*, D_y=500 *мм*. На 60 *км* МГ Barbaira-Lussagnet пересекают границу между провинциями Languedoc-Roussillon и Midi-Pyrenees, а на 244 *км* границу между провинциями Midi-Pyrenees и Aquitaine. На 103 *км* установлена КС Lias.

От КС Lias начинается РГ Lias – Mont D_y=300 *мм* L=222 *км* до КС Mont. На 140 *км* РГ Lias – Mont пересекает границу между провинциями Midi-Pyrenees и Aquitaine. К этому газопроводу подключены месторождения газа Rousse, Lemeillon, Ucha, Lago.

МГ Barbaira – Lussagnet заканчивается на 250 *км* подключаясь к КС Lussagnet.

От КС Lias начинается распределительная система газопроводов провинции Midi-Pyrenees, которые подключаются к МГ Artere de Spain в районе КС Auros. На этой системе газопроводов установлена КС Montauban.

К КС Lussagnet подключены ПХГ Izaute и ПХГ Lussagnet.

От КС Vindecy к которой подключаются МГ Artere du Beaujolais и МГ Artere du Charolais начинается система газопроводов Artere de Centre-Est, состоящая из двух параллельных трубопроводов D_y=500 *мм* и D_y=450 *мм* L=337 *км* P_y=6,77 *МПа*. На 108 *км* установлена КС St. Victor, где сходятся границы провинций Auvergne, Centre и Bourgogne. МГ Artere de Centre-Est заканчивается на 270 *км*, подключаясь к КС Roussines.

От 65 *км* (Genelard) МГ Artere du Charolais начинается МГ Artere du Berry L=240 *км*, работающая при P_y=8,0 *МПа*. Участок от 0 *км* (Genelard) до КС Mery sur Cher (200 *км*) состоит из газопровода D_y=600 *мм*. На 55 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Bourgogne и Centre. На 200 *км* (Mery sur Cher) МГ Artere du Berry пересекает 105 *км* (Mery sur Cher) МГ Artere du Sologne. Участок МГ Artere du Berry после КС Mery sur Cher (200 *км*) до узловой точки (240 *км*), где

подключаются ПХГ Chémery, Song-en-Solon, Céréla-la-Ronde, состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм*.

Большой кольцевой газопровод Парижа Grande Centure Parisienne (GCP) протяжённостью около 171 *км* и рабочим давлением P_y=6,77 *bar* состоит из участков МГ, расположенных между узловыми точками, к которым подходят магистральные газопроводы системы газоснабжения Франции.

Участок РГ GCP от КС Évry-Grégy (0 *км*) до Bessancourt (72 *км*) состоит из двух параллельных газопровода D_y=500 *мм* и D_y=900 *мм*. На 14 *км* (Férolles-Atilly) от РГ GCP начинается РГ Artere de L'Est (GCP-Metz). На 42 *км* (Mitry-More) к РГ GCP газопроводом Artere de L'Ourcq D_y=600 *мм* L=43 *км* подключается ПХГ Germigny sous Colomls. На 59 *км* (Villiers-le-Bel) к РГ GCP подключается система газопроводов Artere du Nord I Et II. На 72 *км* (Bessancourt) от РГ GCP начинается МГ Artere du Vexin. От 72 *км* (Bessancourt) до 104 *км* (Trappes) РГ GCP состоит из двух параллельных газопровода D_y=600 *мм* и D_y=750 *мм*. На 104 *км* к МГ GCP подключаются ПХГ Beynes, от этой же точки начинается система газопроводов Artere du Mantois и подключается МГ Artere de Beauce. От 104 *км* (Trappes) до КС Every-Gregy (171 *км*) РГ GCP проходит через Brétigny (145 *км*) и состоит из одного газопровода D_y=600 *мм*. К КС Every-Gregy подключаются МГ Artere de Sene и МГ Artere du Nord - Est.

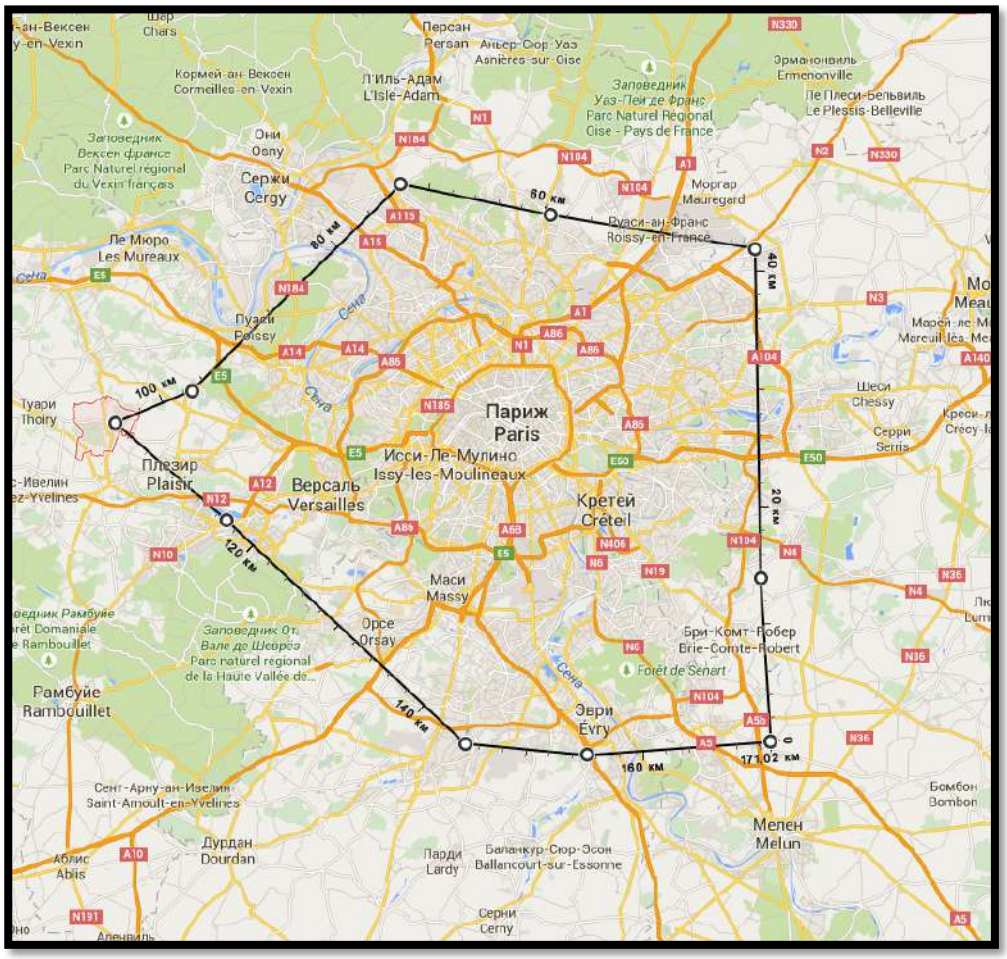


Рис. № 2.2.91 Потоковая схема газопроводов Франции

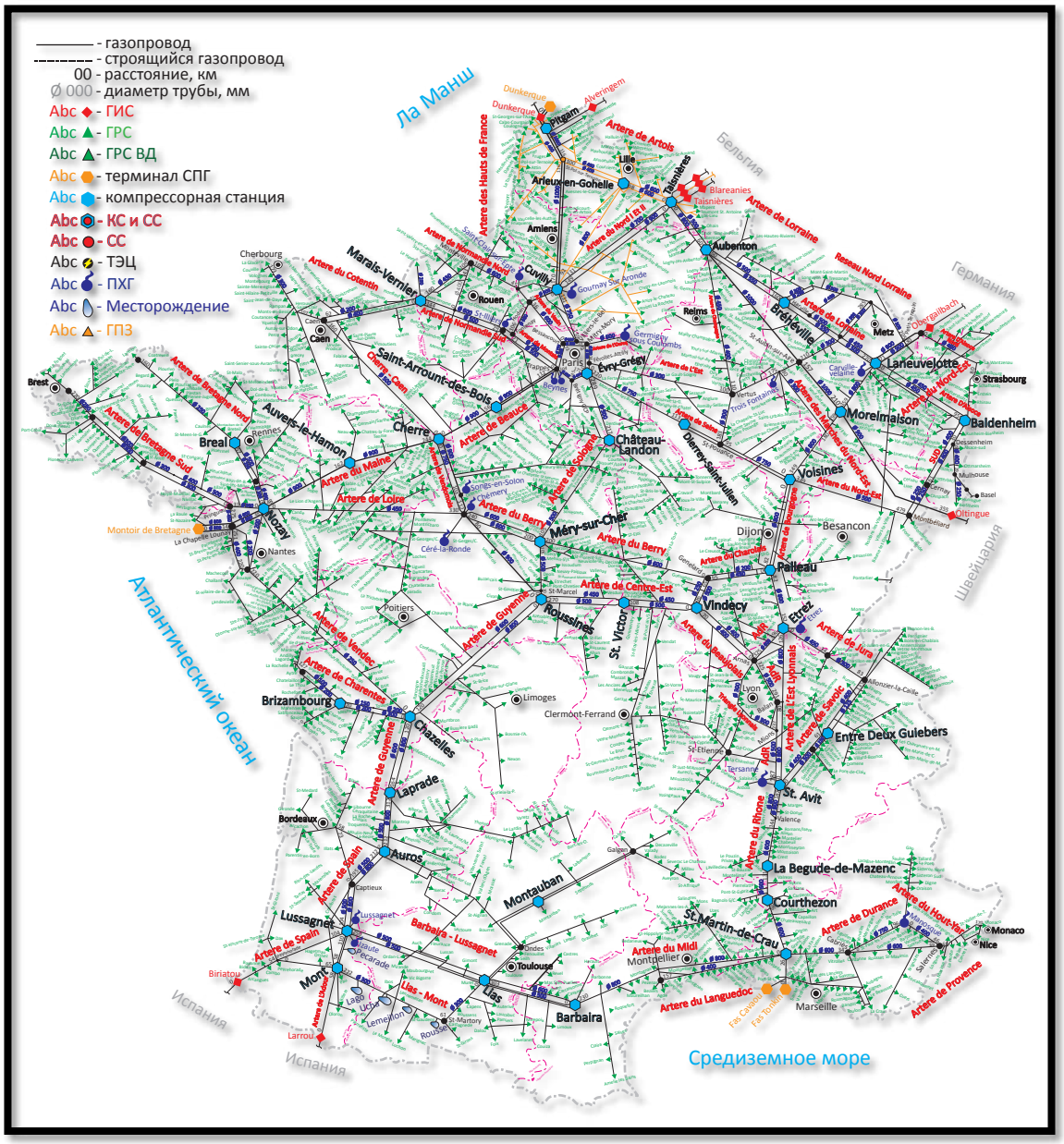


Рис. № 2.2.92 Потоковая схема газопроводов Франции

2.2.8.28. Система газоснабжения Хорватии

Поставки газа в систему газоснабжения Хорватии осуществляются из Словении (ГИС Rogatec) и Венгрии (ГИС Dravaszerdahely). К системе газоснабжения подключено несколько малых месторождений газа, находящихся на территории страны.

Система газоснабжения Хорватии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным можно отнести газопроводы с $D_y \geq 500$ *мм* и $P_y = 7{,}5$ *МПа* к распределительным - газопроводы с $D_y \leq 500$ *мм* и $P_y = 5{,}0$ *МПа*

К магистральным и распределительным газопроводы подключены газопроводы отводы и ГРС.

Система газоснабжения Хорватии представляет собой чисто распределительную систему газоснабжения, в которой отсутствуют компрессорные станции.

На территорию Хорватии газ поступает через ГИС Rogatec по транзитному магистральному газопроводу Cersak – Rogatec D_y=500 *мм* L=55 *км* P_y=6,7 *МПа* через территорию Словении от границы с Австрией (ГИС Cersak). Техническая возможная производительность газопровода Cersak – Rogatec через ГИС Rogatec со стороны Словении в Хорватию составляет 53,7 *GWh/d* или около 4,72 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Cersak – Rogatec через ГИС Rogatec со стороны Хорватии в Словению составляет 7,7 *GWh/d* или около 0,68 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

Далее по магистральному газопроводу Rogatec – Zagreb D_y=500 *мм* L=70 *км* P_y=5,0 *МПа* газ поступает в район города Zagreb. На 14 *км* этого газопровода подключена ГРС Ravninska, на 17 *км* подключены ГРС Krapina, на 35 *км* подключены ГРС Zabok и газопровод отвод до ГРС Tuheljske Toplice (3 *км*) и ГРС Klanjic (4 *км*). На 35 *км* к газопроводу Rogatec – Zagreb подключается РГ Zabok – Ludbreg L=65 *км* P_y=5,0 *МПа*. Газопровод Rogatec – Zagreb заканчивается на 70 *км* (Lucko), где он соединяется с МГ Zagreb – Pula и МГ Zagreb – Sotin.

На своём протяжении МГ Rogatec – Zagreb пересекает границы административных округов (Zupanija) Хорватии: на 44 *км* между Krapinsko-zagorska и Zagrebacka, на 64 *км* между Zagrebacka и Zagreb.

МГ Zagreb – Pula D_y=700 *мм* L=244 *км* P_y=7,5 *МПа* начинается недалеко от города Zagreb (Lucko). На 0 *км* к нему подключена ГРС Lucko, на 41 *км* ГРС Karlovac, на 65 *км* ГРС Bosiljevo, на 120 *км* газопровод отвод L=4 *км* до ГРС Zlobin, на 137 *км* ГРС Kukuljanovo, на 144 *км* ГРС Rijeka и газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Omisalj и до строящегося терминала СПГ Omisalj, на 157 *км* ГРС Rukavac и на 244 *км* ГРС Pula.

На 241 *км* от газопровода Zagreb – Pula начинается РГ Pula – Umag D_y=500 *мм* L=79 *км*, к которому на 9 *км* подключена ГРС Vodnjan, на 32 *км* ГРС Rovinj и на 79 *км* ГРС Umag.

На 120 км (Zlobin) к МГ Zagreb – Pula подключается газопровод L=11 *км* от терминала СПГ Krk, расположенного на острове Krk недалеко от города Omisalj. Техническая возможная производительность терминала СПГ Krk составляет 79,8 *GWh/d* или около 7,26 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

На своём протяжении МГ Zagreb – Pula пересекает границы административных округов (Zupanija) Хорватии: на 1 *км* между Zagreb и Zagrebacka, на 3 *км* между Zagrebacka и Zagreb, на 12 *км* между Zagreb и Zagrebacka, на 27 *км* между Zagrebacka и Karlovacka, на 70 *км* между Karlovacka и Primorsko-goranska, на 170 *км* между Primorsko-goranska и Istarska.

От населённого пункта Lucko недалеко от города Zagreb начинается МГ Zagreb – Sotin L=290 *км*, состоящий из нескольких участков газопроводов D_y=700 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=300 *мм* и давлением Ру=7,5 *МПа* и Ру=5,0 *МПа*.

Участок МГ Zagreb – Sotin от 0 *км* (Lucko) до 63 *км* (Okoli) состоит из трубопровода D_y=700 *мм*. На 45 *км* к газопроводу подключена ГРС Ivanic Grad и РГ Ivanic Grad-Durdevac L=69 *км*, который является перемычкой между МГ Zagreb – Sotin, РГ Katina – Bjelovar и РГ Sotin – Ivanec. На 63 *км* к МГ Zagreb – Sotin подключается ПХГ Okoli.

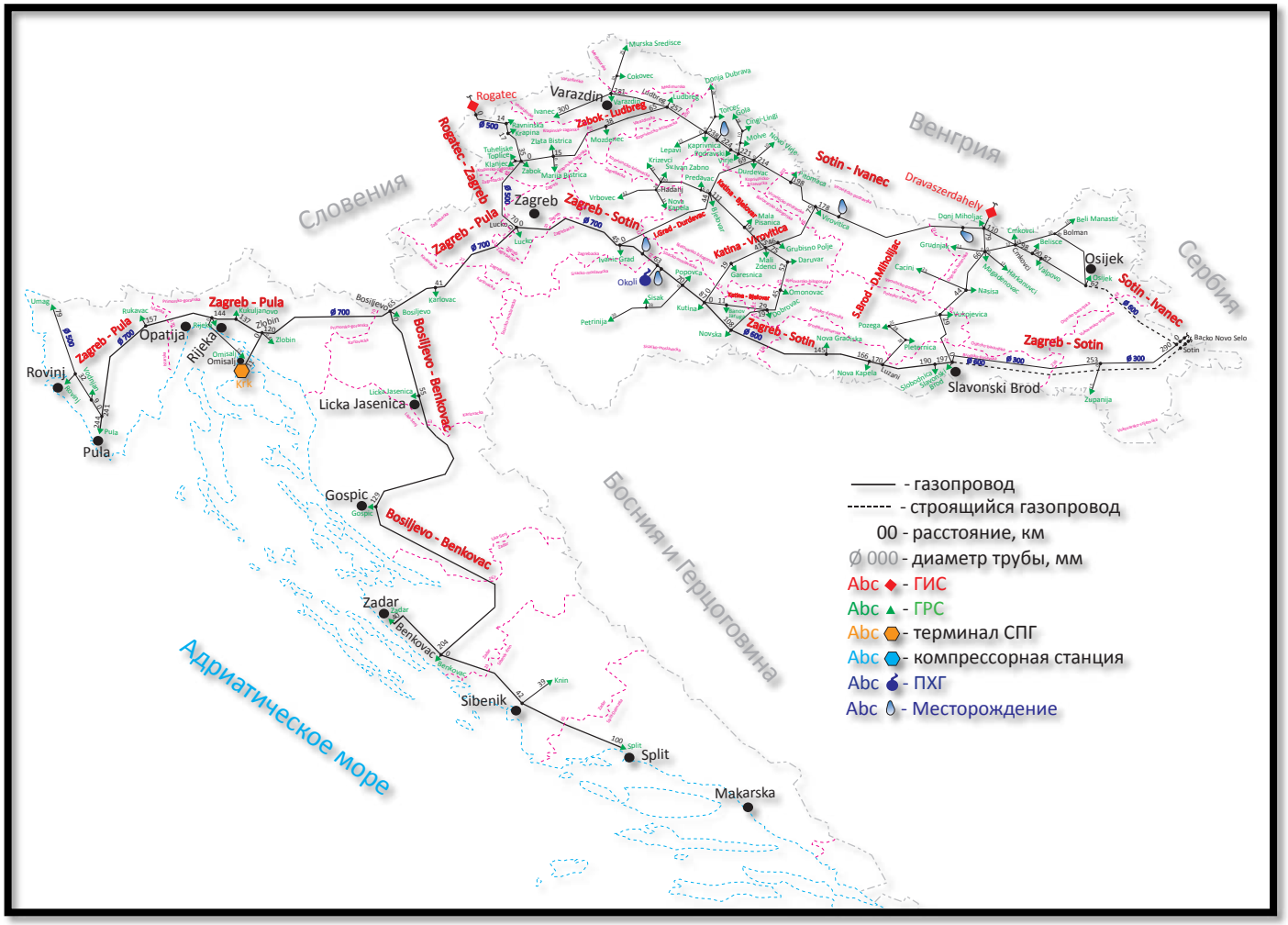


Рис. № 2.2.93 Потоковая схема газопроводов Хорватии

Участок МГ Zagreb – Sotin от 63 *км* (Okoli) до 197 *км* (Slovonski Brod) состоит из трубопровода D_y=600 *мм*. На 70 *км* газопровода подключена ГРС Popvaca и газопровод отвод L=39 *км* до ГРС Sisak (23 *км*) и ГРС Petrinija (39 *км*), на 87 *км* ГРС Katina. От 87 *км* (Katina) начинаются РГ Katina – Virovitica и РГ Katina – Bjelovar. РГ Katina – Virovitica является перемычкой между МГ Zagreb – Sotin, РГ Katina – Bjelovar и РГ Sotin – Ivanec.

На 108 *км* МГ Zagreb – Sotin подключена ГРС Novska и газопровод перемычка L=18 *км* с 29 *км* (Dobrovac) РГ Katina – Bjelovar. На 145 *км* подключена ГРС Nova Gradiska, на 166 *км* ГРС Nova Kapela, на 170 *км* подключен газопровод L=28 *км* до ГРС Pozega, к которому на 18 *км* подключена ГРС Pleternica, на 190 *км* ГРС Slobodnica и на 2197 *км* ГРС Slovonski Brod. На 197 *км* к МГ Zagreb – Sotin подключен РГ Slovonski Brod – Donj Miholjac, который заканчивается на 79 *км* (Donj Miholjac) РГ Vukovar – Ivanec.

Последний участок МГ Zagreb – Sotin от 197 *км* (Slovonski Brod) и до 290 *км* (Sotin) состоит из двух параллельных трубопроводов. Один трубопровод Slovonski Brod – Sotin D_y=300 *мм* принадлежит старой газотранспортной системе, рассчитанной на давление P_y=5,0 *МПа*, другой трубопровод новый (строящийся) D_y=600 *мм*, рассчитанный на давление P_y=7,5 *МПа*. На 253 *км* к газопроводу D_y=300 *мм* подключается газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Zupanij.

К МГ Zagreb – Sotin недалеко от ПХГ Okoli подключены два месторождения газа.

На своём протяжении МГ Zagreb – Sotin пересекает границы административных округов (Zupanija) Хорватии: на 10 *км* между Zagreb и Zagrebacka, на 61 *км* между Zagrebacka и Sisacko-moslavacka, на 124 *км* между Sisacko-moslavacka и Brodsko-posavska, на 236 *км* между Brodsko-posavska и Vukovarsko-srijemska.

МГ Zagreb-Sotin заканчивается на 290 км (Sotin) недалеко от границы с Сербией.

РГ Sotin – Ivanec L=300 *км* P_y=5,0 *МПа* начинается от населённого пункта Sotin, расположенного недалеко от границы с Сербией.

Первый участок РГ Sotin – Ivanec от 0 *км* (Sotin) до 62 *км* (Osijek) является строящимся газопроводом D_y=600 *мм* P_y=7,5 *МПа*.

От 62 *км* (Osijek) РГ Sotin – Ivanec представляет собой старую распределительную систему, работающую при давлении P_y=5,0 *МПа*. К газопроводу на 62 *км* (Osijek) подключена ГРС Osijek и газопровод Osijek – Bolman – Cmkovci L=43 *км*. На 30 *км* этого газопровода подключен газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Beli Manastir.

На 87 *км* распределительного газопровода Sotin – Ivanec подключена ГРС Valpovo, на 90 *км* ГРС Belisce, на 98 *км* ГРС Cmkovci. На 98 *км* (Cmkovci) к газопроводу так же подключен газопровод-перемычка L=12 *км* с 66 *км* (Magadenovac) РГ Slovonski Brod – Donj Miholjac.

На 110 *км* (Donj Miholjac) к РГ Sotin – Ivanec подключается газопровод D_y=500 *мм* Pecs – Dravaszerdahely, по которому газ поступает на границу с Хорватией из Венгрии через ГИС Dravaszerdahely. Техническая возможная производительность газопровода Pecs – Dravaszerdahely через ГИС Dravaszerdahely со стороны Венгрии в Хорватию составляет 77,4 *GWh/d* или около 7,04 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Pecs – Dravaszerdahely через ГИС Dravaszerdahely со стороны Хорватии в Венгрию составляет 48,6 *GWh/d* или около 4,42 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

На 110 *км* (Donj Miholjac) к РГ Sotin – Ivanec подключается РГ Slovonski Brod – Donj Miholjac и ГРС Donj Miholjac, на 178 *км* (Virovitica) РГ Katina – Virovitica и

ГРС Virovitica, на 198 *км* ГРС Pitomaca, на 214 *км* (Durdevac) РГ Ivanic Grad – Durdevac, ГРС Durdevac и газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Novo Virje, на 221 *км* ГРС Virje и газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Gola, к которому подключены ГРС Molve (5 *км*), ГРС Cinge-Linge (10 *км*), ГРС Gola (18 *км*), на 224 *км* ГРС Podravski, на 238 *км* ГРС Koprivnica, газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Lepavi и газопровод отвод L=24 *км* до ГРС Donja Dubrava, к которому на 10 *км* подключена ГРС Torcec.

На 257 *км* (Ludbreg) к РГ Sotin – Ivanec подключается ГРС Ludbreg и РГ Zabok – Ludbreg. На 281 *км* (Vorazdin) к газопроводу подключается ГРС Vorazdin и газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Murska Sredisce, к которому на 10 *км* подключена ГРС Cakovec.

РГ Sotin – Ivanec заканчивается на 300 *км*, где подключена ГРС Ivanec.

На своём протяжении МГ Sotin – Ivanec пересекает границы административных округов (Zupanija) Хорватии: на 48 *км* между Vukovarsko-srijemska и Objecko-baranjska, на 131 *км* между Objecko-baranjska и Vroviticko-podravska, на 202 *км* между Vroviticko-podravska и Koprivinicko-krizevacka, на 250 *км* между Koprivinicko-krizevacka и Varazdinska.

К РГ Zabok – Ludbreg L=65 *км*, расположенному между МГ Rogatec – Zagreb (Zabok) и РГ Sotin – Ivanec (Ludbreg) подключается на 0 *км* (Zabok) ГРС Zabok, на 15 *км* ГРС Zlata Bistrica и газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Marija Bistrica, на 38 *км* ГРС Mozdenec, на 65 *км* (Ludbreg) ГРС Ludbreg.

На 31 км РГ Zabok – Ludbreg пересекает границу административных округов Krapinsko-zagorska и Varazdinska.

РГ Ivanic Grad – Durdevac L=69 *км*, является перемычкой между 45 *км* МГ Zagreb – Sotin (Ivanic Grad), 111 *км* РГ Katina – Bjelovar (Bjelovar) и 214 *км* РГ Sotin – Ivanec (Durdevac). К этому газопроводу на 44 *км* подключена ГРС Bjelovar и газопровод отвод L=42 *км* до ГРС Vrbovec, к которому на 6 км подключена ГРС Predavac, на 20 *км* подключена ГРС Sv. Ivan Zabno и газопровод отвод L=11 *км* до ГРС Krizevci, на 24 *км* газопровод L=11 *км* отвод до ГРС Nova Kapela.

На 12 *км* РГ Ivanic Grad – Durdevac пересекает границу административных округов Zagrebacka и Bjelovasko-bilogorska, а на 56 *км* между Bjelovasko-bilogorska и Koprivinicko-krizevacka.

РГ Katina – Virovitica L=75 *км* является перемычкой между 87 *км* МГ Zagreb – Sotin (Katina), 75 *км* РГ Katina – Bjelovar (Mali Zdenci) и 178 *км* РГ Vukovar – Ivanec (Virovitica). К нему подключаются на 19 *км* ГРС Garesnica, на 41 *км* ГРС Mali Zdenci, на 46 *км* ГРС Grubisno и на 75 *км* ГРС Virovitica.

РГ Katina – Virovitica пересекает на 13 *км* границу административных округов Sisacko-moslavacka и Bjelovasko-bilogorska, а на 66 *км* между Bjelovasko-bilogorska и Viroviticko-podravska.

РГ Katina – Bjelovar L=111 *км* начинается от 87 *км* (Katina) МГ Zagreb – Sotin. На 75 *км* (Mali Zdenci) газопровод пересекает 41 *км* РГ Katina – Virovitica. РГ Katina – Bjelovar заканчивается на 111 *км* (Bjelovar), соединяясь с 44 *км* РГ Ivanic Grad – Durdevac. К РГ Katina – Bjelovar подключаются на 11 *км* ГРС Banov Joruga, на 29 *км* ГРС Dobrovac и газопровод перемычка с 108 *км* (Novska) МГ Zagreb – Sotin, на 45 *км* ГРС Omanovac, на 52 *км* ГРС Daruvar, на 75 *км* ГРС Mali Zdenci, на 91 *км* ГРС Mala Pisanica и на 111 *км* ГРС Bjelovar.

От 111 *км* (Bjelovar) РГ Katina – Bjelovar начинается сложный газопровод отвод L=29 *км* до ГРС Vrbovec. На 6 км этого газопровода отвода подключена ГРС

Predavac, на 20 *км* ГРС Sv. Ivan Zabno и газопровод отвод L=11 *км* до ГРС Krizevci, на 24 *км* газопровод отвод L=11 *км* до ГРС Nova Kapela и на 29 *км* ГРС Vrbovec.

РГ Katina – Bjelovar пересекает на 23 *км* границу административных округов Sisacko-moslavacka и Pozesko-slavonska, а на 47 *км* между Pozesko-slavonska и Bjelovasko-bilogorska.

РГ Slovonski Brod – Donj Miholjac L=79 *км*, располагается между 197 *км* (Slovonski Brod) МГ Zagreb – Sotin и 110 *км* (Donj Miholjac) РГ Sotin – Ivanec. К этому газопроводу подключены на 29 *км* ГРС Vukojevica и газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Pozega, на 44 *км* ГРС Masisa и газопровод отвод L=23 *км* до ГРС Cacini, на 66 *км* ГРС Magadanovac, газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Harkanuvci, газопровод отвод L=13 *км* до ГРС Grudnjak и газопровод-перемычка L=12 *км* с 98 *км* (Cmkovci) РГ Sotin – Ivanec.

РГ Slovonski Brod – Donj Miholjac пересекает на 15 *км* границу административных округов Brodsko-posavska и Pozesko-slavonska, а на 33 *км* между Pozesko-slavonska и Osjecko-baranjska.

МГ Bosiljevo – Benkovac L=204 *км* начинается на 65 *км* (Bosiljevo) МГ Zagreb – Pula. На 65 *км* к газопроводу подключается ГРС Licka Jasenica, на 129 *км* ГРС Gospic, на 204 *км* ГРС Benkovac. МГ Bosiljevo – Benkovac заканчивается на 204 *км* в узловой точке Benkovac, от которой начинаются два газопровода L=40 *км* до ГРС Zadar и L=100 *км* до ГРС Split к которому на 42 *км* подключен газопровод отвод L=39 *км* до ГРС Knin и который на 23 *км* пересекает границу административных округов Zadar и Sibenik-Knin, на 65 *км* между Sibenik-Knin и Spilit-Dalmatia.

На своем протяжении МГ Bosiljevo – Benkovac пересекает на 63 *км* границу административных округов Karlovacka и Lika-Senj, на 167 *км* между Lika-Senj и Zadar.

2.2.8.29. Система газоснабжения Чехии

Система газоснабжения Чехии имеет четыре выраженные транзитные системы магистральных газопроводов. Две начинаются от границы со Словакией (ГИС Lanzhot) до ГИС Hora Sv.Kateriny и ГИС Waidhaus в направлении Германии. Третья начинается от узловой точки Hospozin системы газоснабжения Чехии в направлении Германии через ГИС Waidhaus. Последняя от границы с Германией (ГИС Brandov) до ГИС Waidhaus в направлении Германии.

Система газоснабжения Чехии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Магистральные и распределительные газопроводы Чехии эксплуатируются при давлениях (предположительно): P_y=6,4 *МПа,* P_y=4,0 *МПа* и P_y=2,5 *МПа*.

На магистральных и распределительных газопроводах установлены газораспределительные станции высокого давления (ГРС ВД), осуществляющие функции снижения давления и замера расхода газа перед его направлением во внутреннюю газораспределительную систему. К таким станциям относятся: Lodherov, Rozvadov, Bela nad Radbuzou, Strazovice, Ostrava, Pardubicky, Bylany, Hora Sv.Kateriny, Primda, Bor, Svinomazy, Krupa, Hrusky, Limuzy, Olesna, Sverkovice, Hospozin, Veseli nad Lusnici, Uhercice, Hora Hradiste и др. Все ГРС ВД подразделяются на три группы по проектной производительности: 1-я группа от 8 до 80 *м^3/час*, 2-я группа от 81 до 150 *м^3/час*, 3-я группа от 150 *м^3/час* и выше.

Некоторые распределительные газопроводы имеют значительную протяжённость, в том числе осуществляя функцию технологических перемычек между отдельными частями магистральных газопроводов.

ГРС подключаются к распределительным газопроводам и газопроводам отводам после ГРС ВД, и осуществляют функцию понижения давления и распределения газа уже непосредственно в муниципальные сети газоснабжения потребителей.

От границы со Словакией (ГИС Lanzhot) газ поступает в систему газоснабжения Чехии по системе транзитных газопроводов состоящей из пяти магистральных газопроводов: МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny I D_y=900 *мм*, МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny II D_y=800 *мм*, Lanzhot – Waidhaus I D_y=900 *мм*, Lanzhot – Waidhaus II D_y=1200 *мм* и Lanzhot – Waidhaus III D_y=1400 *мм*. ГИС Lanzhot является реверсивным и по МГ Чехии и Словакии газ может транспортироваться в обе стороны. Техническая возможная производительность магистральных газопроводов Lanzhot – Hora Sv.Kateriny через ГИС Lanzhot со стороны Словакии в Чехию составляет 457,6 *GWh/d* или около 40,86 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность магистральных газопроводов Lanzhot – Hora Sv.Kateriny через ГИС Lanzhot со стороны Чехии в Словакию составляет 1246,4 *GWh/d* или около 111,28 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021). Система газопроводов Lanzhot – Hora Sv.Kateriny является продолжением системы газопроводов Velke Kapusany – Lanzhot, проходящей по территории Словакии и не меняет километровый отсчёт её длины на территории Чехии. До 510 *км* (Malesovice) эти магистральные газопроводы расположены параллельно в одном технологическом коридоре. От газопроводов, расположенных на территории Словакии, существует газопровод D_y=500 *мм* к ПХГ D.Bojanovice, расположенного на территории Чехии.

После 510 *км* (Malesovice) система газопроводов разветвляется на две газотранспортные системы: Lanzhot – Hora Sv.Kateriny L=399 *км* (от 451 *км* на границе со Словакией и до 850 км на границе с Германией) и Lanzhot – Waidhaus L=406 *км* (от 451 *км* на границе со Словакией и до 857 км на границе с Германией).

От 510 *км* (Malesovice) в газотранспортной системе Lanzhot – Hora Sv.Kateriny появляется новый МГ Malesovice – Hora Sv.Kateriny D_y=900 *мм* с теми же километровыми отметками, как и у МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny I и МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny II. На 536 *км* Lanzhot – Hora Sv.Kateriny пересекают границу между Jihomoravsky kraj и Kraj Vysocina. На 542 *км* установлена КС Kralice. На 615 *км* к МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny подключена ГРС ВД Olesna (3-я группа), от которой начинаются два газопровода D_y=300 *мм* L=56 *км* до ГРС ВД Barchov (3-я группа) и D_y=500 *мм* L=68 *км* до ГРС ВД Cerna za Bory (3-я группа). К этим газопроводам подключены ГРС ВД Lipa (1-я группа), ГРС ВД Halickuv Brod (1-я группа), ГРС ВД Holin (1-я группа) и ГРС ВД Rostejn (1-я группа). На 637 *км* Lanzhot – Hora Sv.Kateriny пересекают границу между Kraj Vysocina и Stredocesky kraj. На 687 *км* установлена КС Kourim. На 753 *км* на МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny установлен большой распределительный узел Hospozin, от которого начинается МГ Hospozin – Waidhaus, газопровод D_y=900 *мм* L=26 *км* к которому подключены четыре ГРС ВД, от которых начинаются распределительные сети, расположенные вокруг города Прага (Praha), газопровод D_y=300 *мм* к которому подключены три ГРС ВД. В распределительном узле Hospozin заканчивается большой РГ Tverdonice – Hospozin. На 755 *км* МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny пересекают границу между Stredocesky kraj и Ustecky kraj. На 793 *км* к МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny подключена ГРС ВД Bilany или Bilina (3-я группа), а на 849 *км* подключена ГРС ВД Hora Sv.Kateriny (1-я группа), от которых начинаются распределительные газопроводы и газопроводы отводы.

На границе с Германией газотранспортная система Чехии (ГИС Hora Svaté Kateriny и ГИС Branov) соединяется с газотранспортной системой Германии (ГИС Olbernhau, ГИС Deutschneudorf).

Все три МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny заканчиваются на границе с Германией на 850 *км*. На 849 *км* после ГИС Hora Sv.Kateriny три магистральных газопровода, пересекая границу, соединяются с МГ Olberrnhau – Gr.Koris (Германия), а к одному МГ Lanzhot – Hora Sv. Kateriny подключается МГ Olberrnhau – Bad Durrenberg (Германия). МГ OPAL (Германия) направляются через ГИС Olberrnhau (Deutschneudorf) с территории Германии и через ГИС Brandov, после которого начинается МГ GAZELE. МГ STEGAL (Германия) через ГИС Olbernhau и ГИС Brandov соединяется с МГ Lanzhot – Hora Sv. Kateriny.

Через весь этот газотранспортный узел газ может поступать, как со стороны Чехии в Германию, так и со стороны Германии в Чехию.

Техническая возможная производительность газопровода OPAL со стороны Германии в Чехию через ГИС Olbernhau/Brandov составляет 571,1 *GWh/d* или около 50,99 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Техническая возможная производительность газопровода EUGAL через ГИС Deutschneudorf / Hora Svaté Kateriny со стороны Германии в Чехию составляет 665,8 *GWh/d* или около 59,45 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

Техническая возможная производительность МГ Lanzhot – Hora Sv. Kateriny через ГИС Olbernhau и ГИС Hora Svaté Kateriny со стороны Германии в Чехию составляет 287,7 *GWh/d* или около 25,69 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2021).

В последнее время поставки газа через ГИС Brandov с территории Чехии в Германию и с территории Германии в Чехию по МГ STEGAL не осуществляются. (ENTSOG 2021).

Техническая возможная производительность газопровода, подключенного к одному МГ Lanzhot – Hora Sv. Kateriny, переходящего в МГ Olberrnhau – Bad Durrenberg (Германия) через ГИС Hora Svaté Kateriny/Deutschneudorf со стороны Германии в Чехию составляет 95,0 *GWh/d* или около 8,19 *млн м^3/сут.* (ENTSOG 2021).

До 510 *км* (Malesovice) все магистральные газопроводы газотранспортных систем Lanzhot – Hora Sv. Kateriny и Lanzhot – Waidhaus располагаются параллельно и работают в едином гидравлическом режиме. От 510 *км* (Malesovice) газотранспортная система Lanzhot – Waidhaus продолжается тремя магистральными газопроводами: МГ Lanzhot – Waidhaus I D_y=800 *мм*, Lanzhot – Waidhaus II D_y=1000 *мм* и Lanzhot – Waidhaus III D_y=1400 *мм*. На 561 *км* МГ Lanzhot – Waidhaus пересекают границу между Jihomoravsky kraj и Kraj Vysocina. На 564 *км* установлена КС Hostim. На 586 *км* МГ Lanzhot – Waidhaus пересекают границу между Kraj Vysocina и Jihocesky kraj. На 643 *км* газопровода установлена ГРС ВД Lodherov (2-я группа). На 666 *км* установлена КС Vesele nad Luznici и ГРС ВД Vesele nad Luznici (3-я группа). На 736 *км* МГ Lanzhot – Waidhaus пересекают границу между Jihocesky kraj и Plzensky kraj. На 687 *км* газопровода установлена ГРС ВД Zverkovice (2-я группа), на 751 *км* установлена ГРС ВД Stazovice (3-я группа), на 768 *км* установлена ГРС ВД Predslav (1-я группа), на 831 *км* установлена ГРС ВД Bela (2-я группа). На 843 *км* в узловой точке Primba МГ Lanzhot – Waidhaus пересекаются с 130 *км* МГ Hospozin – Waidhaus и 152 *км* МГ GAZELLE. От узловой точки Primba до ГИС Waidhaus, расположенной на территории Германии располагаются четыре трубопровода. На 852 *км* этих газопроводов установлена ГРС ВД Rozvadov (1-я группа). Система газопроводов Lanzhot – Waidhaus заканчивается на 857 *км* на границе с Германией (ГИС Waidhaus).

На 753 *км* газотранспортной системе Lanzhot – Hora Sv.Kateriny системы газоснабжения Чехии расположена узловая точка Hospozin. От неё начинается МГ Hospozin – Waidhaus D_y=900 *мм* L=130 *км*. На 37 *км* этого газопровода установлены две ГРС ВД Krupa (1-я группа). На 59 *км* МГ Hospozin – Waidhaus пересекает границу между Stredocesky kraj и Plzensky kraj. На 121 *км* газопровода установлена ГРС ВД Bor (1-я группа). На 130 *км* в узловой точке Primba МГ Hospozin – Waidhaus соединяется с МГ Lanzhot – Waidhaus и МГ GAZELLE. МГ Hospozin – Waidhaus заканчивается на 141 *км* на границе с Германией (ГИС Waidhaus).

После ГИС Olbernhau, расположенного на территории Германии МГ OPAL проходит на территорию Чехии до ГИС Brandov, после которой начинается МГ GAZELE D_y=1400 *мм* L=166 *км*. На 67 *км* МГ GAZELE пересекает границу между Ustecky kraj и Plzensky kraj. На 87 *км* этого газопровода установлена ГРС ВД H.Hradiste (3-я группа). Примерно в этом месте МГ GAZELE поворачивает и далее до 152 *км* (Primba) располагается параллельно с МГ Hospozin – Waidhaus. На 117 *км* газопровода установлена ГРС ВД Svinomazy (3-я группа), на 152 *км* ГРС ВД Primba (1-я группа). МГ GAZELE заканчивается на 166 *км* на границе с Германией (ГИС Waidhaus).

Техническая возможная производительность магистральных газопроводов Lanzhot – Waidhaus со стороны Чехии в Германию через ГИС Waidhaus составляет 896,7 *GWh/d* или около 80,06 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

С территории Словакии, проходя через ГИС Mokry Hay, начинается РГ Mokry Hay – Ostrava D_y=700 *мм* L=161 *км*. На 0 *км* газопровода установлена ГРС ВД Rohatec. На 14 *км*, в узловой точке Mutenice, РГ Mokry Hay – Ostrava поворачивает на север и пересекает РГ Tverdonice – Hospozin. На 33 *км* к газопроводу подключается ГРС ВД Celoznice (2-я группа), на 66 км ГРС ВД Bezmerov (3-я группа). На 35 *км* РГ Mokry Hay – Ostrava пересекает границу между Jihomoravsky kraj и Zlinsky kraj, на 65 *км* границу между Zlinsky kraj и Olomoucky kraj, на 66 *км* границу между Olomoucky kraj и Zlinsky kraj, на 70 *км* границу между Zlinsky kraj и Olomoucky kraj, на 102 *км* границу между Olomoucky kraj и Moravskoslezsky kraj.

На 66 *км* к РГ Mokry Hay – Ostrava газопроводом D_y=500 *мм* подключается ПХГ Lobodice. На этом газопроводе подключения установлена ГРС ВД Lobodice (3-я группа). На 131 *км* к РГ Mokry Hay – Ostrava газопроводом D_y=500 *мм* подключается ПХГ Stramberk. На этом газопроводе подключения установлена ГРС ВД. РГ Mokry Hay – Ostrava заканчивается на 161 *км,* где подключена ГРС ВД Denylov, от которой начинается РГ Denylov – Javornik L=105 *км* к которому на 45 *км* (Kronov) и 80 *км* (Mikulovice) подключаются другие распределительные газопроводы. От 131 *км* (Novy Jicin) РГ Mokry Hay – Ostrava расположен газопровод STORK D_y=500 *мм* L=48 *км* до границы с Польшей (ГИС Cesky Tesin). Техническая возможная производительность газопровода STORK со стороны Чехии через ГИС Cesky Tesin в Польшу через ГИС Szieszyn составляет 28,0 *GWh/d* или около 2,5 *млн. м^3/сут*. (ENTSOG 2021). На 8 *км* к газопроводу подключена ГРС ВД Pribor (1-я группа), на 24 *км* ГРС ВД Frydek-Mistek (3-я группа), а на 39 *км* ПХГ Tranovice.

Недалеко от КС Breclav расположено ПХГ Tvrdonice, соединённое с ней газопроводом. От этого ПХГ начинается РГ Tvrdonice – Hospozin, состоящий из участков различной конфигурации.

Первый участок РГ Tvrdonice – Hospozin от 0 *км* (Tvrdonice) до 14 *км* (Mutenice) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=500 *мм* и D_y=700 *мм*. В узловой точке Mutenice РГ Tvrdonice – Hospozin на 19 *км* пересекает РГ Mokry Hay – Ostrava.

Второй участок РГ Tvrdonice – Hospozin от 19 *км* (Mutenice) до 40 *км* (Hustopece) состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=700 *мм*. На 22 *км* к газопроводу подключена ГРС ВД Cejkovice (1-я группа). На 24 *км* подключено ПХГ Uhrice, а на 25 *км* ПХГ Damborice.

Третий участок РГ Tvrdonice – Hospozin от 40 *км* (Hustopece) до 300 *км* (Hospozin) состоит из одного трубопровода D_y=500 *мм*. На 45 *км* к РГ Tvrdonice – Hospozin подключается газопровод D_y=500 *мм* L=22 *км* к которому в свою очередь подключена ГРС ВД Brno (3-я группа).

На 75 *км* РГ Tvrdonice – Hospozin пересекает границу между Jihomoravsky kraj и Kraj Vysocina.

На 98 *км* к РГ Tvrdonice – Hospozin подключена ГРС ВД Trnava (2-я группа), на 100 *км* подключается газопровод L=10 *км* к которому в свою очередь подключена ГРС ВД Velke Mezirici (2-я группа). На 138 *км* к РГ Tvrdonice – Hospozin подключена ГРС ВД Jihava (2-я группа), на 141 *км* ГРС ВД Plandry (2-я группа), на 218 *км* ГРС ВД Kolin (3-я группа), на 253 *км* ГРС ВД Celakovice (3-я группа), на 281 *км* ГРС ВД Odlena Voda (2-я группа), на 284 *км* (Uzice) ГРС ВД Kralupy nad Vltavou (1-я группа) и газопровод D_y=500 *мм* L=20 *км*, к которому подключена ГРС ВД Roudnice nad Labem (1-я группа), на 288 *км* подключен газопровод D_y=500 *мм* L=30 *км*, к которому подключена ГРС ВД Libochovice (3-я группа).

На 244 *км* (Kounice) от РГ Tvrdonice – Hospozin начинается газопровод D_y=500 *мм* L=21 *км* до ГРС ВД (3-я группа) к которой подключены газопроводы газового кольца города Праги (Praha). К 21 *км* этого газопровода подключается РГ Vesele nad Luznici – Praha, на 12 *км* подключена ГРС ВД Uvaly (1-я группа) и газопровод до ГРС ВД Kounice (3-я группа), на 9 *км* которого подключена ГРС ВД Limuzy (1-я группа).

На 269 *км* (Zdiby) РГ Tvrdonice – Hospozin начинается газопровод, к которому подключена ГРС ВД (3-я группа), к которой подключены газопроводы газового кольца города Праги (Praha).

На 298 *км* РГ Tvrdonice – Hospozin пересекает границу между Stredocesky kraj и Ustecky kraj.

РГ Tvrdonice – Hospozin заканчивается на 300 *км* в узловой точке Hospozin к которой подключена ГРС ВД Hospozin (3-я группа).

От КС Vesele nad Luznici МГ Lanzhot – Waidhaus начинается РГ Vesele nad Luznici – Praha D_y=700 *мм* L=105 *км*. На 8 *км* РГ Vesele nad Luznici – Praha подключена ГРС ВД Sobeslav (2-я группа), на 25 *км* ГРС ВД Tabor (3-я группа), на 54 *км* ГРС ВД Lounovice pod Blaniken (2-я группа).

От 54 *км* (Lounovice pod Blaniken) РГ Vesele nad Luznici – Praha начинается газопровод Lounovice pod Blaniken – Haje D_y=500 *мм* L=55 *км* до ПХГ Haje. На 29 *км* газопровода Lounovice pod Blaniken – Haje подключена ГРС ВД Sedlcany (1-я группа), на 41 *км* ГРС ВД Hrimezdice (1-я группа), на 53 *км* ГРС ВД Haje (1-я группа).

От ПХГ Haje начинается газопровод Haje – Blatna D_y=300 *мм* L=33 *км*, на 19 *км* которого установлена ГРС ВД Breznice (1-я группа), а на 33 *км* установлена ГРС ВД Blatna (1-я группа)

От двух ГРС ВД Hustopece (3-я группа), подключенных на 500 *км* МГ Lanzhot – Hora Sv.Kateriny к трубопроводу D_y=800 *мм* и D_y=1400 *мм* начинаются два газопровода подключения D_y=500 *мм* L=20 *км* и D_y=700 *мм* L=18 *км* до ПХГ Dolni Dunajovice. На 13 *км* к газопроводу D_y=500 *мм* подключена ГРС ВД Pavlov.

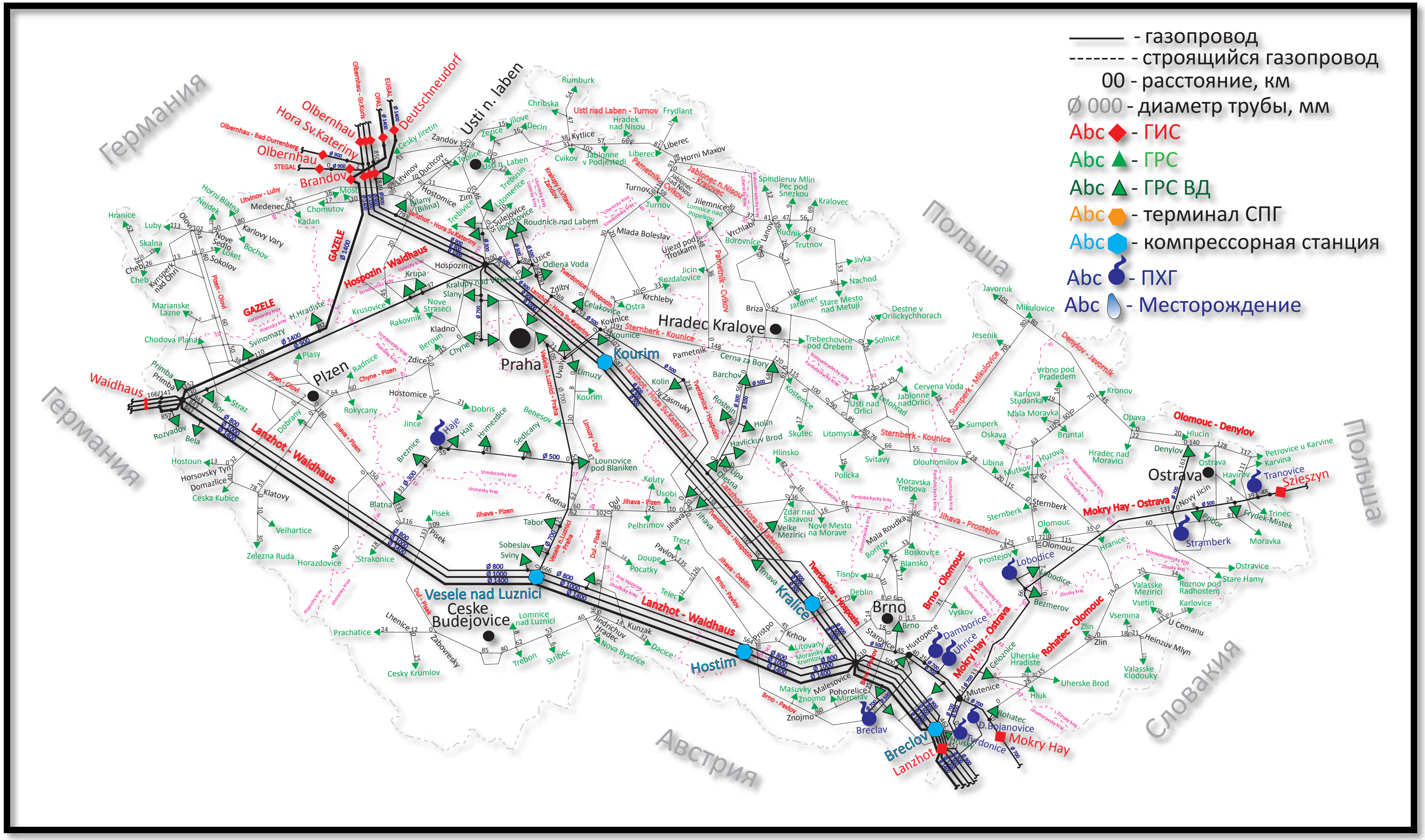


Рис. № 2.2.94 Потоковая схема газопроводов Чехии

От газораспределительных станций высокого давления (ГРС ВД) начинаются распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Чехии, которые заканчиваются газораспределительными станциями среднего давления.

От ГРС ВД Rohatec (3-я группа) начинается РГ Rohatec – Olomouc L=115 *км*. К этому газопроводу на 28 *км* и 35 *км* подключено ГРС ВД Celoznice (2-я группа).

От ГРС ВД Brno (3-я группа) начинается РГ Brno – Olomouc L=72 *км* и кольцевой газопровод города Брно (Brno).

От узловой точки Olomouc начинается РГ Olomouc – Denylov L=140 *км*, к которому на подключены ГРС ВД Pribor (1-я группа) и ГРС ВД Frydek-Mistek (3-я группа), установленные на 8 *км* и 24 *км* газопровода STORK.

От ГРС ВД Denylov (3-я группа) начинается РГ Denylov – Javornik L=105 *км*, к которому на 45 *км* (Kronov) подключается газопровод Bezmerov – Kronov L=70 *км*, а на 80 *км* (Mikulovice) газопровод Sumperk – Mikulovice L=80 *км*.

РГ Jiava – Prostejov L=125 *км* начинается от ГРС ВД Jiava (2-я группа). На 36 *км* к нему подключается газопровод L=20 *км* от ГРС ВД Velke Mezirici (2-я группа), на 86 *км* (Mala Roudka) газопровод от газового кольца города Брно (Brno).

От узловой точки Sternberk, расположенной на 46 *км* газопровода Bezmerov – Kronov начинается РГ Sternberk – Kounice L=191 *км*, на 120 *км* он соединяется с ГРС ВД Cerna za Bory (3-я группа), которая установлена на 68 *км* газопровода Olesna – Cerna za Bory. На 148 *км* (Pamethik) от газопровода Sternberk – Kounice начинается газопровод Pamethik-Cvikov L=102 *км*.

От ГРС ВД Celakovice (3-я группа) начинается РГ Celakovice – Turnov L=56 *км*.

От узловой точки Usti nad Laben, начинается РГ Usti nad Laben – Turnov L=110 *км*, на 93 *км* (Jablonec nad Nisou) которого начинается газопровод Jablonec nad Nisou – Kralovec L=69 *км*. В узловой точке Turnov сходятся три газопровода Celakovice – Turnov, Usti nad Laben – Turnov и Pamethik – Cvikov.

От ГРС ВД Kralupy nad Vltavou (1-я группа) начинается РГ Kralupy nad Vltavou – Zandov L=60 *км*.

От ГРС ВД Bilany (Bilina) (3-я группа) начинается РГ Bilany – Luby L=113 *км*. На 10 *км* (Litvinov) начинаются два газопровода до узловой точки Zandov: L=39 *км* и L=24 *км*. На 52 *км* (Medenec) от газопровода Bilany – Luby начинается газопровод отвод до ГРС Most. На 102 *км* (Olovi) к газопроводу Bilany – Luby подключается РГ Plzen – Olovi.

От узловой точки Hospozin, начинается газопровод D_y=700 *мм* L=26 *км* к которому подключены четыре ГРС ВД. Две из них 2-й и 3-й группы соединены с газопроводами газового кольца города Прага (Praha). От ГРС ВД Chyne (3-я группа) начинается РГ Chyne – Plzen L=64 *км*.

От 18 *км* газового кольца города Брно (Brno) начинается РГ Brno – Pavlov L=135 *км*. На 90 *км* (Pristpo) этот газопровод соединён перемычкой L=9 *км* с РГ Jihava – Deblin L=79 *км*.

От ГРС ВД Jihava (2-я группа), также начинается РГ Jihava – Plzen L=180 *км*. На 60 *км* газопровод Jihava – Plzen пересекает 62 *км* газопровода Limuzy – Dul, на 109 *км* (Pisek) к нему подключается РГ Dul – Pisek, на 132 *км* газопровод Jihava – Plzen соединяется с ГРС ВД Blatna (1-я группа). Газопровод Jihava – Plzen заканчивается на 180 *км*, соединяясь с газопроводом Chyne – Plzen и перемычкой с газопроводом Plzen-Olovi. От 180 *км* газопровода Jihava – Plzen начинается газопровод отвод до узловой точки Klatovy и далее до ГРС Zelezna Ruda.

От 180 *км* газопровода Jihava – Plzen начинается РГ Plzen – Olovi, состоящий из двух параллельных трубопроводов L=94 *км*. На 7 *км* от газопровода начинается газопровод отвод L=78 *км* до узловой точки Klatovy. На 50 *км* газопровод

соединяется с ГРС ВД Svinomazy (3-я группа), подключённой на 117 *км* газопровода GAZELLE. РГ Plzen – Olovi, заканчивается на 94 *км* (Olovi), соединяясь с 102 *км* (Olovi) газопровода Bilany – Luby.

От ГРС ВД Limuzy (1-я группа), начинается распределительный газопровод Limuzy – Dul L=102 *км*. На 47 *км* газопровод соединяется с ГРС ВД Lounovice pod Blaniken (2-я группа), подключённой на 54 *км* газопровода Vesele nad Luznici – Praha. На 62 *км* этот газопровод пересекает 60 *км* газопровода Jihava – Plzen.

От узловой точки Dul, расположенной на 40 *км* газопровода Jihava – Plzen начинается распределительный газопровод Dul – Pisek L=133 *км*. Газопровод заканчивается на 133 *км* (Pisek), соединяясь с 109 *км* (Pisek) газопровода Jihava – Plzen.

2.2.8.30. Система газоснабжения Швейцарии

Газ в систему газоснабжения Швейцарии поступает из Германии через ГИС Theyngen/Fallentor, Австрии через Hochst/St. Morgechen, Италии через ГИС Passo Gries/Griespass и ГИС Bizzarone, Франции ГИС Huningue/Schonenbuch, ГИС Oltingue/Rodersdorf, ГИС Jura, а также через Ferney, La Cure, St. Jullien, La Louviere и из Лихтенштейна. Из Швейцарии газ по транзитному магистральному газопроводу Wallbach – Griespass поступает в Италию через ГИС Griespass.

В состав системы газоснабжения Швейцарии входят:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы системы газораспределения среднего и низкого давления.

Транзитный магистральный газопровод Wallbach – Griespass пересекает всю страну с севера от границы с Германией (ГИС Wallbach) до юга на границе с Италией (ГИС Griespass). Этот магистральный газопровод является продолжением системы магистральных газопроводовTrans Europa Naturgas Pipeline (TENP), проходящей по территории Германии. Техническая возможная производительность газопровода Wallbach – Griespass через ГИС Wallbach со стороны Германии в Швейцарию составляет 319,2 *GWh/d* или около 28,05 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Wallbach – Griespass через ГИС Wallbach со стороны Швейцарии в Германию составляет 172,8 *GWh/d* или около 15,18 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На участке от ГИС Wallbach до 71 *км* (КС Ruswil) газопровод состоит из двух параллельных МГ D_y=900 *мм*, протяжённостью 71 *км*, с давлением P_y=6,75 *МПа*. Участок от 71 *км* (КС Ruswil) до 94 *км* (ГИС Griespass) состоит из МГ D_y=1200 *мм*, протяжённостью 23 *км*, с давлением P_y=7,5 *МПа*. Техническая возможная производительность газопровода Wallbach – Griespass через ГИС Griespass со стороны Швейцарии в Италию составляет 640,4 *GWh/d* или около 56,42 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Wallbach – Griespass через ГИС Griespass со стороны Италии в Швейцарию составляет 431,4 *GWh/d* или около 38,01 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На 4 *км*, недалеко от населённых пунктов Zuzgen и Kaisten, МГ Wallbach – Griespass пересекает РГ Schonenbach – Kaisten. В этом же месте от МГ Wallbach – Griespass начинается РГ Zuzgen – Ohringen.

На 34 *км* (Lostorf) к МГ Wallbach – Griespass подключается МГ Rodersdorf – Lostorf.

На 38 *км* (Dulliken) МГ Wallbach – Griespass пересекает РГ Oberbuchsiten – Villmergen.

На 48 *км* (Staffelbach) от МГ Wallbach – Griespass начинаются РГ Staffelbach – Ohringen и РГ Staffelbach – Buchi.

На 71 *км* (КС Ruswil) от МГ Wallbach – Griespass начинаются РГ Ruswil – Hünenberg и Ruswil – Altavilla.

На 85 *км* (Obergesteln) от МГ Wallbach – Griespass начинается РГ Obergesteln – Orbe.

На своём протяжении МГ Wallbach – Griespass пересекает границы кантонов Швейцарии: на 12 *км* между Aargau и Basel-Landschaft, на 20 *км* между Basel-Landschaft и Solothurn, на 42 *км* между Solothurn и Aargau, на 52 *км* между Aargau и Luzern, на 84 *км* между Luzern и Obwalden, на 107 *км* между Obwalden и Bern, на 132 *км* между Bern и Valais.

МГ Rodersdorf – Lostorf D_y=900 *мм*, L=55 *км*, с P_y=6,75 *МПа*, начинается на границе с Францией (ГИС Rodersdorf). Техническая возможная производительность газопровода Rodersdorf – Lostorf через ГИС Rodersdorf со стороны Франции в Швейцарию составляет 223 *GWh/d* или около 19,56 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность газопровода Rodersdorf – Lostorf через ГИС Rodersdorf со стороны Швейцарии в Францию составляет 100 *GWh/d* или около 8,77 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021). На 14,5 *км* этот газопровод пересекает РГ Munchenstein – Neuchatel. На 55 *км* (Lostorf) МГ Rodersdorf – Lostorf подключается к 34 *км* (Lostorf) МГ Wallbach Griespass.

На своём протяжении МГ Rodersdorf – Lostorf пересекает границы кантонов Швейцарии: на 8 *км* между Solothurn и Basel-Landschaft, на 15 *км* между Basel-Landschaft и Solothurn, на 20 *км* между Solothurn и Basel-Landschaft, на 35 *км* между Basel-Landschaft и Solothurn.

С территории Германии через ГИС Basel газ поступает непосредственно на ГРС города Basel. Техническая возможная производительность газопровода через ГИС Basel составляет 8,8 *GWh/d* или около 0,77 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

В распределительные газопроводы высокого давления газ поступает, как от МГ Wallbach – Griespass и Rodersdorf – Lostorf, так и от газопроводов, находящихся за территорией Швейцарии через узловые точки ГИС Fallentor из Германии, St. Morgechen из Австрии, ГИС Schonenbuch, ГИС Rodersdorf, La Cure, Ferney, St. Jullien, La Louviere, ГИС Jura из Франции, ГИС Bizzarone из Италии и по газопроводу отводу из Лихтенштейна. Все распределительные газопроводы состоят в основном из трубопроводов D_y=300 *мм* – D_y=100 *мм*.

В РГ Schonenbach – Kaisten протяжённостью 44 *км* газ поступает через ГИС Huningue (Франциия) и ГИС Schonenbach (Швейцария). На 7 *км* к газопроводу подключается ГРС Therwil, на 12 *км* газопровод отвод к ГРС города Basel, на 30 *км* ГРС Zeiningen. На 34 *км* РГ пересекает транзитный МГ Wallbach – Griespass. На 12 *км*, недалеко от города Arlesheim, от РГ Schonenbach – Kaisten начинается РГ Munchenstein – Neuchatel. РГ Schonenbach – Kaisten заканчивается на 44 *км,* где к нему подключается ГРС Kaisten.

На 18 *км* МГ Wallbach – Griespass пересекает границу между кантонами Basel-Landschaft и Aargau.

РГ Zuzgen – Ohringen протяжённостью 79 *км* начинается (недалеко от населённого пункта Zuzgen) от МГ Wallbach – Griespass (4 *км*) и заканчивается в узловой точке Ohringen. На 12 *км* к газопроводу подключается ГРС Zuzgen, на 34 *км* ГРС Remigen, на 63 *км* (Bülach) от этого газопровода начинается РГ Bülach – Fallentor

L=32 *км* D_y=100 *мм* до ГРС Fallentor, расположенной на границе с Германией. От ГРС Fallentor до узловой точки Ohringen расположен газопровод Fallentor – Ohringen длиной 26 *км*, который на 6 *км* пересекает границу между кантонами Schffhausen и Thurgau, а на 10 *км* границу между Thurgau и Zurich. На 7 *км* к РГ Bülach-Fallentor подключается газопровод с территории Германии (Lottstetten), на 8 *км* РГ Bülach-Fallentor пересекает границу между кантонами Zurich и Schffhausen, на 23 *км* к нему подключена ГРС Schffhausen.

Большой узловой точкой распределительных газопроводов Швейцарии является Ohringen. В этой точке сходятся несколько газопроводов: РГ St. Morgechen – Ohringen протяжённостью 79 *км*, начинающийся от ГИС St. Morgechen на границе с Австрией, РГ Fallentor – Ohringen протяжённостью 26 *км*, начинающийся от ГИС Fallentor на границе с Германией, РГ Staffelbach – Ohringen протяжённостью 66 *км*, начинающийся от 48 *км* (Staffelbach) МГ Wallbach – Griespass, РГ Ohringen – Weinfelden L=22 *км* до ГРС Weiyfelden и РГ Zuzgen – Ohringen протяжённостью 79 *км*.

РГ St. Morgechen – Ohringen начинается на границе с Австрией (St. Morgechen). На 2 *км* РГ St. Morgechen – Ohringen подключена ГРС Hochst, на 25 *км* ГРС St.Gallen, на 50 *км* (Wil) газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Wattwil. На 31 *км* (Herisau) подключена ГРС Herisau и начинается РГ Herisau – Weinfelden протяжённостью 22 *км*, к которому на 11 *км* подключена ГРС Bischofszell, на 18 *км* подключены ГРС Amiswil, ГРС Sulgen и перемычка с 72 *км* РГ St. Morgechen – Ohringen. РГ Herisau – Weinfelden на 15 *км* пересекает границы между кантонами Sankt Gallen и Thurgau и заканчивается на 22 *км*, соединяясь с РГ Ohringen – Weiyfelden, где подключена ГРС Weiyfelden.

На своём протяжении РГ St. Morgechen – Ohringen пересекает границы кантонов Швейцарии: на 51 *км* между Sankt Gallen и Thurgau, на 63 *км* между Thurgau и Zurich.

РГ Staffelbach – Ohringen L=66 *км* начинается от 48 *км* (Staffelbach) МГ Wallbach – Griespass. На 11 *км* этого газопровода подключена ГРС Suhr, на 17 *км* ГРС Villmergen, на 32 *км* ГРС Schlieren, на 43,5 *км* ГРС Oerlikon, на 50 *км* ГРС Dietikon, на 59 *км* ГРС Brütten. На 17 *км* (Villmergen) к газопроводу Staffelbach – Ohringen подключается РГ Oberbuchsiten – Villmergen (47 *км*).

На 32 *км* (Schlieren) от РГ Staffelbach – Ohringen начинаются газовые полукольца: малое (протяжённостью 24 *км*) и большое (протяжённостью 48 *км*), вокруг города Цюрих. Малое полукольцо на 24 *км* соединяется с 43,5 *км* (Oerlikon), а большое полукольцо на 48 *км* соединяется с 50 *км* (Dietikon) РГ Staffelbach – Ohringen. К газовым полукольцам подключаются ГРС Flunt, (21 *км*) ГРС Weinegg (19 *км*), ГРС Uster (33,5 *км*).

На 32 *км* (Schlieren) РГ Staffelbach – Ohringen соединяется перемычкой протяжённостью 12 *км* с 63 *км* (Bülach) РГ Zuzgen - Ohringen.

На 28 *км* РГ Staffelbach – Ohringen пересекает границу между кантонами Aargau и Zurich.

РГ Staffelbach – Ohringen заканчивается на 66 *км* подключаясь к узловой точке Ohringen.

От КС Ruswil начинается небольшой РГ Ruswil – Hünenberg протяжённостью 27 *км*. На 12 *км* этого газопровода подключена ГРС Luzern, а на 27 *км* ГРС Hünenberg. На 23,5 *км* РГ Ruswil – Hünenberg пересекает границу между кантонами Luzern и Aargau, а на 25 *км* между Aargau и Zug.

От 12 *км* (Munchenstein) РГ Schonenbach – Kaisten начинается РГ Munchenstein – Neuchatel L=109 *км*. На 5 *км* этот газопровод пересекает МГ МГ Rodersdorf – Lostorf. На 10 *км* (Ziefen) к этому газопроводу подключена ГРС Ziefen и начинается РГ Ziefen – Delemont L=25 *км*, на 7 *км* которого подключена ГРС Zwingen. На 18 *км* к РГ Munchenstein – Neuchatel подключена ГРС Bennwil, на 29 *км* ГРС Oberbuchsiten, на 40 *км* ГРС Langenthal, на 48 *км* ГРС Riedholz, на 52 *км* ГРС Solothurn на 60 *км* ГРС Buchi и газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Arch (5 *км*) и ГРС Grenchen (10 *км*), на 70 *км* газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Biel, на 74 *км* ГРС Lyss, на 86 *км* ГРС Aarberg и на 109 *км* ГРС Neuchatel.

От 29 *км* (Oberbuchsiten) РГ Munchenstein – Neuchatel начинается РГ Oberbuchsiten – Villmergen к которому подключены ГРС Olten (12 *км*), ГРС Daniken (19 *км*), ГРС Aarau (27 *км*) и ГРС Villmergen (47 *км*).

На 60 *км* (Buchi) к РГ Munchenstein – Neuchatel подключаются РГ Staffelbach – Buchi и РГ Buchi – Thun L=40 *км* к которому на 5 *км* подключен газопровод отвод L=12 *км* до ГРС Burgdorf, на 20 *км* подключена ГРС Signau и на 40 *км* ГРС Thun.

На 74 *км* (Lyss) РГ Munchenstein – Neuchatel соединяется с 72 *км* РГ Ruswil – Altavilla.

На 97 *км* (Thielle-Wavre) от РГ Munchenstein – Neuchatel начинается РГ Thielle-Wavre – Les Verrieres L=50 *км* переходящий на территорию Франции. На 17,6 *км* этого газопровода подключена ГРС La Chaux de Fonds, а на 50 *км* ГРС Les Verrieres.

К 97 *км* (Thielle – Wavre) от РГ Munchenstein – Neuchatel подключена перемычка L=16 *км* от узловой точки Altavilla, к которой подключаются РГ Ruswil – Altavilla и РГ Mulchi – Altavilla.

На своём протяжении РГ Munchenstein – Neuchatel пересекает границы кантонов Швейцарии: на 6 *км* между Basel-Landschaft и Solothurn, на 10 *км* между Solothurn и Basel-Landschaft, на 26 *км* между Basel-Landschaft и Solothurn, на 35 *км* между Solothurn и Bern, на 44 *км* между Bern и Solothurn, на 55 *км* между Solothurn и Bern, на 96 *км* между Bern и Neuchatel.

От 48 *км* (Staffelbach) МГ Wallbach – Griespass начинается РГ Staffelbach – Buchi L=49 *км*. На 22,5 *км* (Langenthal) к нему подключена ГРС Langenthal, а на 46 *км* ГРС Mulchi. На 22,5 *км* и на 46 *км* газопровод соединяется с РГ Ruswil – Altavilla. На участке от 22,5 *км* (Langenthal) до 46 *км* (Mulchi) РГ Staffelbach – Buchi проходит параллельно с РГ Ruswil – Altavilla. На 47 *км* РГ Staffelbach – Buchi пересекает границу между кантонами Bern и Solothurn.

РГ Staffelbach – Buchi заканчивается на 49 *км* (Buchi), подключаясь к 60 *км* (Buchi) РГ Munchenstein – Neuchatel.

От 71 *км* (Ruswil) МГ Wallbach – Griespass начинается РГ Ruswil – Altavilla L=87 *км*. На 30 *км* и на 55 *км* газопровод соединяется с РГ Staffelbach – Buchi. На участке от 30 *км* (Langenthal) до 55 *км* (Mulchi) РГ Ruswil – Altavilla проходит параллельно с РГ Staffelbach – Buchi. На 55 *км* к газопроводу подключена ГРС Mulchi и начинается газопровод Mulchi – Altavilla L=36 *км*. На 72 *км* (Lyss) РГ Ruswil – Altavilla соединяется с 74 *км* РГ Munchenstein – Neuchatel. В этом месте подключается ГРС Lyss. На 56 *км* РГ Staffelbach – Buchi пересекает границу между кантонами Bern и Solothurn, на 58 *км* между Solothurn и Bern, на 81 *км* между Bern и Fribourg. РГ Ruswil – Altavilla заканчивается на 87 *км* в узловой точке Altavilla.

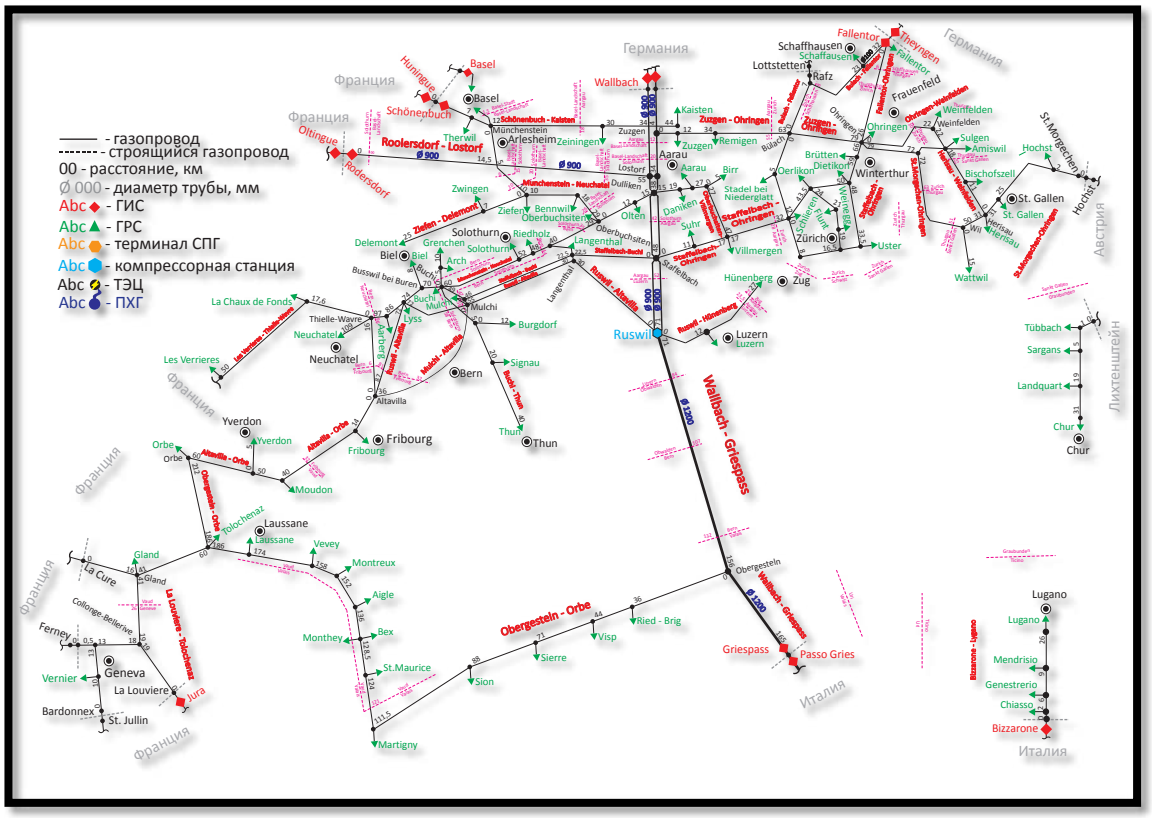


Рис. № 2.2.95 Потоковая схема газопроводов Швейцарии

Узловая точка Altavilla соединяется перемычкой L=16 *км* с 97 *км* (Thielle-Wavre) РГ Munchenstein – Neuchatel.

От узловой точку Altavilla начинается РГ Altavilla – Orbe L=60 *км*. На 14 *км* к нему подключена ГРС Fribourg, на 40 *км* ГРС Moudon, на 50 *км* газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Yverdon, на 60 *км* ГРС Orbe. На 32 *км* РГ Altavilla – Orbe пересекает границу между кантонами Fribourg и Vaud.

К узловой точке Orbe подключается большой РГ Obergesteln – Orbe L=212 *км*, который начинается на 156 *км* (Obergesteln) МГ Wallbach – Griespass. На 36 *км* этого газопровода подключена ГРС Ried-Brig, на 44 *км* ГРС Visp, на 71 *км* ГРС Sierre, на 88 *км* ГРС Sion, на 111,5 *км* ГРС Martigny, на 124 *км* ГРС St.Maurice, на 128,5 *км* ГРС Bex и ГРС Monthey, на 136 *км* ГРС Aigle, на 152 *км* ГРС Montreux, на 158 *км* ГРС Vevey, на 174 *км* ГРС Laussane, 186 *км* ГРС Tolochenaz, на 212 *км* ГРС Orbe.

На 186 *км* (Tolochenaz) к РГ Obergesteln – Orbe подключается РГ La Louviere – Tolochenaz L=60 *км*, который начинается на границе с Францией (La Louviere) после ГИС Jura. Техническая возможная производительность газопровода La Louviere – Tolochenaz через ГИС Jura составляет 37,4 *GWh/d* или около 3,14 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2017). На 19 *км* (Collonge-Bellerive) к этому газопроводу подключается газопровод L=18 *км* от границы с Францией (St.Jullin), к которому в свою очередь на 13 *км* подключается газопровод L=0,5 *км* от Ferney, также расположенной на границе с Францией. На 41 *км* к РГ La Louviere – Tolochenaz подключена ГРС Gland и газопровод L=16 *км* от границы с Францией (La Cure). На 26 *км* РГ La Louviere – Tolochenaz пересекает границу между кантонами Geneve и Vaud.

В системе газоснабжения Швейцарии существуют два локальных участка газопроводов, не связанных с остальными газопроводами системы. Первый такой участок L=31 *км* до города Chur, получает газ с территории Лихтенштейна. На 1 *км* этого газопровода подключена ГРС Trübbach, на 5 *км* ГРС Sargans, на 19 *км* ГРС Landquart и на 31 *км* ГРС Chur.

Второй участок, газопровод Bizzarone – Lugano L=26 *км* до города Lugano, получает газ с территории Италии через ГИС Bizzarone. Техническая возможная производительность газопровода Bizzarone – Lugano через ГИС Bizzarone составляет 13,0 *GWh/d* или около 1,16 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017). На 2 *км* этого газопровода подключена ГРС Chiasso, на 6 *км* ГРС Genestrerio, на 9 *км* ГРС Mendrisio и на 31 ГРС Lugano.

От ГРС, расположенных на распределительных газопроводах, начинаются трубопроводы системы газоснабжения промышленных объектов, сооружений и жилых зданий.

2.2.8.31. Система газоснабжения Швеции

Газ в систему газоснабжения Швеции поступает из газотранспортной системы Дании через ГИС Dragør по магистральному газопроводу L=27 *км* D_y=600 *мм*, расположенному под водой (Oresund) и на суше.

Система газоснабжения Швеции представляет собой чисто распределительную систему, расположенную в южной части страны, в которой отсутствуют компрессорные станции.

Газопроводы систему газоснабжения Швеции подразделяются на:

- распределительные газопроводы;
- газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Распределительные газопроводы и газопроводы отводы Швеции эксплуатируются при давлении P_y=6,5 *МПа.*

К распределительным газопроводам, подключены газопроводы отводы и по ним газ поступает до ГРС, от которых начинаются газопроводы газоснабжения потребителей.

В системе газоснабжения Швеции есть одно подземных хранилища газа в скальных грунтах: ПХГ Skallen.

Газ из системы газоснабжения Дании через ГИС Dragør поступает в систему газоснабжения Швеции по РГ Dragor – Halland-Stenungsund D_y=600/500 *мм* L=343 *км*. Техническая возможная производительность газопровода МГ Egtved – Dragør через ГИС Dragør составляет 87,8 *GWh/d* или около 7,26 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2017).

На 27 *км* (Kristineberg) к газопроводу подключается газопровод отвод до Trelleborg. На 10 *км* к нему подключена ГРС Svedala, и газопровод отвод L=14 *км* к ГРС Vellingl. Газопровод отвод заканчивается на 24 *км* ГРС Trelleborg.

На всём протяжении РГ Dragor – Halland-Stenungsund к нему подключены газопроводы различной протяжённости, заканчивающиеся ГРС. На 27 *км* подключена ГРС Malmo, на 37 *км* ГРС Staffanstorp, на 46 *км* ГРС Lund и Bjarred, на 62 *км* газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Svalov и газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Eslov, на 70 *км* ГРС Landskrona, на 90 *км* ГРС Helsingborg, на 102 *км* газопровод отвод

L=18 *км* до ГРС Hoganas и газопровод отвод L=17 *км* до ГРС Klippan на 5 *км* которого подключена ГРС Astorp, на 113 *км* ГРС Angelholm, на 134 *км* газопровод отвод L=12 *км* до ГРС Grevie на 6 *км* которого подключена ГРС Bastond, на 143 *км* газопровод отвод L=15 *км* до ГРС Vaxtorp на 3 *км* которого подключена ГРС Laholm, на 165 *км* ГРС Halmstad и газопровод отвод L=11 *км* до ГРС Oskartrom, на 166 *км* к РГ Dragor – Halland – Stenungsund подключается небольшое хранилище газа в скальных грунтах ПХГ Skallen.

С 167 *км* РГ Dragor – Halland – Stenungsund меняет диаметр с D_y=600 на 500 *мм*. На 201 *км* к нему подключена ГРС Falkenberg, на 298 *км* ГРС Goteborg, на 316 *км* газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Kungalv. Газопровод заканчивается на 343 *км* ГРС Stenungsund.

На 167 *км* от РГ Dragor – Halland – Stenungsund начинаются РГ Halland – Gnosjo L=95 *км*. На этом газопроводе на 42 *км* подключена ГРС Hyltebruk, на 65 *км* ГРС Smalondsstenar, на 81 *км* ГРС Gislaved и на 95 *км* газопровод заканчивается ГРС Gnosjo. На 58 *км* РГ Halland – Gnosjo пересекает границу между леном Halland и леном Lonkoping.

На 65 *км* (Smalondsstenar) от газопровода Halland – Gnosjo начинается проектируемый газопровод Smalondsstenar – Oxelosund к которому также подключаются газопроводы отводы и ГРС. На 129 *км* РГ Smalondsstenar – Oxelosund пересекает границу между леном Jonkoping леном и леном Ostergotland, а на 249 км между леном Ostergotland и леном Sodermanland.

На 137 *км* РГ Dragor – Halland – Stenungsund пересекает границу между леном Skane и леном Halland, а на 278 *км* между леном Halland и леном Vastra Gotaland.



Рис. № 2.2.96 Потоковая схема газопроводов Швеции

2.2.8.32. Система газоснабжения Эстонии

Поставки газа в систему газоснабжения Эстонии осуществляются по трем направлениям из России по газопроводу Izborsk – Tartu – Rakvere (ГИС Varska) D_y=500 *мм* L=236,2 *км* и по газопроводу Котла-Ярве – Ленинград/Kohtla-Jarve – Tallinn (ГИС Ивангород) D_y=500 *мм* L=176,8 *км*, через Латвии по газопроводу Vireshi – Tallinn (ГИС Karksi) D_y=700 *мм* L=274,3 *км* и от Финляндии по газопроводу Baltic Connector D_y=700 *мм* L=153 *км.*

Система газоснабжения Эстонии подразделяется на:

- магистральные транзитные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным транзитным газопроводам относятся МГ Valdai – Pskov – Riga D_y=700 *мм* L=24 *км* и МГ Izborsk – Incukalnsi D_y=700 *мм* L=23,2 *км*, проходящие через территорию Эстонии от границы России (364,8 и 25,8 *км*) через ГИС Изборск до границы Латвии (388,76 и 49 *км*) в сторону ГИС Korneti. К этим газопроводам на 376 и 37 *км* подключена ГРС Misco. По МГ Izborsk – Incukalnsi газ может подаваться как со стороны ГИС Изборск в Ичукалнское ПХГ (Латвия), так и со стороны ГИС Korneti в сторону России (ГИС Изборск). Техническая возможная производительность МГ Valdai – Pskov – Riga и МГ Izborsk – Incukalnsi через ГИС Изборск и ГИС Korneti со стороны России через Эстонию в Латвию составляет 168,0 *GWh/d* или около 15,27 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность МГ Valdai – Pskov – Riga и МГ Izborsk – Incukalnsi через ГИС Korneti и ГИС Изборск со стороны Латвии через Эстонию в Россию составляет 85,0 *GWh/d* или около 7,73 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

Все остальные газопроводы системы газоснабжения Эстонии относятся к распределительным. К ним подключены через газопроводы отводы ГРС.

Магистральные, распределительные газопроводы и газопроводы отводы системы газоснабжения Эстонии работают при рабочем давлении P_y=5,5 МПа.

РГ Котла-Ярве – Ленинград D_y=500 *мм* L=43,4 *км* начинается от узловой точки Johvi расположенной недалеко от города Kohtla – Jarve в сторону границы с Россией. На 0 *км* этого газопровода установлена ГРС Johvi, на 22,5 *км* ГРС Sillamae, на 43,3 *км* ГРС Narva. Поток газа по этому газопроводу направляется с территории России через ГИС Ивангород. В последнее время МГ Котла-Ярве – Ленинград для поставок газа в Эстонию из России не используется. (ENTSOG 2021).

В другую сторону от узловой точки Johvi начинается РГ Kohtla-Jrve – Tallinn D_y=500 *мм* L=133,4 *км*. На 0,7 *км* этого газопровода установлена ГРС Kohtla-Jarve, на 11,7 *км* ГРС Nitrfert. На 19,3 *км* (Kohtla-Nomme) РГ Kohtla-Jrve – Tallinn изменяет свой километраж (резанный пикет) и далее с 4,4 *км* (Kohtla-Nomme) до 102,0 *км* (Kahala) параллельно газопроводу D_y=500 *мм* проложен газопровод D_y=200 *мм*. На 14,5 *км* к газопроводу подключена ГРС Kivioli, на 25 *км* ГРС Aseri, на 30 *км* газопровод пересекает границу между уездом Ida-Viru и Laane-Viru, на 48,4 *км* подключена ГРС Kunda, на 51,4 *км* ГРС Rakvere, на 54,5 *км* ГРС Viru. На 76,4 *км* (Loobu) к газопроводу Kohtla-Jrve-Tallinn подключается газопровод Izborsk – Tartu – Rakvere (132,0 *км*) D_y=500 *мм* L=236,2 *км*. На 81,6 *км* газопровод пересекает границу между уездом Laane-Viru и Harju. На 108,8 км к газопроводу Kohtla-Jrve – Tallinn подключается ГРС Kuusalu. РГ Kohtla-Jrve – Tallinn заканчивается на 133,4 *км* (Loo) соединяясь с 16,2 *км* (Loo) РГ Raudalu-Loo. К узловой точке подключена ГРС Loo.

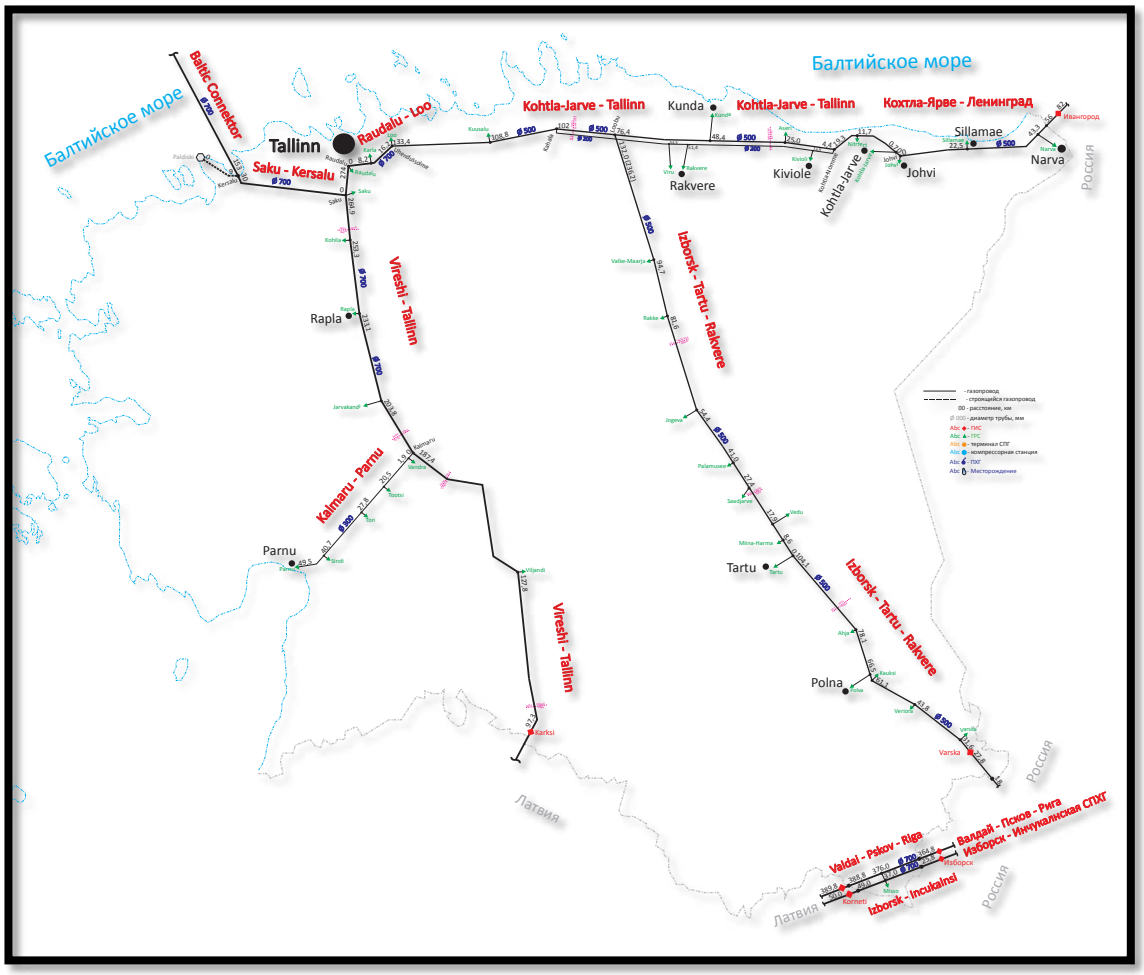


Рис. № 2.2.97 Потоковая схема газопроводов Эстонии

РГ Izborsk – Tartu – Rakvere D_y=500 *мм* L=236,2 *км* начинается на границе с Россией (18 *км*). Газопровод состоит из двух участков: Varska – Tartu и Tartu – Loobu. На 27,8 *км* первого участка газопровода установлена ГИС Varska. Техническая возможная производительность РГ Izborsk – Tartu – Rakvere через ГИС Varska составляет 35,7 *GWh/d* или около 3,16 *млн м³/сут* (ENTSOG 2021). На 31,6 *км* газопровода установлена ГРС Varska, на 43,8 *км* ГРС Veriora, на 61,1 *км* ГРС Kauksi, на 66, 5 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Polva, на 78,1 *км* подключена ГРС Ahja, на 84,1 *км* газопровод пересекает границу между уездом Polva и Tartu, на 104,1 *км* подключен газопровод отвод к ГРС города Tartu.

После города Tartu газопровод Izborsk – Tartu – Rakvere начинает новый отсчёт протяженности. На 8,6 *км* второго участка газопровода Izborsk – Tartu – Rakvere установлена ГРС Miina-Harma, на 17,9 *км* ГРС Vedu, на 26,9 *км* газопровод пересекает границу между уездом Tartu и Jogeva, на 27,4 *км* подключена ГРС Saadjarve, на 41,0 *км* ГРС Palamusee, на 54,4 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Jogeva, на 67,2 *км* газопровод пересекает границу между уездом Jogeva и Laane-Viru, на 81,6 *км* подключена ГРС Rakke, на 94,7 *км* ГРС Valke-Maarja. РГ Izborsk – Tartu – Rakvere заканчивается на 132 *км* (Loobu) второго участка (что соответствует 236,2 *км* с начала газопровода) подключаясь к 76,4 *км* (Loobu) РГ Kohtla – Jrve – Tallinn.

Второй газовый поток направляется в систему газоснабжения Эстонии с территории Латвии через ГИС Karksi (97,3 *км*) по РГ Vireshi – Tallinn D_y=700 *мм* L=274,3 *км*. Протяжённость газопровода считается с территории Латвии и

продолжается по территории Эстонии. Техническая возможная производительность РГ Vireshi – Tallinn через ГИС Karksi составляет 63,0 *GWh/d* или около 6,5 *млн м^3/сут* (ENTSOG 2017). На 67,2 *км* газопровод Vireshi – Tallinn пересекает границу между уездом Vajga и Viljandi, на 127,8 *км* подключается ГРС Viljandi, на 175,1 *км* газопровод пересекает границу между уездом Viljandi и Parnu, на 187,4 *км* (Kalmaru) от РГ Vireshi – Tallinn начинается РГ Kalmaru – Parnu D_y=300 *мм* L=49,5 *км*, к которому подключены на 1,9 *км* ГРС Vandra, на 20,5 *км* ГРС Tootsi, на 27,8 *км* ГРС Tori, на 40,7 *км* ГРС Sindi и на 49,5 *км* ГРС к городу Parnu. На 192,3 *км* газопровод Vireshi – Tallinn пересекает границу между уездом Parnu и Rapla, на 203,8 *км* подключается газопровод отвод до ГРС Jarvakandi, на 233,1 *км* подключена ГРС Rapla, на 253,3 *км* ГРС Kohila, на 257,0 *км* газопровод пересекает границу между уездом Rapla и Harju, на 264 *км* подключена ГРС Saku. От узловой точки Saku начинается газопровод Saku-Kersalu. РГ Vireshi – Tallinn заканчивается на 274,3 *км* (Raudalu), где к нему подключена ГРС Raudalu.

Два распределительных газопровода Kohila-Jrve – Tallinn и Vireshi – Tallinn соединяются в районе города Tallinn через распределительный газопровод перемычку Raudalu – Loo D_y=700 *мм* L=16,2 *км*, к которому подключены ГРС Raudalu на 0 *км*, ГРС Karla на 8,2 *км* и ГРС Loo на 16,2 *км*.

Газопровод Saku – Kersalu D_y=700 *мм* L=30 *км* начинается от узловой точки Saku (264,9 *км*) РГ Vireshi – Tallinn. В узловой точке Kersalu газопровод соединятся с 153 *км* транзитного газопровода Baltic Connector, начинающемся от ГИС Inkoo в Финляндии.

2.2.8.33. Система газоснабжения Украины

Поставки газа в систему газоснабжения Украины осуществляются из России по газотранспортным системам Ужгородский коридор и Малый Курск (ГИС Суджа), Новопсковский коридор (ГИС Писоревка), Оренбургский коридор (ГИС Сохрановка), Северный Кавказ – Центр (ГИС Прохоровка), Шебелинка-Острогожск (ГИС Валуйки) и газопроводу Таганрог – Мариуполь (ГИС Платово), из Белоруссии по газопроводам Торжок – Долина (ГИС Мозырь) и газотранспортной системе Ивацевичи – Долина (ГИС Кобрин).

На территории Украины имеется несколько небольших месторождений газа.

Из газотранспортной системы Украины газ направляется в Румынию через ГИС Орловка/Isaccea, Словакию через ГИС Ужгород/Velke Kapusany, Венгрию через ГИС Берегово/Beregdaroc, Румынию через ГИС Теково/Mediesu Aurit, Молдавию через газопроводы отводы.

Система газоснабжения Украины подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Через ГИС Суджа на территорию Украины направляются пять магистральных газопроводов. МГ Прогресс D_y=1400 *мм* P_y=7,5 МПа, МГ Уренгой – Ужгород D_y=1400 *мм* P_y=7,5 МПа, МГ Елец – Кременчуг – Кривой Рог (ЕККР) D_y=1400 *мм* P_y=7,5 МПа газотранспортной системы Ужгородский коридор и МГ Елец-Курск-Диканька (ЕКД) D_y=1200 *мм* P_y=5,5 МПа, МГ Елец – Курск – Киев (ЕКК) D_y=1200 *мм* P_y=5,5 МПа газотранспортной системы Малый Курск.

На территории Украины МГ Прогресс (3496 *км*), МГ Уренгой – Ужгород (3369 *км*), МГ ЕККР (339 *км*) располагаются в одном технологическом коридоре до КС

Ромны. От КС Ромны МГ ЕККР направляется от МГ Прогресс и МГ Уренгой – Ужгород в другую сторону. От КС Ромны до КС Гребеньковская параллельно МГ Прогресс и МГ Уренгой – Ужгород располагается МГ ЕКД, направляющийся от КС Суммская. После КС Гребеньковская эти газопроводы расходятся в разных направлениях. После КС Гребеньковская МГ Прогресс и МГ Уренгой – Ужгород располагаются в одном технологическом коридоре и работают в одном гидравлическом режиме образую единую газотранспортную систему (Ужгородская), до КС Барская. На КС Барская к Ужгородской газотранспортной системе подходит МГ Союз D_y=1400 *мм* P_y=7,5 МПа и далее до КС Богородчаны МГ Прогресс, МГ Уренгой – Ужгород и МГ Союз располагаются в одном технологическом коридоре и работают в одном гидравлическом режиме. МГ Прогресс (4608 *км*) и МГ Уренгой – Ужгород (4460 *км*) заканчиваются на границе со Словакией, где установлена ГИС Ужгород. Техническая возможная производительность МГ Прогресс и МГ Уренгой – Ужгород через ГИС Ужгород/Velke Kapusany со стороны России в Словакию составляет 2028,0 *GWh/d* или около 181,08 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

На Ужгородской газотранспортной системе установлены КС Ромны, КС Гребеньковская, КС Софиевская, КС Ставищевская, КС Ильинская, КС Барская, КС Гусятин, КС Богородчаны, КС Голятин.

Между МГ Прогресс и МГ ЕДК существует межсистемная перемычка в районе КС Лубны.

После КС Богородчаны к МГ Уренгой – Ужгород подключено ПХГ Богородчаны.

Ужгородская газотранспортная система располагается на территориях Суммской, Полтавской, Черкасской, Киевской, Винницкой, Хмельницкой, Тернопольской, Ивано-Франковской и Закарпатской областей.

МГ ЕККР от КС Ромны направляется в сторону от МГ Прогресс и МГ Уренгой – Ужгород. На 389 *км* к газопроводу подключается месторождение Гадяченское, на 524 *км* месторождение Потичанское. На 577 км от МГ ЕККР начинается МГ Кременчуг-Ананьев. МГ ЕККР заканчивается на 770 *км*, где он подключается к КС Радушное, расположенной на газотранспортной системе Шебелинка – Днепропетровск – Кривой Рог – Измаил (ШДКРИ).

На МГ ЕККР установлены КС Ромны (339 *км*), КС Зеньковская (437 *км*), КС Решетиловка (529 *км*). МГ ЕККР располагается на территориях Суммской, Полтавской, Кировоградской, Днепропетровской областей.

От ГИС Суджа на территорию Украины проходят МГ Елец – Курск – Диканька (ЕКД) D_y=1200 *мм* P_y=5,5 МПа и МГ Елец – Курск – Киев (ЕКК) D_y=1200 *мм* P_y=5,5 МПа газотранспортной системы Малый Курск. На территории Украины на этих газопроводах установлена КС Суммская (338 и 128 *км* соответственно). От КС Суммская газопроводы расходятся в разных направлениях. МГ ЕКК направляется в сторону газопроводов Ужгородской газотранспортной системы и располагается параллельно МГ Прогресс и МГ Уренгой – Ужгород, которые направляются от КС Ромны до КС Гребеньковская. От КС Гребеньковская МГ ЕКК присоединяясь к МГ Шебелинка – Полтава – Киев, МГ Шебелинка – Диканька – Киев и МГ Ефремов – Диканька – Киев образуют газотранспортную систему Киевский коридор, состоящую из четырех магистральных газопроводов, располагающихся в одном технологическом коридоре и работающих в одном гидравлическом режиме.

От КС Суммская МГ ЕКД направляется в сторону КС Диканька, расположенную на магистральных газопроводах Киевского коридора, где он и заканчивается на 447 *км*. Сразу после КС Суммская от МГ ЕКД начинается газопровод отвод

D_y=300 *мм* L=110 *км* до ГРС Конотоп. На 470 км к МГ ЕКД подключено Солоховское ПХГ.

МГ ЕКД располагается на территории Суммской и Полтавской областей.

Некогда большое газовое Шебелинское месторождение является значимой узловой точкой газотранспортной системы Украины. От Шебелинки начинаются РГ Шебелинка – Белгород – Курск – Брянск (ШБКБ) D_y=700 *мм* L=101 *км* с лупингом D_y=800 *мм*, МГ Шебелинка – Острогожск D_y=1000 *мм* L=120 *км* и МГ Острогожск – Шебелинка D_y=1200 *мм* L=120 *км*, газопроводы газотранспортной системы Киевский коридор МГ Шебелинка – Полтава – Киев (ШПК) D_y=700 *мм* L=485 *км*, МГ Шебелинка – Диканька – Киев (ШДК) D_y=1200 *мм* L=521 *км* и МГ Ефремов – Диканька – Киев (ЕДК) D_y=800 *мм* L=421 *км*, газопроводы газотранспортной системы Шебелинка – Днепропетровск – Кривой Рог – Измаил (ШДКРИ) МГ Шебелинка – Днепропетровск I D_y=700 *мм* L=196 *км*, МГ Шебелинка – Днепропетровск II D_y=800 *мм* L=205 *км*, МГ Шебелинка – Днепропетровск III D_y=1000 *мм* L=196 *км* и МГ Шебелинка – Днепропетровск IV D_y=1200 *мм* L=193 *км*, газопровод отвод D_y=1000 *мм* L=68 *км* до ГРС Харьков-1. К узловой точке Шебелинка подключается РГ Славянск – Шебелинка D_y=700 *мм* L=116 *км*.

РГ Шебелинка – Белгород – Курск – Брянск (ШБКБ) D_y=700 *мм* L=101 *км* с лупингом D_y=800 *мм* начинаясь от узловой точки Шебелинка заканчивается на 101 км на границе с Россией. Перед границей установлена ГИС Стрелечье. К газопроводу подключено несколько газопроводов отводов, в том числе к ГРС Харьков-2 и ТЭЦ-5. РГ ШБКБ полностью располагается в Харьковской области.

МГ Шебелинка – Острогожск D_y=1000 *мм* L=120 *км* и МГ Острогожск – Шебелинка D_y=1200 *мм* L=120 *км* располагаются параллельно в одном технологическом коридоре и работают в одном гидравлическом режиме. МГ Шебелинка – Острогожск начинается от узловой точки Шебелинка (0 *км*) и заканчивается на границе с Россией (120 *км*). МГ Острогожск – Шебелинка начинается от границы с Россией (133 *км*) и заканчивается в узловой точке Шебелинка (253 *км*). На газопроводах установлены КС Купянск, ГИС Купянск и КС Шебелинка. МГ Шебелинка – Острогожск и МГ Острогожск – Шебелинка полностью располагается в Харьковской области.

От узловой точки Шебелинка начинается газотранспортная система ШДКРИ, состоящая из нескольких последовательных участков различной конфигурации. Все газопроводы газотранспортной системы ШДКРИ расположены в одном технологическом коридоре и работают в одном гидравлическом режиме.

Первый участок от Шебелинки до КС Краснополье состоит из МГ Шебелинка – Днепропетровск I, МГ Шебелинка – Днепропетровск II, МГ Шебелинка – Днепропетровск III и МГ Шебелинка – Днепропетровск IV. На 16 *км* к МГ Шебелинка – Днепропетровск I подключается месторождение Миролюбивое. На 60 *км* расположена КС Панютино, на 96 *км* на МГ Шебелинка – Днепропетровск I и МГ Шебелинка – Днепропетровск II установлена КС Павлоград, от которой начинается газопровод к D_y=1000 *мм* L=73 *км* к ПХГ Пролетарское. К этому газопроводу подключено месторождение Перещепино.

На 149 *км* от МГ Шебелинка – Днепропетровск I начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* L=81 *км* до ГРС Просяная, на 153 км начинается большой газопровод отвод D_y=1000 *мм* L=201 *км* до ГРС г. Энергодар. К Этому газопроводу подключены на 68 *км* ГРС Запоржье-3, на 128 *км* газопровод отвод D_y=500 *мм* L=58 *км* до

ГРС Мелитополь, на 186 *км* газопровод отвод D_y=300 *мм* L=130 *км* до ГРС Новотроицкое, и другие газопроводы отводы. От МГ Шебелинка – Днепропетровск I также начинаются газопроводы отводы до ГРС Запорожье-1 (D_y=500 *мм* L=60 *км*) и ГРС Запорожье-2 (D_y=500 *мм* L=59 *км*). На КС Краснополье заканчивается первый участок МГ Шебелинка – Днепропетровск I (196 *км*), МГ Шебелинка – Днепропетровск II (205 *км*), МГ Шебелинка – Днепропетровск III (196 *км*)и МГ Шебелинка – Днепропетровск IV(193 *км*).

На втором участке от КС Краснополье до КС Радушное газотранспортная система ШДКРИ состоит из МГ Днепропетровск – Кривой Рог I D_y=700 *мм* L=193 *км*, МГ Днепропетровск – Кривой Рог II D_y=1000 *мм* L=193 *км* и МГ Днепропетровск – Кривой Рог III D_y=1000 *мм* L=193 *км*. На 69 *км* от МГ Днепропетровск – Кривой Рог I и МГ Днепропетровск – Кривой Рог III начинаются газопроводы отводы до ГРС Никополь-1 (D_y=500 *мм* L=67 *км*) на 59 к м которого подключен газопровод отвод D_y=300 *мм* L=18 *км* до ГРС Орджоникидзе и ГРС Никополь-2 (D_y=500 *мм* L=67 *км*) на 59 к м которого подключен газопровод отвод D_y=300 *мм* L=23 *км* до ГРС Марганец. Перед КС Радушное к МГ Днепропетровск – Кривой Рог II подключается МГ Полтава – Кременчуг – Кривой Рог (ПККР), а к КС Радушное подключается МГ ЕККР. Второй участок газотранспортная система ШДКРИ заканчивается на КС Радушное.

Третий участок газотранспортная система ШДКРИ от КС Радушное до КС Березовка состоит из МГ Кривой Рог – Одесса I D_y=700 *мм* L=229 *км*, МГ Кривой Рог – Одесса II D_y=800 *мм* L=229 *км*, МГ Кривой Рог – Одесса III D_y=1000 *мм* L=201 *км*. На 125 *км* на третьем участке установлена КС Марьевка. От 125 *км* МГ Кривой Рог – Одесса III начинается РГ Марьевка – Крым D_y=1000 *мм* L=52 *км*, переходящий в РГ Херсон – Крым D_y=700 *мм* L=105 *км*, который заканчивается на ГИС Червонный Чабан, установленной на границе Украины и России (республика Крым). От 125 *км* МГ Кривой Рог – Одесса III начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* L=54 *км* до ГРС Херсон-1, к которому в свою очередь подключается газопровод отвод до ГРС Николаев-1 и ГРС Херсон-2 и ГРС Станислав. На 201 *км* МГ Кривой Рог – Одесса III заканчивается, подключаясь к 226 *км* МГ Кривой Рог – Одесса II. Третий участок газотранспортная система ШДКРИ заканчивается на 229 *км* на КС Березовка перед которой установлена ГИС Ряснополь. От КС Березовка начинается РГ Гуляевка – Одесса D_y=500 *мм* L=57 *км* и РГ Березовка – Одесса D_y=500 *мм* L=57 *км* к которым подключены ГРС Одесса-1, ГРС Одесса-2 и ГРС Ильичевск.

Четвертый участок газотранспортная система ШДКРИ от КС Березовка до КС Тирасполь, находящейся на территории Молдавии, состоит из МГ Раздельная – Измаил I D_y=800 *мм* L=105 *км*, МГ Раздельная – Измаил II D_y=800 *мм* L=105 *км*. Перед КС Тирасполь на границе Украины и Молдавии установлена ГИС Гребенки. К КС Тирасполь подключается 100 *км* МГ Ананьев – Тирасполь – Измаил (АТИ) D_y=1200 *мм* L=334 *км*. От КС Тирасполь начинаются газопровод Одесса – Кишинев и газопровод отвод D_y=500 *мм* до ГРС Одесса-3, к которому подключена ГРС Днестровск и на котором установлена ГИС Лиманская на границе между Молдавией и Украиной.

Пятый участок газотранспортная система ШДКРИ от КС Тирасполь до КС Орловка проходит по территориям Молдавии и Украины и состоит из МГ Раздельная – Измаил I D_y=800 *мм* L=202 *км*, МГ Раздельная – Измаил II D_y=800 *мм* L=202 *км* и МГ АТИ D_y=1200 *мм* L=234 *км*. На газопроводах на границе между Молдавией и Украины установлена ГИС Каушаны (169 *км*, 169 *км* и 179 *км* соответственно). На 206 *км* МГ АТИ установлена КС Тарутино. На 286 *км* на МГ Раздельная – Измаил I и МГ Раздельная – Измаил II на территории Молдавии установлена КС Вулканешты. На 333 км от МГ АТИ начинается лупинг D_y=1200 *мм*. Перед границей

Украины и Румынии на МГ Раздельная – Измаил I и МГ Раздельная – Измаил II (352 км) и МГ АТИ с лупингом (334 км) установлена КС Орловка и ГИС Орловка. Техническая возможная производительность газопроводов газотранспортной системы ШДКРИ через ГИС Орловка/Isaccea со стороны Украины в Румынию составляет 792,6 *GWh/d* или около 70,77 *млн м³/сут*. Техническая возможная производительность газопроводов через ГИС Isaccea/Орловка со стороны Румынии в Украину составляет 122,2 *GWh/d* или около 10,53 *млн м³/сут*. (ENTSOG 2021).

От Шебелинки начинаются МГ ШПК D_y=700 *мм*, МГ ШДК D_y=1200 *мм* и МГ ЕДК D_y=800 *мм*, которые располагаются параллельно в одном технологическом коридоре и работают в одном гидравлическом режиме, образуя газотранспортную систему Киевский коридор до КС Лубны. От 170 *км* МГ ШДК, где установлена КС Диканька, начинается большой газопровод отвод D_y=400 *мм* L=127 *км* до ГРС Суммы. К КС Диканька подключается МГ ЕКД (477 *км*). За КС Лубны газопроводы газотранспортной системы Киевский коридор пересекают газопроводы Ужгородской газотранспортной системы и МГ Елец – Курск – Киев. Около КС Лубны между МГ Прогресс и МГ ЕДК существует межсистемная перемычка. За КС Лубны МГ ЕКК поворачивает и располагается параллельно с МГ ШПК, МГ ШДК и МГ ЕДК. Таким образом газотранспортная система Киевский коридор уже состоит из четырех газопроводов. МГ ШПК заканчивается на 485 *км* (Хотов), переходя в газопровод Южный – Луч – Хотов D_y=500 *мм* L=44 *км*, образующий часть кольцевого газопровода г. Киев. МГ ШДК заканчивается на 521 *км* на КМ Боярка. МГ ЕДК заканчивается на 421 *км* (Хотов), переходя в газопровод Хотов – Боярка D_y=800 *мм* L=19 *км*, который заканчивается на КС Боярка. МГ ЕКК заканчивается на 485 *км* на КС Боярка.

На газотранспортной системе Киевский коридор установлены КС Диканька, КС Лубны, КС Глушковская и КС Яготин.

Газопроводы газотранспортной системе Киевский коридор расположены в Харьковской, Полтавской и Киевской областях.

От кольцевого газопровода г. Киев начинаются два газопровода расположенных до границы с Россией.

РГ Тула – Шостка – Киев D_y=1000 *мм* L=373 *км* начинается от узловой точки Хотов, где заканчивается МГ ШПК (485 *км*), начинается газопровод Южный – Луч – Хотов и часть кольцевого газопровода г. Киев. На 117 *км* к газопроводу подключено Червонопартизанское ПХГ, на 129 *км* газопровод подключения L=140 *км* к Талалаевскому месторождению. РГ Тула – Шостка – Киев заканчивается на 373 *км* перед границей с Россией.

РГ Тула – Шостка – Киев расположен в Черниговской и Киевской областях.

РГ Киев – Брянск D_y=500 *мм* L=325 *км* начинается от узловой точки, где заканчивается газопровод Южный – Луч – Хотов (44 *км*) и часть кольцевого газопровода г. Киев. Часть газопровода (примерно до 50 *км*) располагается параллельно кольцевому газопроводу г. Киев. На 140 *км* к газопроводу подключено Олишанское ПХГ, на 210 км начинается газопровод Щорс – Гомель D_y=500 *мм*, который заканчивается на границе с Белоруссией. РГ Киев – Брянск заканчивается на 325 *км* перед границей с Россией.

РГ Киев – Брянск расположен в Черниговской и Киевской областях.

КС Новопсков является узловой компрессорной станцией газотранспортной системы Украины. На КС Новопсков со стороны России приходят МГ Петровск –

Новопсков (644 км), Уренгой – Новопсков (3382 км), Союз (1217 км), Оренбург – Новопсков (1277 км). Через КС Новопсков проходят МГ Невинномысск – Аксай – Моздок (НАМ) D_y=1200 *мм*, МГ Краснодарский Край – Серпухов II (ККС-II) D_y=1000 *мм*, Северный Кавказ – Центр (СКЦ) D_y=1200 *мм* и Ставрополь – Москва I D_y=700 *мм*.

От КС Новопсков начинаются МГ Новопсков – Шебелинка D_y=1200 *мм* L=210 *км*, МГ Новопсков – Донбасс D_y=1000 *мм* L=127 *км*, МГ Новопсков – Лоскутовка D_y=1000 *мм* L=127 *км* и от КС Новопсков продолжается МГ Союз D_y=1400 *мм* L=2427 *км*.

По территории Украины после ГИС Прохоровка, расположенной в России, продолжаются МГ НАМ (333 *км*), МГ ККС-II (327 *км*) и МГ СКЦ (333 *км*) газотранспортной системы Северный Кавказ – Центр. Перед КС Н. Дарьевка от МГ ККС-II начинается РГ Н. Дарьевка – Амвросиевка D_y=700 *мм* L=95 *км*. На 95 *км* РГ Н. Дарьевка – Амвросиевка подключается к 24 *км* РГ Амвросиевка – Горловка – Славянск. От этого места начинается РГ Амвросиевка – Донецк D_y=500 *мм* L=57 *км*.

Перед КС Н. Дарьевка к МГ СКЦ подключается часть МГ Ставрополь – Москва I, который до 423 км располагается параллельно остальным газопроводам системы. На 356 *км* на газопроводах установлена КС Н. Дарьевка, на 425 *км* КС Луганск, а на 525 *км* КС Новопсков. От КС Луганск начинаются РГ Луганск – Лоскутовка I и Луганск-Лоскутовка II D_y=700 *мм* L=113 *км* до КС Лоскутовка, от которой начинаются РГ Лисичанск – Краснопоповское ПХГ D_y=500 *мм* L=28 *км* и РГ Лисичанск – Славянск D_y=700 *мм* L=61 *км* до ГИС Славянск. К газопроводу перед ГИС подключаются РГ Амвросиевка – Горловка – Славянск I, II. ГИС Славянск и Шебелинка соединены РГ Славянск – Шебелинка D_y=700 *мм* L=116 *км*. К РГ Луганск – Лоскутовка I подключено Вергунское ПХГ. К РГ Луганск – Лоскутовка II подключено Луганское месторождение.

На 440 *км* к МГ Ставрополь – Москва I подключено Ольховское месторождение, а на 442 *км* подключено Лобачевское месторождение. На 552 *км* газотранспортной системы Северный Кавказ – Центр установлена КС Новопсков. На компрессорной станции МГ НАМ и МГ СКЦ заканчиваются. От КС Новопсков до границы с Россией (560 *км*) располагаются МГ ККС-I D_y=1000 *мм*, МГ ККС-II D_y=1000 *мм*, МГ Ставрополь – Москва I D_y=700 *мм*.

МГ Новопсков – Шебелинка начинается на КС Новопсков. До Шебелинки газопровод расположен параллельно с МГ Союз. На 123 *км* МГ Новопсков – Шебелинка установлена КС Боровая. МГ Новопсков – Шебелинка заканчивается в узловой точке Шебелинка проходя через КС Шебелинка.

МГ Новопсков – Донбасс и МГ Новопсков – Лоскутовка начинаются на КС Новопсков, расположены параллельно в одном технологическом коридоре и работают в одном гидравлическом режиме до КС Лоскутовка. МГ Новопсков – Донбасс заканчивается на 127 *км* на КС Лоскутовка. МГ Новопсков – Лоскутовка заканчивается на 192 *км* недалеко от г. Краматорск.

От 192 *км* МГ Новопсков – Лоскутовка начинается РГ Краматорск – Донецк D_y=1000 *мм* L=89 *км*. На 89 *км* к газопроводу подключается газопровод отвод к ГРС Донецк-2. Далее РГ Краматорск – Донецк продолжается как РГ Донецк – Мариуполь D_y=1000 *мм* L=113 *км*. На 113 *км* РГ Донецк – Мариуполь соединятся с РГ Таганрог – Мариуполь IV D_y=1000 *мм* L=118 *км*, который расположен параллельно с РГ Таганрог – Мариуполь III D_y=700 *мм* L=118 *км*. РГ Таганрог – Мариуполь III

и РГ Таганрог – Мариуполь IV располагаются на территории Украины после границы (58 *км*) с Россией (ГИС Платово). От 113 *км* РГ Донецк – Мариуполь и от 118 *км* РГ Таганрог – Мариуполь IV начинается РГ Мариуполь – Бердянск D_y=500 *мм* L=99 *км*.

От границы России и Украины с 50 км начинаются расположенные параллельно и работающие в одном гидравлическом режиме РГ Амвросиевка – Горловка-Славянск I D_y=500 *мм* L=253 *км* и РГ Амвросиевка – Горловка – Славянск II D_y=700 *мм* L=253 *км*. Оба газопровода заканчиваются, подключаясь к РГ Лисичанск – Славянск перед ГИС Славянск.

МГ Союз D_y=1400 *мм* P_y=7,5 МПа на территории Украины начинается на границе с Россией. От КС Новопсков до Шебелинки газопровод расположен параллельно с МГ Новопсков – Шебелинка. От КС Барская до КС Богородчаны МГ Союз расположен параллельно МГ Уренгой – Ужгород и МГ Прогресс Ужгородской газотранспортной системы и работает с ними в одном гидравлическом режиме. МГ Союз заканчивается на 2427 км на границе со Словакией перед которой установлена ГИС Ужгород. Газопровод Союз пересекает границы в одном коридоре с МГ Уренгой – Ужгород, МГ Прогресс, МГ Долина – Ужгород I и МГ Долина – Ужгород II.

На МГ Союз установлены КС Новопсков (1217 *км*), КС Боровая (1353 *км*), КС Первомайская (1454 *км*), КМ Машевка (1580 *км*), КС Кременчуг (1711 *км*), КС Александровка (1819 *км*), КС Тальное (1941 *км*), КС Гайсин (2060 *км*), КС Барская (2183 *км*), КС Гусятин (2304 *км*), КС Богородчаны (2427 *км*), КС Хуст (2547 *км*).

МГ Союз пересекает всю территорию Украины с востока на запад по Луганской, Харьковской, Полтавской, Кировоградской, Черкасской, Винницкой, Хмельницкой, Тернопольской, Ивано-Франковской и Закарпатской областям.

От КС Диканька начинается МГ Полтава – Кременчуг – Кривой Рог (ПККР) D_y=700 *мм* L=214 *км*. Сразу после компрессорной станции на газопроводе установлена ГИС. На 60 *км* к МГ ПККР подключено Потичанское месторождение. На 125 *км* к газопроводу подключена ГРС Крюково и Начинается РГ Крюково – Кировоград D_y=500 *мм* L=125 *км*. На 149 *км* от МГ ПККР начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* L=86 *км* до ГРС Днепродзержинск. МГ ПККР заканчивается на 214 *км*, где он подключается к МГ Днепропетровск – Кривой Рог II.

МГ ПККР расположен на территориях Полтавской, Кировоградской, Днепропетровской областей.

МГ Кременчуг – Ананьев D_y=1400 *мм* L=348 *км* начинается от 577 *км* МГ ЕККР. На 7 *км* газопровода установлена КС Заднепровская, на 125 *км* КС Кировоградская, на 239 *км* КС Южно-Бугская. МГ Кременчуг – Ананьев заканчивается на 348 *км*, откуда начинаются МГ Ананьев – Черновцы – Богородчаны (АЧБ) и Ананьев – Тирасполь – Измаил (АТИ). МГ Кременчуг – Ананьев расположен на территориях Полтавской, Кировоградской, Николаевской и Одесской областей.

МГ АЧБ D_y=1000 *мм* L=532 *км* начинается от 348 км МГ Кременчуг – Ананьев с продолжением прежнего километража этого газопровода. На 351 км установлена ГИС Ананьев-2. С 427 км по 619 км МГ АЧБ проходит по территории Молдавии, где установлены КС Шолдонешты (455 км) и КС Дрокия (560 км). На 626 км МГ АЧБ установлена ГИС Алексеевка, на 700 км КС Хотин, на 880 км КС Богородчаны, перед которой установлена ГИС Богородчаны.

МГ АЧБ расположен на территориях Николаевской, Одесской, Тернопольской, Ивано-Франковской областей Украины и территории Молдавии.

КС Боярка является узловой компрессорной станцией в газотранспортной системе Украины. На компрессорной станции заканчиваются МГ ШДК (521 *км*), газопровод Хотов – Боярка (19 *км*), МГ ЕКК (485 *км*), РГ Дашава – Киев (495 *км*). От КС Боярка начинаются МГ Киев – Западная Украина I (КЗУ-I) и МГ Киев – Западная Украина II (КЗУ-II), КС Боярка связана с кольцевым газопроводом г. Киев.

Раньше по МГ Дашава – Киев D_y=800 *мм* L=495 *км* газ транспортировался от месторождения Дашава до КС Боярка и далее. В настоящее время, когда месторождение Дашава переоборудовано в подземное хранилище газа МГ Дашава – Киев превратился в распределительный газопровод. От газопровода подключения к ПХГ Дашава и начинается РГ Дашава – Киев. От этого места начинается газопровод и ПХГ Дашава. На 117 *км* РГ Дашава – Киев подключена ГРС Тернополь, на 225 *км* газопровод отвод D_y=200 *мм* L=24 *км* до ГРС Хмельницкий-1, на 353 *км* и 355 *км* газопроводы отводы D_y=200 *мм* и D_y=500 *мм* L=43 *км* до ГРС Житомир-1 и D_y=200 *мм* L=65 *км* Виница-1. РГ Дашава – Киев заканчивается на 495 *км*, где установлена КС Боярка.

РГ Дашава – Киев расположен на территориях Ивано-Франковской, Тернопольской, Хмельницкой, Винницкой, Житомирской и Киевской областей.

МГ КЗУ-I и МГ КЗУ-II, параллельно расположенные в одном технологическом коридоре и работающие от КС Боярка в едином гидравлическом режиме создают газотранспортную систему Западный коридор. На 180 *км* к МГ КЗУ-I подключен газопровод отвод D_y=500 *мм* L=72 *км* до ГРС Винница-2, на 306 *км* газопровод отвод D_y=500 *мм* L=120 *км* до ГРС Каменец-Подольский, на 403 *км* газопровод отвод до ГРС Тернополь. На 402 *км* от КС Тернополь МГ КЗУ-I расходится с МГ КЗУ-II и на 548 *км* заканчивается на КС Каменка Бугская.

От КС Каменка Бугская начинаются два больших параллельно расположенных газопровода отвода D_y=500 *мм* L=170 *км* и D_y=700 *мм* L=156 *км* до ГРС Ровно.

От КС Каменка Бугская начинаются РГ Дашава – Минск D_y=500 *мм*, который в настоящее время работает отдельными участками, соединёнными с МГ Ивацевичи – Долина.

От КС Каменка Бугская начинаются МГ Ивацевичи – Комарно D_y=800 *мм* L=83 *км*. На 26 км от газопровода начинается газопровод отвод D_y=500 *мм* до ГРС Львов. К этой же ГРС подключены два газопровода отвода D_y=1000 *мм* и D_y=300 *мм* L=51 *км*, начинающиеся на 36 *км* газопровода Комарно – Пукеничи I. МГ Ивацевичи – Комарно заканчивается на 83 *км* на КС Комарно.

МГ КЗУ-II после КС Рогатин (483 *км*) поворачивает в сторону КС Долина, где и заканчивается на 543 *км*, располагаясь параллельно МГ Ивацевичи-Долина II. После КС Рогатин от МГ КЗУ-II начинается газопровод КЗУ-Угерское D_y=1000 *мм* L=25 *км* до Угерского ПХГ.

На газопроводах газотранспортной системы Западный коридор расположены КС Боярка (0 *км*), КС Бердичев (147 *км*), КС Красилов (228 *км*), КС Тернополь (420 и 408 *км*), КС Каменка Бугская (548 *км* КЗУ-I), КС Рогатин (483 *км* КЗУ-II), КС Долина (543 *км* КЗУ-II).

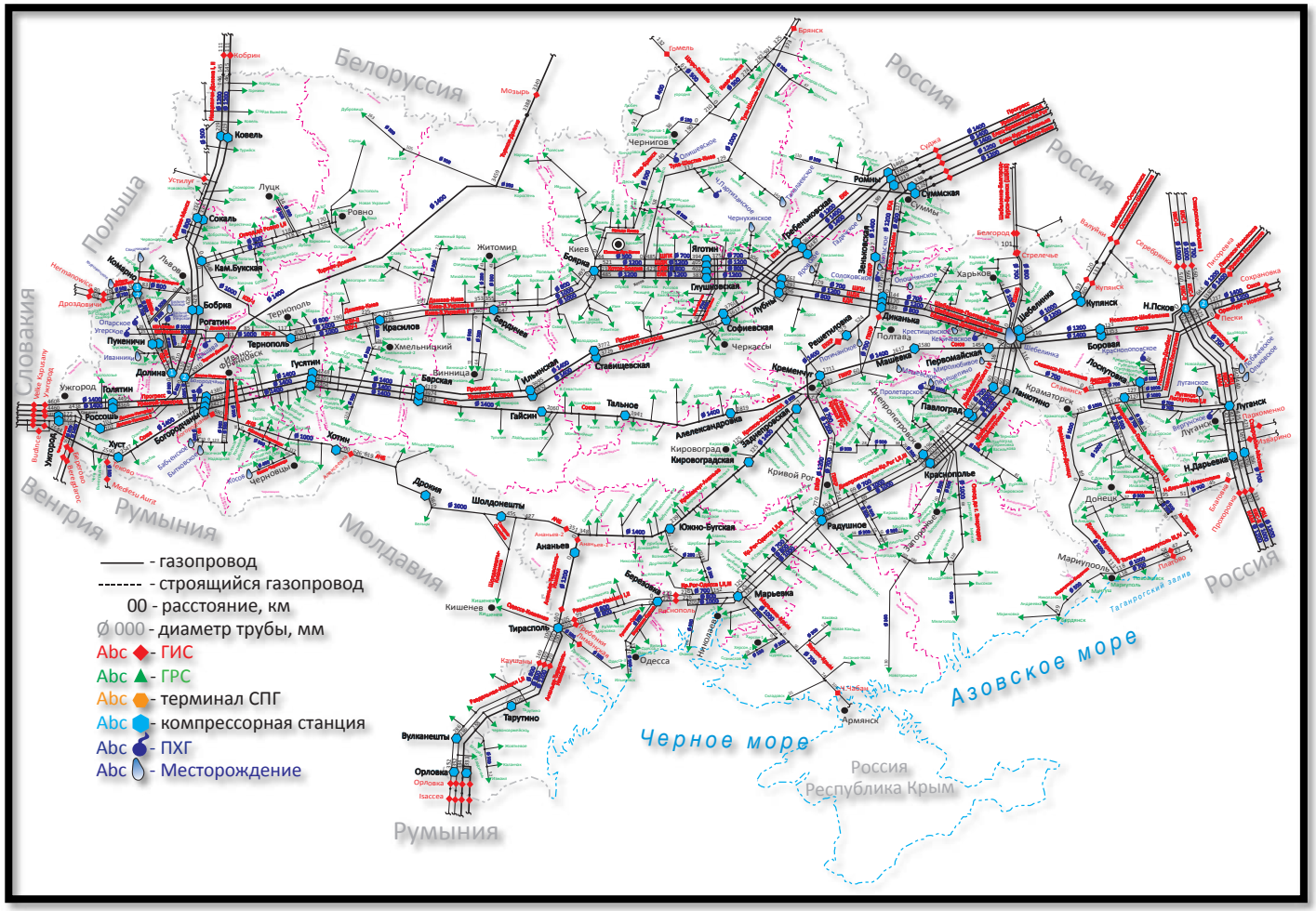


Рис. № 2.2.98 Потоковая схема газопроводов Украины

МГ КЗУ-I и МГ КЗУ-II расположен на территориях Киевской, Житомирской, Винницкой, Хмельницкой, Тернопольской, Ивано-Франковской, и Львовской областей.

От границы с Белоруссией (145 *км*) начинаются два газопровода D_y=1200 *мм* L=365 *км* МГ Ивацевичи – Долина I и МГ Ивацевичи – Долина II, расположенных параллельно в одном технологическом коридоре и работающих в одном гидравлическом режиме. К МГ Ивацевичи – Долина I газопроводом D_y=1400 *мм* L=17 *км* подключено Бильче-Волице – Угерское ПХГ. МГ Ивацевичи – Долина I заканчивается на 510 *км* на КС Долина-1, а МГ Ивацевичи – Долина II заканчивается на 510 *км* на КС Долина-2.

На МГ Ивацевичи – Долина I и МГ Ивацевичи – Долина II установлены КС Ковель (219 *км*), КС Сокаль (334 *км*), КС Бобрка (428 *км*) и КС Долина (510 *км*).

МГ Ивацевичи – Долина I и МГ Ивацевичи – Долина II расположен на территориях Луцкой, Львовской и Ивано-Франковской областей.

МГ Торжок – Долина D_y=1400 *мм* L=522 *км* начинается от границы с Белоруссией на 3388 *км* и заканчивается на 3910 *км* на КС Долина-2. На 3459 км от газопровода начинается большой газопровод отвод D_y=300 *мм* L=163 *км* до ГРС Дубровица. На газопроводе отсутствуют компрессорные станции.

МГ Торжок – Долина расположен на территориях Житомирской, Хмельницкой, Тернопольской и Ивано-Франковской областей.

На КС Комарно установлено два компрессорных цеха. Один на МГ Ивацевичи – Комарно и от которого начинается МГ Комарно – Дроздовичи I D_y=500 *мм* L=80 *км*, от другого начинается МГ Комарно – Дроздовичи II D_y=700 *мм* L=80 *км* и МГ Комарно-Пукеничи I D_y=500 *мм* L=47 *км* и МГ Комарно-Пукеничи II D_y=700 *мм* L=47 *км*.

МГ Комарно – Дроздовичи I и МГ Комарно – Дроздовичи II начинающиеся на КС Комарно заканчиваются на 80 *км* на границе с Польшей. На 78 *км* газопроводов установлена ГИС Дроздовичи. Техническая возможная производительность МГ Комарно – Дроздовичи I и МГ Комарно – Дроздовичи II через ГИС Дроздовичи/Hermanowice со стороны Украины в Польшу составляет 135,6 *GWh/d* или около 11,69 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

МГ Комарно – Пукевичи I и МГ Комарно – Пукеничи II начинающиеся от КС Комарно заканчиваются на 47 *км* на КС Пукеничи. От 36 *км* МГ Комарно – Пукевичи I начинаются газопроводы отводы D_y=1000 *мм* L=51 *км* и D_y=300 *мм* L=51 *км* до ГРС Львов.

От КС Пукеничи начинаются МГ Пукеничи – Долина I D_y=500 *мм* L=39 *км* и МГ Пукеничи – Долина II D_y=700 *мм* L=39 *км*, которые заканчиваются на 39 *км* на КС Долина. К МГ Пукеничи – Долина I подключено месторождение Иванники, к Пукеничи-Долина II подключено месторождение Бильче-Волице. МГ Пукеничи-Долина I и Пукеничи-Долина II находятся в Львовской и Ивано-Франковской областях.

КС Долина является большой узловой точкой газотранспортной системы Украины. К КС Долина подходят МГ Торжок – Долина, Киев-Западная Украина II, Ивацевичи – Долина I и II, Пукеничи – Долина I и II, перемычка Богородчаны – Долина D_y=1400 *мм* L=43 *км*, газопровод D_y=1400 *мм* L=68 *км* от Бильче-Волице –

Угерское ПХГ. От КС Долина начинаются МГ Долина – Ужгород I и МГ Долина – Ужгород II, РГ Долина – Надворная.

МГ Долина – Ужгород I и МГ Долина – Ужгород II D_y=800 *мм* L=172 *км*, начинаются от КС Долина. На 102 *км* газопроводов установлена КС Россошь. На 150 *км* от узловой точки Среднее начинается МГ Среднее – Берегово I D_y=800 *мм* L=56 *км*, который расположен параллельно с МГ Среднее – Берегово II D_y=1400 *мм* L=56 *км*, начинающегося от 4438 *км* (Среднее) МГ Уренгой – Ужгород. На 172 *км* на МГ Долина – Ужгород I и МГ Долина – Ужгород II установлена КС Ужгород. На 181 *км* на МГ Долина – Ужгород I установлена ГИС Ужгород. МГ Долина – Ужгород II пересекает границу со Словакией. После ГИС Velke Kapusany существует реверсный газопровод, на котором установлена ГИС Budince, обеспечивающая транспортировку газа из Словакии на Украину. Техническая возможная производительность МГ Долина – Ужгород II через ГИС Velke Kapusany со стороны Украины в Словакию составляет 416,0 *GWh/d* или около 36,82 *млн м^3/сут*. Техническая возможная производительность МГ Долина – Ужгород II через ГИС Budince со стороны Словакии в Украину составляет 249,6 *GWh/d* или около 22,5 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

РГ Долина – Надворная D_y=500 *мм* L=123 *км* начинается от КС Долина, который заканчивается на 123 *км*, где подключена ГИС Пасечная. От РГ Долина-Надворная начинается РГ Ивано-Франковск – Надворная, расположенный параллельно РГ Долина – Надворная. От РГ Долина – Надворная начинается РГ Ивано-Франковск – Яблонов D_y=500 *мм* L=34 *км*, который на 34 *км* переходит в РГ Яблонов – Черновцы D_y=500 *мм* L=117 *км*. РГ Яблонов – Черновцы заканчивается на 117 *км*, где к нему подключается ГРС Черновцы и РГ Косов – Черновцы D_y=400 *мм* L=65 *км*, начинающийся от месторождения Косов.

КС Долина и 2446 *км* МГ Союз соединены газопроводом межсистемной перемычкой Богородчаны – Долина D_y=1400 *мм* L=43 *км*. К этой перемычке подключается РГ Пасечная – Богородчаны D_y=500 *мм* L=20 *км*, к которому на 10 *км* подключено месторождение Бытковское, а к 14 *км* месторождение Бабченское.

От узловой точки Среднее (населенный пункт Среднее), расположенной на 172 *км* МГ Долина – Ужгород I и МГ Долина – Ужгород II и на 4438 *км* МГ Уренгой – Ужгород начинаются расположенные параллельно МГ Среднее – Берегово I D_y=800 *мм* L=56 *км* и МГ Среднее – Берегово II D_y=1400 *мм* L=56 *км*. Эти газопроводы заканчиваются на 56 км, где установлена ГИС Берегово. Техническая возможная производительность МГ Среднее – Берегово I и МГ Среднее – Берегово II через ГИС Берегово/Beregdaroc со стороны Украины в Венгрию составляет 515,6 *GWh/d* или около 45,64 *млн м^3/сут*. (ENTSOG 2021).

2.2.8.34. Система газоснабжения Армении

Поставки газа в систему газоснабжения Армении осуществляются из Грузии (ГИС Кохб), Азербайджана (ГИС Тех), Ирана (УРГ Агарак).

Система газоснабжения Армении является чисто распределительной системой, в которой отсутствуют компрессорные станции.

Система газоснабжения Армении подразделяется на:

- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

С территории Грузии (12 *км*) в Армению газ поступает по РГ Красный Мост – Севкар – Берд D_y=1000 *мм* L=62 *км*. На 16 км газопровода установлена ГИС Кохб. Сразу после ГИС Кохб от РГ Красный Мост – Севкар – Берд начинается РГ Красный Мост – Алаверди. На 36 *км* РГ Красный Мост – Севкар – Берд подключена ГРС Кочкасар, на 47 *км* ГРС Баганис, на 62 *км* ГРС Севкар, где газопровод заканчивается, соединяясь с 23 *км* РГ Казах – Ереван.

РГ Казах – Ереван D_y=1000/700 *мм* L=173 *км* начинается от 23 *км* на границе с Азербайджаном. На 23 *км* к нему подключается РГ Красный Мост – Севкар – Берд и ГРС Бентонит и ГРС Севкар. На 63 *км* к газопроводу подключена ГРС Дилижан. На 78 км от РГ Казах – Ереван начинается РГ Дилижан – Ванадзор. На 90 км часть РГ Казах – Ереван D_y=700 *мм* L=14 *км* направляется в сторону озера Севан и к ней подключаются на 98 км газопровод отвод до ГРС Цовагюх и начинается РГ Казах-Ереван II (105 км), на 104 *км* подключается газопровод отвод до ГРС Севан. Вторая часть РГ Казах – Ереван D_y=1000 *мм* продолжается, где на 93 *км* к нему подключается 70 *км* РГ Казах – Берт – Севан. На 109 *км* РГ Казах – Ереван разделяется на три параллельно расположенных газопровода РГ Казах – Ереван I D_y=1000 *мм* на котором на 109 км установлена ГИС Севан-2, РГ Казах – Ереван II D_y=700 *мм* на котором на 109 *км* установлена ГИС Севан-3 и РГ Казах – Ереван III D_y=500 *мм* (105 км). К этому месту подключается РГ Севан – Гавар на котором на 110 *км* установлена ГИС Севан-1.

На 120 *км* РГ Казах – Ереван I меняет свой диаметр с D_y=1000 *мм* на D_y=7000 *мм***.** На 113 *км* РГ Казах – Ереван III подключена ГРС Гагарин. На 120 *км* к РГ Казах-Ереван I и РГ Казах – Ереван II подключена ГРС Раздан-5, а на 121 *км* ГРС Раздан-1. На 137 *км* к РГ Казах – Ереван II и РГ Казах – Ереван III подключена ГРС Черенцеван. На 143 *км* РГ Казах – Ереван II и на 144 *км* РГ Казах – Ереван III подключена ГРС Джрабер. На 150 *км* РГ Казах – Ереван III подключена ГРС Арзни.

К 163 *км* РГ Казах – Ереван I установлена ГИС Дзорахбюр. От 163 *км* РГ Казах – Ереван I и 159 *км* РГ Казах – Ереван III подключено Абовянское ПХГ. На 163 *км* РГ Казах – Ереван II подключена ГРС Джервеж. От ГИС Дзорахбюр начинается газопровод отвод до ГРС Ереван-1. К 164 *км* РГ Казах – Ереван I подключается 18 км РГ Кольцевой газопровод Еревана (КГЕ) D_y=1000 *мм*. РГ Казах – Ереван I заканчивается на 173 *км*, где к нему подключается 85 *км* РГ Ильичевск – Ереван.

РГ Казах – Ереван на своем протяжении располагается в Тавушской, Гехаркуникской, Котайской областях страны.

От 23 *км* РГ Казах – Ереван начинается РГ Казах – Берд – Севан D_y=1000 *мм* L=173 *км*. На 42 *км* к газопроводу подключена ГРС Айгут. РГ Казах – Берд – Севан заканчивается на 70 *км*, где он подключается к 93 *км* РГ Казах – Ереван. РГ Казах – Берд – Севан находится на территориях Тавушской и Гехаркуникской областях Армении.

РГ Красный мост – Алаверди D_y=700 *мм* L=40 *км* начинается с 16 *км* от 16 *км* РГ Красный Мост – Севкар – Берд. На 21 *км* газопровода установлена ГИС Айрум, на 30 *км* подключена ГРС Ахтала, на 56 *км* ГРС Алаверди, где к РГ Красный мост-Алаверди подключается 40 *км* РГ Ванадзор – Алаверди и где он заканчивается. РГ Красный мост – Алаверди находится на территории Тавушской и Лорийской областей Армении.

РГ Ванадзор – Алаверди D_y=700 *мм* L=40 *км* начинается от узловой точки Ванадзор, где сходятся три газопровода: РГ Ванадзор – Алаверди, РГ Дилижан – Ванадзор и РГ Ванадзор – Гюмри. К узловой точке Ванадзор подключены ГРС

Ванадзор-1 и ГРС Ванадзор-2. К РГ Ванадзор – Алаверди подключен небольшой участок (8 *км*) параллельно расположенного газопровода, к которому подлечена ГРС Гар-Гар. На 17 *к*м РГ Ванадзор – Алаверди подключена ГРС Куртан, на 27 *км* ГРС Туманян. РГ Ванадзор – Алаверди заканчивается на 40 *км*, где он соединяется с 56 *км* РГ Красный мост – Алаверди. РГ Ванадзор – Алаверди полностью находится в Лорийской области Армении.

РГ Дилижан – Ванадзор D_y=500 *мм* L=35 *км* начинается от 78 *км* РГ Казах – Ереван. На 11 *км* газопровода установлена ГРС Фиолетово, на 12 *км* ГИС Фиолетово, на 14 *км* ГРС Маргаовит, на 20 *км* ГРС Лермонтов, на 30 *км* ГРС Мергут. РГ Дилижан-Ванадзор заканчивается на 35 *км* в узловой точке Ванадзор. РГ Дилижан – Ванадзор находится на территории Тавушской и Лорийской областей Армении.

РГ Ванадзор – Гюмри D_y=700 *мм* L=54 *км* начинается от узловой точки Ванадзор. К газопроводу подключены ГРС Лернапад (5 *км*), Спитак (20 *км*), Сараарт (23 *км*), Ширакамут (29 *км*), Мец-Парни (34 *км*), Лусахбюр (42 *км*). От 53 *км* РГ Ванадзор – Гюмри начинается РГ Гюмри – Маралик. РГ Ванадзор – Гюмри заканчивается на 54 *км*, где от него начинается РГ Гюмри – Армавир. РГ Ванадзор – Гюмри находится на территории Лорийской и Ширванской областей Армении.

От 53 *км* РГ Ванадзор – Гюмри начинается РГ Гюмри – Маралик D_y=500 *мм* L=30 *км*. От 54 *км* начинается РГ Гюмри – Армавир D_y=700 *мм* L=20 *км*, расположенный параллельно РГ Ванадзор – Гюмри. На 7 *км* РГ Гюмри – Маралик и РГ Гюмри – Армавир подключена ГРС Гюмри-2, на 20 *км* к обоим газопроводам подключена ГРС Артик. РГ Гюмри – Армавир заканчивается на 20 *км*, а РГ Гюмри – Маралик заканчивается на 30 *км*, где от него начинается РГ Маралик – Кармрашен и подключена ГРС Маралик. РГ Гюмри-Армавир и РГ Гюмри – Маралик находится на территории Ширванской области Армении.

РГ Маралик – Кармрашен D_y=500 *мм* L=31 *км* начинается от 30 *км* РГ Гюмри – Маралик. На 9 *км* к нему подключена ГРС Ланджик, на 15 *км* ГРС Зарinджа, на 17 *км* Талин, на 31 *км* ГРС Каракерт. РГ Маралик – Кармрашен заканчивается на 31 *км*, где к он соединяется с 26 *км* РГ Армавир – Кармрашен. РГ Маралик – Кармрашен находится на территории Ширванской, Арагацотнской и Армавирской областей Армении.

РГ Армавир – Кармрашен D_y=500 *мм* L=26 *км* начинается от ГИС Армавир, установленным в месте соединения РГ Армавир – Кармрашен (0 *км*) и РГ Ереван – Армавир (51 *км*). РГ Армавир – Кармрашен заканчивается на 26 *км*, где он соединяется с 31 *км* РГ Маралик-Кармрашен. РГ Армавир – Кармрашен находится на территории Армавирской области Армении.

РГ Ереван – Армавир D_y=500 *мм* L=51 *км* начинается от 8 *км* газопровода перемычки D_y=700 *мм* L=8 *км*, соединяющейся с 77 *км* РГ Ильичевск – Ереван. На РГ Ереван – Армавир установлены ГРС Ереван-2 (0 *км*), ГРС Айнтап (6 *км*), ГРС Азташат (7 *км*), ГИС Масис (9 *км*), ГРС Ереван-4 (15 *км*), ГРС Айанист (17 *км*), ГРС Эчмиадзин (30 *км*), ГРС АЭС (41 *км*), ГРС Армавир (50 *км*). РГ Ереван – Армавир заканчивается на ГИС Армавир, где он соединяется с РГ Армавир – Кармрашен. РГ Ереван – Армавир находится на территории Армавирской области Армении и административного района Нубарашен г. Ереван.

ГИС Севан-1 (110 *км*) установлен на газопроводе D_y=500 *мм*, соединяющим 109 км РГ Казах – Ереван I, 109 *км* РГ Казах – Ереван II и 105 *км* РГ Казах – Ереван III. От ГИС Севан-1 начинается газопровод D_y=500 *мм* L=114 *км*, состоящий из трех последовательных участков РГ Севан – Гавар, РГ Гавар – Мартуни и РГ Мартуни – Варденис.

РГ Севан – Гавар D_y=500 *мм* L=30 *км* начинается от ГИС Севан-1. На 20 *км* газопровода установлена ГРС Айриван. РГ Севан – Гавар заканчивается на 30 *км*, где подключена ГРС Гавар.

РГ Гавар – Мартуни D_y=500 *мм* L=23 *км* начинается на 30 *км* и заканчивается на 53 *км*. На 36 *км* к газопроводу подключена ГРС Сарухан, на 50 *км* ГРС Еранос и на 53 *км* ГРС Мартуни.

РГ Мартуни – Варденис D_y=500 *мм* L=61 *км* начинается на 53 км и заканчивается на 114 *км*, где он подключается к РГ Варденис – Джемрук D_y=250 *мм* L=46 *км*, соединяющий ГРС Варденис и 44 *км* РГ Ангехакот – Джемрук, на 10 *км* которого установлена ГИС Дашкент.

РГ Севан – Гавар, РГ Гавар – Мартуни, РГ Мартуни – Варденис и РГ Варденис – Джемрук находятся на территории Гехаркуникской и Вайодзорской областей Армении.

РГ Степанакерт – Горис D_y=700 *мм* L=22 *км* направляется с территории Азербайджана. На газопроводе, сразу после границы (150 км), установлена ГИС Тех и после ГИС подключена ГРС Тех, на 161 *км* подключена ГРС Хндзореск, на 165 *км* ГРС Арташен, на 172 *км* ГРС Горис. РГ Степанакерт – Горис заканчивается на 172 *км*, где от него начинаются два газопровода: РГ Горис-Капан – Каджаран и РГ Горис-Нахичкиван. РГ Степанакерт – Горис находятся на территории Сюникской области Армении.

РГ Горис – Нахичкиван D_y=700 *мм* L=50 *км* начинается от 172 *км* РГ Степанакерт – Горис. На 22 *км* РГ Горис – Нахичкиван установлен УРГ Норван сразу после которого к газопроводу подключается РГ Каджаран – Сисиан (50 км). На 24 *км* установлена ГРС Норван, на 29 *км* ГРС Сисиан, на 48 *км* ГРС Шахат. На 36 *км* (узловая точка Ангехакот) от РГ Горис – Нахичкиван начинаются РГ Ангехакот – Джемрук I и РГ Ангехакот – Джемрук II. РГ Горис – Нахичкиван заканчивается на 50 *км* недалеко от границы с Нахичкиванской автономной республикой (Азербайджан). РГ Горис – Нахичкиван находятся на территории Сюникской области Армении.

РГ Горис – Капан – Каджаран D_y=500 *мм* L=56 *км* начинается от 172 *км* РГ Степанакерт-Горис. На 27 *км* газопровода установлена ГИС Капан. На 52 *км* в узловой точке Каджаран к РГ Горис – Капан – Каджаран подключается РГ Мегри-Каджаран и начинается РГ Каджаран-Сисиан. От узловой точки Каджаран (52 *км*) РГ Горис – Капан – Каджаран продолжается до 56 *км*, где он заканчивается на ГРС Каджаран. РГ Горис – Капан – Каджаран находятся на территории Сюникской области Армении.

От границы с Ираном начинается РГ Мегри Горис – Капан – Каджаран Каджаран D_y=700 *мм* L=40 *км*. Сразу после границы на газопроводе установлен УРГ Агарак. РГ Мегри-Каджаран заканчивается в узловой точке Каджаран, где он соединяется с РГ Горис – Капан – Каджаран (52 *км*) и начинается РГ Каджаран – Сисиан. РГ Мегри – Каджаран находятся на территории Сюникской области Армении.

От узловой точки Каджаран начинается РГ Каджаран – Сисиан D_y=700 *мм* L=50 *км*. РГ Каджаран – Сисиан заканчивается на 50 *км*, где он подключается к 22 *км* РГ Горис – Нахичкиван. РГ Каджаран – Сисиан находятся на территории Сюникской области Армении.

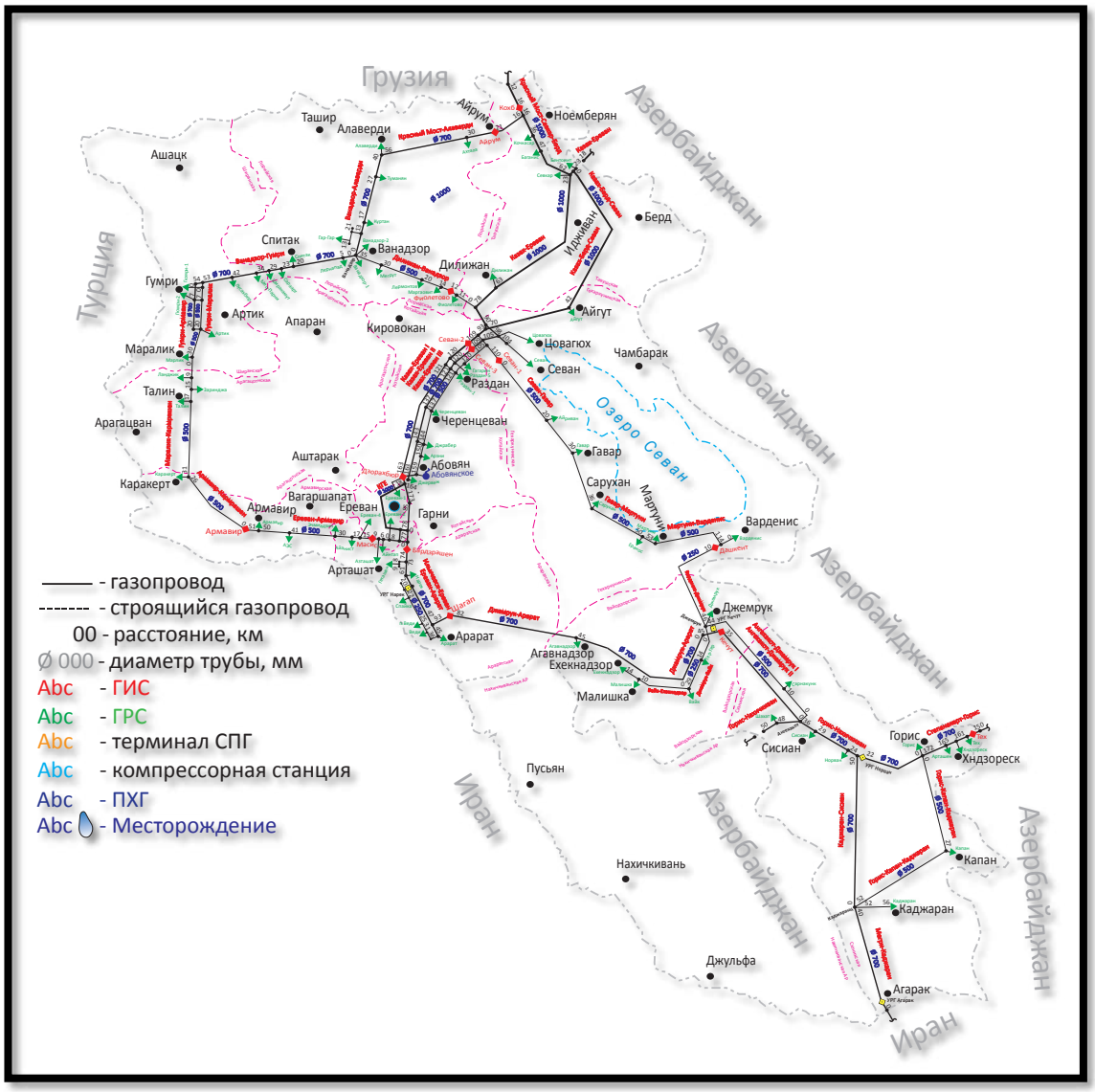


Рис. № 2.2.99 Потоковая схема газопроводов Армении

От узловой точки Ангехакот (36 *км* РГ Горис – Капан – Каджаран) начинаются, расположенные ив дном технологическом коридоре, РГ Ангехакот – Джемрук I D_y=500 *мм* L=44 *км* и РГ Ангехакот – Джемрук II D_y=700 *мм* L=45 *км*. На 10 *км* РГ Ангехакот – Джемрук I установлена ГРС Сарнакунк, а на 44 *км* ГРС Джемрук. На 35 *км* РГ Ангехакот – Джемрук II установлена ГИС Кечут. После ГИС Кечут между РГ Ангехакот – Джемрук I и РГ Ангехакот – Джемрук II установлен УРГ Кечут. РГ Ангехакот – Джемрук I заканчивается на 44 *км* (узловая точка Джемрук), где он соединяется с 46 *км* РГ Варденис – Джемрук и начинается РГ Джемрук – Вайк. РГ Ангехакот – Джемрук II заканчивается на 45 *км* (узловая точка Джемрук), где от него начинается РГ Джемрук – Арарат. РГ Ангехакот– Джемрук I и РГ Ангехакот – Джемрук II находятся на территории Сюникской и Вайодзорской областей Армении.

От узловой точки Джемрук (44 *км* РГ Ангехакот – Джемрук I и 46 *км* РГ Варденис – Джемрук) начинается РГ Джемрук – Вайк D_y=500 *мм* L=29 *км*. На 14 *км* газопровода установлена ГРС Гер-Гер, на 29 *км* ГРС Вайк, где РГ Джемрук – Вайк заканчивается, переходя в РГ Вайк – Ехенадзор D_y=500 *мм* L=14 *км*. На 10 *км* этого газопровода установлена ГРС Малишка, а на 14 *км* ГРС Ехенадзор, где газопровод

и заканчивается. РГ Джемрук – Вайк и РГ Вайк – Ехенадзор расположены на территории Вайодзорской области Армении.

От узловой точки Джемрук (45 *км* РГ Ангехакот – Джемрук II) начинается РГ Джемрук – Арарат D_y=700 *мм* L=93 *км*. На 45 *км* к газопроводу подключена ГРС Агавнадзор, на 82 *км* установлена ГИС Шагап. РГ Джемрук – Арарат заканчивается на 93 *км*, где он подключается к 47 *км* РГ Ильичевск – Ереван. РГ Джемрук – Арарат находятся на территории Вайодзорской и Араратской областей Армении.

РГ Ильичевск – Ереван D_y=700 *мм* L=40 *км* начинается от 45 км, где установлена ГРС Арарат. На 61 км к газопроводу подключена ГРС Нарек, на 73 км газопровод отвод до ГРС Геташен а на 74 км установлена ГИС Бардзрашен. От 77 км начинается 8-ми км участок газопровода D_y=700 *мм*, который соединен перемычкой с РГ КГЕ, от которого начинается газопровод отвод до ГРС Ереван-2 и начинается РГ Ереван – Армавир. На 78 км от РГ Ильичевск – Ереван начинается РГ КГЕ. РГ Ильичевск – Ереван заканчивается на 85 км, где он соединяется с 173 км РГ Казах – Ереван. РГ Ильичевск – Ереван находятся на территории Араратской и Котайской областей Армении.

2.2.8.35. Система газоснабжения Грузии, Южной Осетии и Абхазии

Поставки газа в систему газоснабжения Грузии осуществляются из Азербайджана (ГИС Казах) и России (ГИС Верхний Ларс). Поставки газа в систему газоснабжения Южной Осетии осуществляются из России (ГИС Зарамаг) и Грузии (ГИС Агара). Поставки газа в систему газоснабжения Абхазии осуществляются из Грузии по газопроводу Кутаиси – Сухум. Из Грузии газ поступает в Армению через ГИС Красный Мост. Через Грузию из Азербайджана в Турцию проходит транзитный газопровод South Caucasus Pipeline (SCP).

Система газоснабжения Грузии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы
- газопроводы газоснабжения потребителей.

С территории Азербайджана газ поступает в Грузию по трем газопроводам: МГ Казах – Рустави, МГ Карадаг – Тбилиси и МГ Казах – Сагурамо (41 *км*), которые расположены в одном технологическом коридоре и работают в едином гидравлическом режиме.

МГ Казах – Рустави D_y=800/700 *мм* L=51 *км* и МГ Карадаг – Тбилиси D_y=500/700 *мм* L=51 *км* начинаются от 460 *км* на границе с Азербайджаном. От 470 *км* МГ Казах – Рустави и МГ Карадаг – Тбилиси начинается РГ Мунгало – Ластани. На 477 *км* к МГ Казах – Рустави и МГ Карадаг – Тбилиси подключена ГРС Гардабани, на 484 *км* к МГ Карадаг – Тбилиси подключена ГРС Рустави, от 486 *км* МГ Казах – Рустави и МГ Карадаг – Тбилиси начинается РГ Сагареджо – Тианети, на 496 *км* к МГ Казах – Рустави и МГ Карадаг – Тбилиси подключена ГРС Гамарджеба, на 504 *км* к МГ Казах – Рустави подключена ГРС Гачиани. На 484 *км* МГ Карадаг – Тбилиси меняет свой диаметр с D_y=500 *мм* на D_y=700 *мм*. На 483 *км* МГ Казах – Рустави меняет свой диаметр с D_y=800 *мм* на D_y=700 *мм*. МГ Казах – Рустави заканчивается на 504 *км*, а через 7 *км* к этому технологическому коридору подходит МГ Моздок – Тбилиси (16 *км*). МГ Карадаг – Тбилиси заканчиваются на 511 *км*, где он соединяются с 216 *км* МГ Сагурамо – Тбилиси. МГ Казах – Рустави и МГ Моздок – Тбилиси располагаются на территории края Квемо-Картли.

МГ Северный Кавказ – Закавказье D_y=1200 *мм* L=134 *км* начинается на 138 *км* после ГИС Верхний Ларс, расположенной на территории России. На 149 *км* МГ Северный Кавказ – Закавказье соединяется перемычкой с 52 *км* МГ Моздок – Тбилиси, который располагается с ним параллельно в одном технологическом коридоре. На 187 *км* на МГ Северный Кавказ – Закавказье установлена КС Квешети, которая в настоящее время не эксплуатируется. МГ Северный Кавказ – Закавказье заканчивается на 272 *км* в узловой точке Сагурамо, бывшей компрессорной станции, в которой возможно технологическое соединение газопроводов: МГ Северный Кавказ – Закавказье, МГ Моздок – Тбилиси, РГ Тбилиси – Кутаиси, МГ Сагурамо – Тбилиси, МГ Казах – Сагурамо, РГ Сагареджо – Тианети. МГ Северный Кавказ – Закавказье располагается на территории края Мцхета-Мтианети.

МГ Моздок – Тбилиси D_y=700 *мм* L=135 *км* начинается от 52 *км*, где он соединяется с 149 *км* МГ Северный Кавказ – Закавказье. На газопроводе установлены ГРС Казбеги (64 *км*), Сиони (71 *км*), Гудаури (99 *км*), Квешети (104 *км*), Пасанаури (121 *км*), Цихисдзири (140 *км*). На 187 км МГ Моздок – Тбилиси пересекается в узловой точке Сагурамо с другими газопроводами и продолжается дальше в одном технологическом коридоре с МГ Сагурамо – Тбилиси и МГ Казах – Сагурамо. От узловой точки Сагурамо километраж МГ Сагурамо – Тбилиси соответствует километражу МГ Моздок – Тбилиси. На 180 *км* к МГ Сагурамо – Тбилиси подключена ГРС Сагурамо, на 181 *км* к МГ Моздок – Тбилиси и МГ Сагурамо – Тбилиси подключена ГРС Мцхета, на 194 *км* к МГ Моздок – Тбилиси и МГ Сагурамо – Тбилиси подключена ГРС Глдани, на 208 *км* к МГ Сагурамо – Тбилиси подключена ГРС Патара Лило, на 213 *км* и 216 *км* МГ Сагурамо – Тбилиси начинаются газопроводы отводы до ГРС Навтлуги. МГ Моздок – Тбилиси и МГ Сагурамо – Тбилиси заканчиваются на 216 *км*. МГ Сагурамо – Тбилиси соединяются с 511 *км* МГ Казах-Рустави. Через 7 *км* после МГ Моздок – Тбилиси в этом же технологическом коридоре заканчивается МГ Карадаг – Тбилиси (504 *км*). МГ Моздок – Тбилиси и МГ Сагурамо – Тбилиси располагаются на территории краев Мцхета – Мтианети, округа Тбилиси и Квемо-Картли.

МГ Казах – Сагурамо D_y=700/1000 *мм* L=134 *км* начинается от 41 *км* на границе с Азербайджаном. Газопровод расположен в одном технологическом коридоре и работают в едином гидравлическом режиме с МГ Карадаг – Тбилиси и МГ Казах – Рустави и далее с МГ Моздок – Тбилиси и МГ Сагурамо – Тбилиси. На 43 *км* от МГ Казах – Сагурамо начинается РГ Красный Мост – Севкар-Берд D_y=1000 *мм* на котором установлена ГИС Красный Мост и который через 12 *км* пересекает границу с Арменией. На 64 *км* к МГ Казах – Сагурамо подключена ГРС Норио, на 89 *км* ГРС Вазинин. На 89 *км* МГ Казах – Сагурамо меняет свой диаметр с D_y=700 *мм* на D_y=1000 *мм*. МГ Казах – Сагурамо заканчивается на 150 *км* в узловой точке Сагурамо. МГ Казах – Сагурамо располагается на территории краев Квемо-Картли, городского округа Тбилиси и Мцхета-Мтианети.

РГ Мунгало – Аластани D_y=300 *мм* L=174 *км* начинается на 470 *км* МГ Казах – Рустави и МГ Карадаг – Тбилиси. К газопроводу подключены ГРС Мунгало (12 *км*), Марнеули (23 *км*), Цкаро (26 *км*), Тамариси (32 *км*), Болниси (46 *км*), Казрети (62 *км*), Дманиси (83 *км*), Цалка (116 *км*), Бурнашети (140 *км*) и Аластани (174 *км*), где он и заканчивается. РГ Мунгало – Аластани располагается на территории краев Квемо-Картли и Самхе-Джавахети.

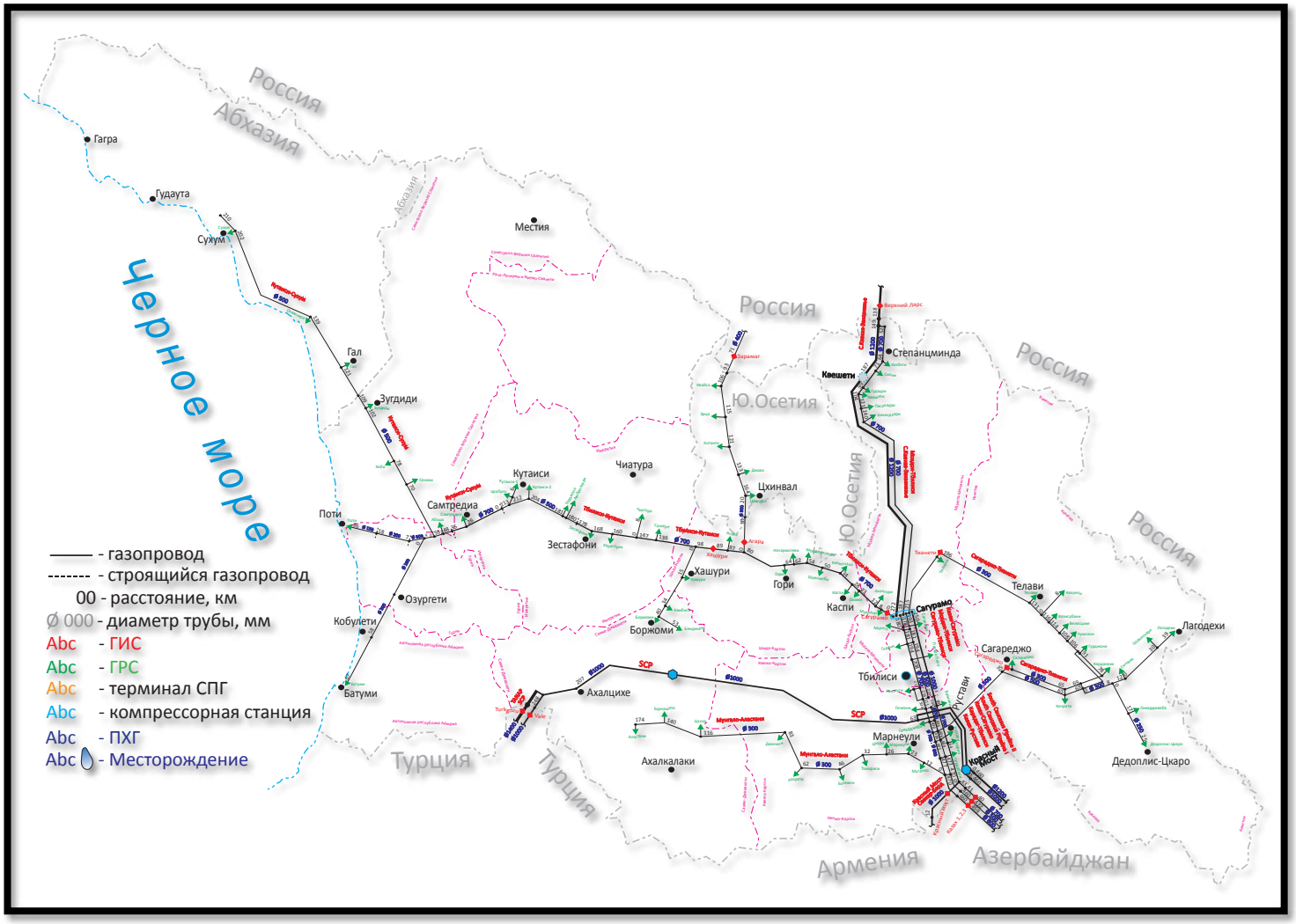


Рис. № 2.2.100 Потоковая схема газопроводов Грузии

РГ Сагареджо – Тианети L=215 *км* начинается от 486 *км* МГ Казах – Рустави и МГ Карадаг – Тбилиси газопроводом D_y=500 *мм*. На 25 *км* газопровода установлена ГИС Сагареджо от которой до 90 *км* начинается лупинг РГ Сагареджо – Тианети. Основной газопровод меняет свой диаметр на D_y=300 *мм*. На 65 *км* РГ Сагареджо – Тианети установлена ГРС Качрети, от 69 *км* начинается газопровод отвод L=12 *км* до ГРС Сигнахи, от которого на 8 *км* начинается газопровод отвод до ГРС Дедоплис-Цкаро, к которому на 17 *км* подключена ГРС Гамарджвеба. От газопровода отвод до ГРС Сигнахи (12 *км*) начинается газопровод отвод L=39 *км* до ГРС Лагодехи, к которому на 30 км подключена ГРС Цоднискари. К РГ Сагареджо – Тианети подключены ГРС Карданахи (78 *км*), ГРС Гурджани (91 *км*), ГРС Чумлаки (106 *км*), ГРС Велисцихе (108 *км*), ГРС Вазисубани (114 *км*), газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Кварели (116 *км*), ГРС Телави (131 *км*) и ГРС Тианети (196 *км*). На 196 *км* на газопроводе установлена ГИС Тианети. РГ Сагареджо – Тианети заканчивается на 215 *км* в узловой точке Сагурамо. РГ Сагареджо – Тианети располагается на территории краев Квемо-Картли, Кахетия и Мцхета-Мтианети.

От узловой точки Сагурамо начинается РГ Тбилиси – Кутаиси D_y=700/500 *мм* L=213 *км*. На газопроводе установлена ГИС Сагурамо (0 *км*). К газопроводу подключены ГРС Мухрани (8 *км*), ГРС Ахалгори (12 *км*), ГРС Оками (23 *км*), ГРС Каспи (28 *км*), ГРС Квемочала (34 *км*), ГРС Шавшвебе (50 *км*), ГРС Меджврисхеви (54 *км*), ГРС Начармогеви (62 *км*), ГРС Гори (64 *км*), на 80 *км* газопровод отвод на ГРС Цхинвал на котором установлена ГИС Агара, ГРС Агара (87 *км*), на 89 *км* установлена ГИС Хашури, на 98 *км* газопровод отвод L=53 *км* до ГРС Бакуриани, к которому на 15 *км* подключена ГИС Хашури, на 34 *км* ГИС Квибиси, на 40 *км* ГИС Боржоми, ГРС Сачхере (136 *км*), газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Чиатура (147 *км*), ГРС Харагоули (160 *км*), ГРС Зестафони (168 *км*), ГРС Амболаури (180 *км*), ГРС Терджола (181 *км*), ГРС Кутаис-2 (204 *км*), газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Кутаиси-1 (212 *км*), к которому подключена ГРС Цхабуло. На 178 *км* РГ Тбилиси – Кутаиси меняет свой диаметр с D_y=700 *мм* на D_y=500 *мм*. РГ Тбилиси – Кутаиси заканчивается на 213 *км* переходя в РГ Кутаиси – Сухум. РГ Тбилиси – Кутаиси располагается на территории краев Мцхета-Мтианети, Шида-Картли и Имеретия.

РГ Кутаиси – Сухум D_y=700/500 *мм* L=210 *км* начинается от 213 *км* РГ Тбилиси – Кутаиси, как его продолжение. На 35 *км* газопровод меняет свой диаметр с D_y=700 *мм* на D_y=500 *мм*. От 51 *км* РГ Кутаиси – Сухум начинается газопровод отвод D_y=500/200/150 *мм* L=36 *км* до ГРС Поти, на 4 *км* которого начинается газопровод отвод D_y=200 *мм* L=67 *км* до ГРС Батуми. К РГ Кутаиси – Сухум подключены ГРС Самтредиа (26 *км*), ГРС Абаша (48 *км*), ГРС Сенаки (70 *км*), ГРС Хоби (78 *км*), ГРС Зугдиди (102 *км*), ГРС Гал (121 *км*), ГРС Очамчира (139 *км*), ГРС Сухум (202 *км*). На 109 *км* РГ Кутаиси – Сухум пересекает границу между Грузией и Абхазией. РГ Кутаиси – Сухум заканчивается на 210 *км*. РГ Кутаиси – Сухум располагается на территории краев Самегрело-Верхняя Сванетия, Гурия, автономной республики Аджария и республики Абхазия.

Транзитный МГ South Caucasus Pipeline (SCP) начинается на границе Азербайджана и Грузии двумя газопроводами SCP-I D_y=1000 *мм* L=248 *км* и SCP-II D_y=1200 *мм* L=63 *км*. На газопроводе SCP установлены две компрессорные станции. Сразу после границы установлена КС Красный Мост. МГ SCP заканчивается на границе с Турцией на 248 км. Перед границей от МГ SCP начинается МГ TANAP D_y=1400 *мм*. МГ SCP располагается на территории краев Квемо-Картли и Самхе-Джавахети.

2.2.8.36. Система газоснабжения Азербайджана

Поставки газа в систему газоснабжения Азербайджана осуществляются из собственной добычи газа с шельфа Каспийского моря (морские месторождения газа Азери, Чигар, Гюнешли, Шах-Дениз и прибрежное месторождение нефти и газа Дашгиль), МГ Астара – Ширвановка (ГИС Астара) из Ирана и МГ Кази Магомед – Моздок (ГИС Ново-Филя) из России.

Из Азербайджана газ поступает в Грузию (ГИС Казах) и Армению (ГИС Тех). Также возможны поставки газа в Россию через ГИС Ново-Филя.

Система газоснабжения Азербайджана подразделяется на:

- магистральные газопроводы:
  - транзитные;
  - морские;
  - реверсивные;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Газ из морских месторождений Каспийского моря (Азери, Чигар, Гюнешли, Шах-Дениз) поступает на Сангальский терминал, расположенный на берегу, где он проходит очистку и осушку перед трубопроводным транспортом. От Сангальского терминала газ направляется по параллельно расположенным транзитным магистральным газопроводам МГ South Caucasus Pipeline I (SCP-I) D_y=1000 *мм* L=460 *км* и South Caucasus Pipeline II (SCP-II) D_y=1200 *мм* L=460 *км*. На 460 *км* эти трубопроводы пересекают границу с Грузией.

КС Кази Магомед является узловой в газотранспортной системе Азербайджана. Через компрессорную станцию проходит МГ Астра – Ширвановка, начинаются МГ Кази Магомед – Казах I и МГ Кази Магомед – Казах II, заканчиваются МГ Карадаг – Кази Магомед I, МГ Карадаг – Кази Магомед II и МГ Карадаг – Кази Магомед III.

МГ Астра – Ширвановка D_y=1200/1000/700 *мм* L=426 *км* начинается на границе с Ираном (ГИС Астара). На 6 *км*, где к газопроводу подключена ГРС Астара, начинается лупинг L=80 *км*. На 50 *км* газопровод меняет свой диаметр с D_y=1200 *мм* на D_y=1000 *мм*, а на 80 *км* с D_y=1000 *мм* на D_y=700 *мм*. На 178 *км* к МГ Астра-Ширвановка подключена ГРС Сальяны, на 205 *км* РГ Степанакерт – Ширван. На 220 *км* на МГ Астра – Ширвановка установлена КС Кази Магомед. До строительства участка газопровода Астра – КС Кази Магомед участок газопровода КС Кази Магомед – ГИС Ново-Филя назывался МГ Кази Магомед – Моздок. Этот участок МГ Астра – Ширвановка работает как реверсивный газопровод. На 220 *км* МГ Астра – Ширвановка меняет свой диаметр с D_y=700 *мм* на D_y=1200 *мм*. На 313 *км* от газопровода, где к нему подключена ГРС Алты-Агач, начинается РГ Алты-Агач – Ахсу D_y=1200 *мм* L=80 *км*. На 60 *км* на газопроводе установлена ГРС Ахсу. РГ Алты-Агач – Ахсу заканчивается на 80 *км*, где он подключается к 72 *км* МГ Кази Магомед – Казах I. На 339 *км* МГ Астра – Ширвановка установлена КС Сиазань. На 404 *км* (Худат) от газопровода начинается РГ Худат – Баку L=170 *км*. На 424 *км* на МГ Астра – Ширвановка установлена КС Ширвановка. МГ Астра – Ширвановка заканчивается на 426 *км* на границе с Россией, после которой установлена ГИС Ново-Филя.

МГ Карадаг – Кази Магомед I, МГ Карадаг – Кази Магомед II и МГ Карадаг – Кази Магомед III L=65 *км* связывают КС Кази Магомед и УРГ Баку, к которому подключена ГРС Баку. К УРГ Баку также подключен газопровод от Карадагского

ПХГ (ранее месторождение Карадаг). МГ Карадаг – Кази Магомед I, МГ Карадаг – Кази Магомед II и МГ Карадаг – Кази Магомед III расположены в одном технологическом коридоре с МГ South Caucasus Pipeline I и South Caucasus Pipeline II. К МГ Карадаг – Кази Магомед II на 47 *км* подключен газопровод L=20 *км* от Калмасского ПХГ, к которому в свою очередь подключен газопровод D_y=700 *мм* L=19 *км* от нефтегазового месторождения Дашгиль.

От КС Кази Магомед начинаются МГ Кази Магомед – Казах I D_y=1200/1000 *мм* L=378 *км* и МГ Кази Магомед – Казах II D_y=1200/1000 *мм* L=376 *км*. От 20 км МГ Кази Магомед – Казах I начинается МГ Карадаг – Тбилиси D_y=700 *мм* L=460 *км*. МГ Кази Магомед – Казах I, МГ Кази Магомед – Казах II и МГ Карадаг – Тбилиси расположены в одном технологическом коридоре с МГ South Caucasus Pipeline I и South Caucasus Pipeline II. На 72 *км* к МГ Кази Магомед – Казах I подключен 80 *км* РГ Алты-Агач – Ахсу. На 171 *км* на МГ Кази Магомед – Казах I и МГ Кази Магомед – Казах II установлена КС Агдаш, после которой МГ Кази Магомед – Казах II меняет свой диаметр на D_y=1000 *мм*. На 173 *км* от МГ Кази Магомед – Казах II начинается РГ Евлах – Шеки – Балакен L=155 *км*, на 65 *км* которого установлена ГРС Шеки, а на 155 *км* ГРС Балакен. На 201 *км* от МГ Кази Магомед – Казах I начинается РГ Евлах – Нахичевань. На 249 *км* МГ Кази Магомед – Казах I меняет свой диаметр на D_y=1000 *мм*. На МГ Кази Магомед – Казах I (378 *км*), МГ Кази Магомед – Казах II (376 *км*) и МГ Карадаг – Тбилиси (425 *км*) установлена КС Казах. Здесь заканчиваются МГ Кази Магомед – Казах I и МГ Кази Магомед – Казах II.

От КС Казах, как продолжение МГ Кази Магомед – Казах I начинается МГ Казах – Рустави с тем же самым километражем, на 495 *км* которого установлена ГИС Казах-2. МГ Казах – Рустави на территории Азербайджана заканчивается на 460 *км* на границе с Грузией.

От КС Казах, как продолжение МГ Кази Магомед – Казах II начинается МГ Казах-Сагурамо (0 *км*). На 40 *км* газопровода установлена ГИС Казах-3. МГ Казах – Сагурамо на территории Азербайджана заканчивается на 41 *км* на границе с Грузией.

МГ Карадаг – Тбилиси после КС Казах продолжается до 460 *км*, где он заканчивается на территории Азербайджана на границе с Грузией. На 459 *км* газопровода установлена ГИС Казах-1.

РГ Евлах – Нахичевань D_y=700/500 *мм* L=148 *км* начинается на 201 *км* МГ Кази Магомед – Казах I. На 79 *км* к газопроводу подключена ГРС Агдам/Акна, на 110 *км* ГРС Степанакерт, на 117 *км* ГРС Шуша и на 142 *км* ГРС Лачин. На 110 *км* РГ Евлах – Нахичевань меняет свой диаметр РГ Евлах – Нахичевань с D_y=700 *мм* на D_y=500 *мм*. От 110 *км* РГ Евлах – Нахичевань имеет второе название РГ Степанакерт – Горис. От 110 *км* от РГ Евлах – Нахичевань начинается РГ Степанакерт – Ширван L=215 *км*. РГ Евлах – Нахичевань заканчивается на 148 *км* на границе с Арменией, после которой установлена ГИС Тех.

В Нахичеванскую автономную республику Азербайджана газ поступает по газопроводу L=28 *км* из Ирана недалеко от г. Нехрам в узловую точку Нахичевань, где подключена ГРС Нахичевань. К этой точке подключается РГ Горис – Нахичевань D_y=500 *мм* L=38 *км* и начинается РГ Нахичевань – Шарур L=66 *км* до ГРС Шарур.

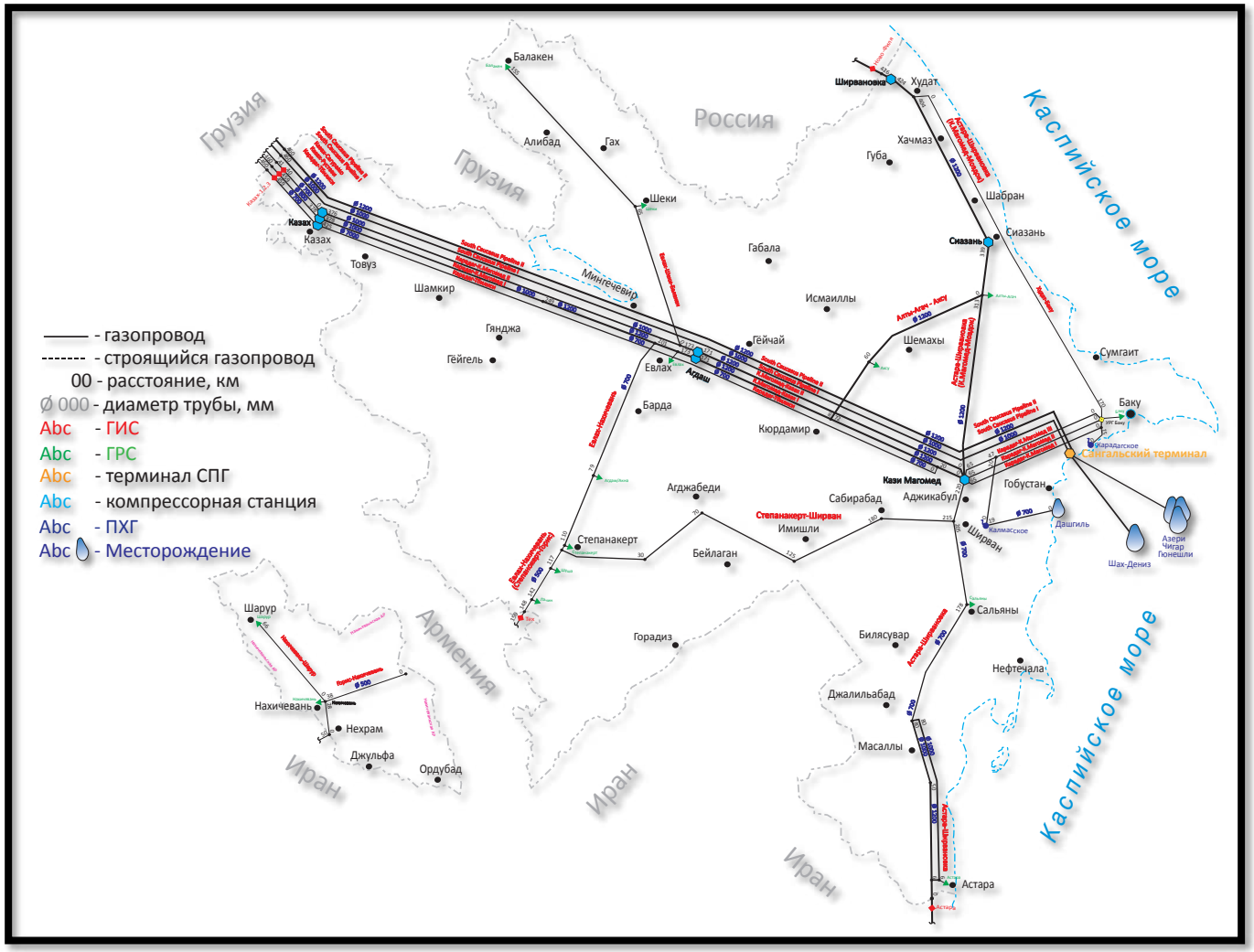


Рис. № 2.2.101 Потоковая схема газопроводов Азербайджана

2.2.9. Газотранспортные системы стран Азии

2.2.9.1. Газотранспортная система Афганистана

Система газоснабжение Афганистана состоит из двух газопроводов, поставляемых газ в провинцию (вилаят) Balkh из Туркменистана и Узбекистана, а также газопроводов, осуществляющих поставки газа от добычи из собственных месторождений.

Основные месторождения Афганистана расположены на севере страны в провинции Jawzjan.

От КС Kelif, расположенной на юге Туркменистана, начинается газопровод Kelif – Mazari Sharif L=108 *км*.

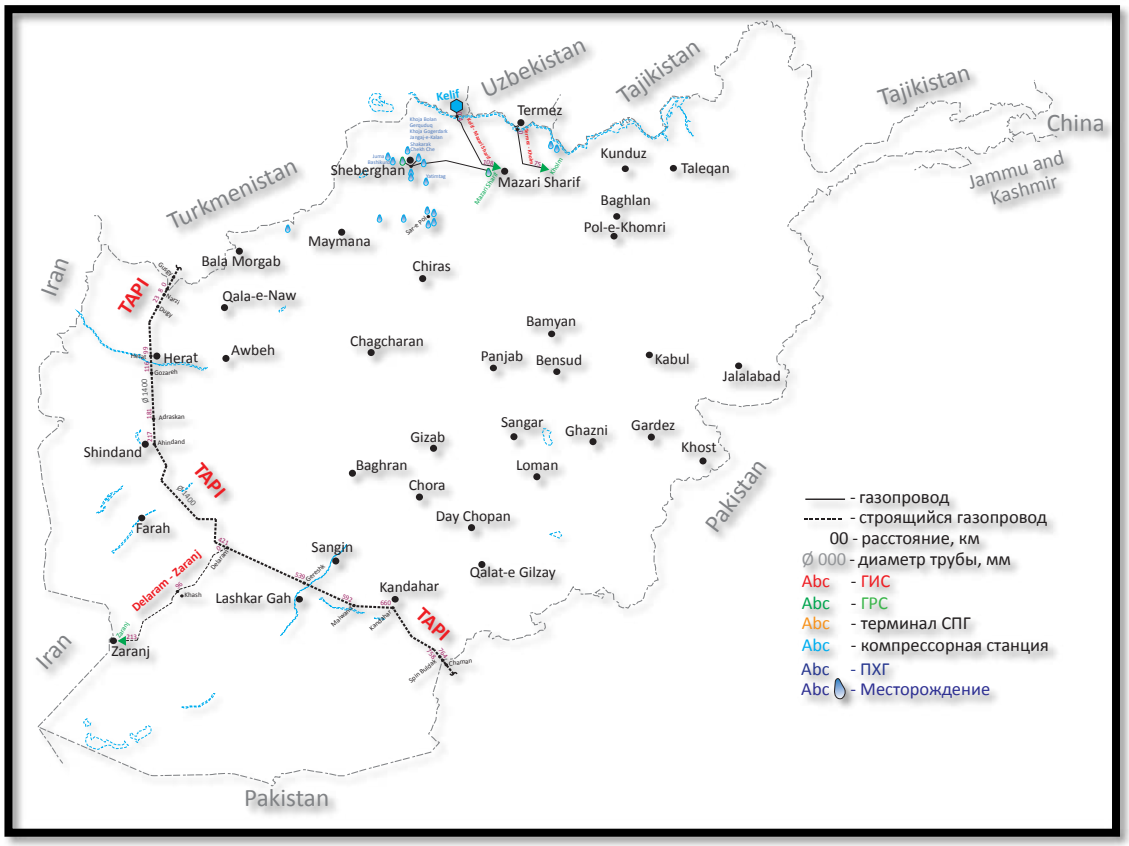


Рис. 2.2.102. Потоковая схема газопроводов Афганистана

От границы с Узбекистаном недалеко от города Termez, начинается распределительный газопровод Termez – Kholm L=75 *км*.

В провинции Jawzjan, расположены основные газовые и нефтегазовые месторождения, относящиеся к месторождениям бассейна Sheberghan: Khoja Bolan, Gerquduq, Khoja Gogerdark, Jangaj-e-Kalan, Shakarak, Chekh Che, Juma, Bashikurd, Yatimtag.

Несколько месторождений расположены в провинциях Sari Pul, Badghis и Balkh.

Нефтегазовое месторождение, расположенное недалеко от города Mazari Sharif соединено газопроводом с месторождениями, расположенными возле города Sheberghan.

Большое значение для газоснабжения Афганистана имеет строящийся газопровод Turkmenistan – Afghanistan – Pakistan – India (TAPI) L=764 *км* D_y=1400 *мм*.

Газопровод TAPI начинается от границы с Туркменистаном проходит через населенные пункты Narzi (8 *км*), Dugy (23 *км*), Herat (99 *км*), Gozareh (116 *км*), Adraskan (181 *км*), Ahindand (217 *км*), Delaram (421 *км*), Gereshk (539 *км*), Maiwand (592 *км*), Kandahar (660 *км*), Spin Buldak (758 *км*).

На 260 *км* газопровод TAPI пересекает границу между провинциями Heart и Farah, на 398 *км* границу между провинциями Farah и Nimroz, на 435 *км* между провинциями Nimroz и Hilmand, на 567 *км* между провинциями Hilmand и Kandahar.

От 421 *км* (Delaram) газопровода TAPI начинается распределительный газопровод L=213 *км* до города Zaranj.

Газопровод TAPI заканчивается на 764 *км* границе с Пакистаном.

2.2.9.2. Газотранспортная система Бангладеш

Газоснабжение Бангладеш осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных месторождений и регазификации сжиженного природного газа (СПГ) на плавучих установках (Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)).

Все месторождения и газопроводы Бангладеш разделены между несколькими основными компаниями, входящими в состав национальной нефтегазовой компании PETROBANGIA, Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company (BAPEX), Bangladesh Gas Fields Company Ltd (BGFCL), Sylhet Gas Fields Ltd (SGFL), Gas Transmission Company Ltd (GTCL), Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd (TGTDCL), Bakhrabad Gas Distribution Company Ltd (BGDCL), Jalalabad Gas Transmission and Distribution Systems Ltd (JGTDSL), (SGFL).

Система газоснабжения Бангладеш состоит:

- из магистральных газопроводов;
- распределительных газопроводов и газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

Основные месторождения газа и нефти расположены в различных местах страны и на шельфе Бенгальского залива.

От месторождения Kailashtilla, расположенного в северной части страны, начинается газотранспортная система North – South L=175 *км*, состоящая из трех параллельно расположенных D_y=400 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=750 *мм*. К месторождению Kailashtilla двумя параллельными газопроводами L=18 *км* D_y=600 *мм* и D_y=500 *мм* подключено месторождение Beanibazar и газопроводом L=18 *км* D_y=400 *мм* месторождение Jalalabad. На 20 *км* ГТС North – South к газопроводу D_y=400 *мм* подключено месторождение Fenchuganj. На 30 *км* (Bhetera) и на 40 *км* (Rajnagar) к газопроводам North – South подключены перемычки D_y=300 *мм* L=18 *км* и L=20 *км* соответственно от 76 *км* (Kulaura) РГ Habiganj – Dubri. На 30 *км* (Bhetera) к газопроводу North – South подключена ГРС Bhetera. На 90 *км* к ГТС North – South подключено месторождение Rashidpur и газопроводом L=35 *км* D_y=750 *мм* месторождение Bibiyana. На 120 *км* к ГТС North – South подключено месторождение Habiganj. На 140 *км* ГТС North – South пересекает границу между областями Silhet и Chittagong. ГТС North – South заканчивается на 175 *км* на КС Ashuganj.

От месторождения Kailashtilla, начинается распределительный газопровод Kailashtilla – Chhatak L=46 *км*, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм*. На 12 *км* к газопроводу подключена ГРС Kuchai, на 46 *км* ГРС Chhatak.

От 46 *км* РГ Kailashtilla – Chhatak (Kuchai) начинается РГ Kuchai – Jaintiapur L=39 *км* D_y=400 *мм*, к которому на 6 *км* подключается газопровод отвод до ГРС Kumarguon и ГРС Kylhet, на 19 *км* к газопроводу подключается месторождение Haripur (Silhet), а на 39 *км* ГРС Jaintiapur.

От месторождения Habiganj начинается распределительный газопровод Habiganj – Dubri L=112 *км* D_y=300 *мм*. На 8 *км* к газопроводу подключена ГРС Shaistagani, на 20 *км* ГРС Rashidpur, на 35 *км* ГРС Srimangal, на 35 *км* подключен 103 *км* РГ Ashuganj – Srimangal и газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Maulvibazar, на 54 *км* ГРС Shamshernagal, на 76 *км* ГРС Kulaura и две перемычки D_y=300 *мм* L=18 *км* и L=20 *км* до 30 *км* (Bhetera) и 43 *км* (Rajnagar) ГТС North – South, 85 *км* ГРС Jaifornagal, на 102 *км* ГРС Barlekha. РГ Habiganj – Dubri заканчивается на 112 *км* в населенном пункте Dubri на границе с Индией.

От КС Ashuganj начинается РГ Ashuganj – Srimangal L=103 *км* D_y=300 *мм*. На 6 *км* (Kharashar) к газопроводу Ashuganj – Srimangal подключается газопровод L=7 *км* от узловой точки Brahmanbaria к которому подключено месторождение Titas. На 6 *км* к газопроводу Ashuganj – Srimangal подключается ГРС Kharashar, на 33 *км* ГРС Madhabpur, на 63 *км* ГРС и месторождение Habiganj, на 78 *км* ГРС Shaistaganj и ГРС Gogaura, и на 103 *км* ГРС Srimangal. На 34 *км* РГ Ashuganj – Srimangal пересекает границу между областями Chittagong и Silhet. На 103 *км* (Srimangal) РГ Ashuganj – Srimangal заканчивается, соединяясь с 35 *км* (Srimangal) РГ Habiganj – Dubri.

От КС Ashuganj начинается ГТС Ashuganj – Elenga L=131 *км*, состоящая из двух параллельных газопроводов D_y=600 *мм* и D_y=750 *мм*. КС Ashuganj расположена практически на границе областей Chittagong и Dhaka. На 37 *км* к (Monohordi) ГТС Ashuganj – Elenga подключена ГРС Monohordi и начинается газопровод отвод L=33 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Kihoreganj, который пересекает МГ Bibiyana – Dhanua. К 37 *км* к (Monohordi) ГТС Ashuganj – Elenga подключен газопровод L=25 *км* D_y=500 *мм* от узловой точки Narsingdy. На 79 *км* к ГТС Ashuganj – Elenga подключается 137 *км* МГ Bibiyana – Dhanua, подключена ГРС Dhanua и начинается РГ Dhanua – Netrokona. На 86 *км* ГТС Ashuganj – Elenga пересекает границу между областями Dhaka и Mymensingh Division, а на 91 *км* границу между областями Mymensingh Division и Dhaka. ГТС Ashuganj – Elenga заканчивается на 131 *км*, где установлена КС Elenga.

РГ Dhanua – Netrokona L=88 *км* D_y=300 *мм* начинается от 79 *км* ГТС Ashuganj – Elenga. На 1 *км* газопровод пересекает границу между областями Dhaka и Mymensingh Division, на 14 *км* к нему подключена ГРС Bhaluka, на 34 *км* ГРС Trishal, на 52 *км* ГРС Mymensingh и 77 *км* (Mymensingh) РГ Elenga – Mymensingh, на 65 *км* газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Gouripur и на 88 *км* ГРС Netrokona.

От КС Elenga начинается РГ Elenga – Mymensingh L=77 *км* D_y=300 *мм*. На 16 *км* к нему подключена ГРС Ghatail, на 31 *км* ГРС Madhupur, на 60 *км* ГРС Muktagacha и на 77 *км* ГРС Mymensingh. На 45 *км* газопровод пересекает границу между областями Dhaka и Mymensingh Division.

От КС Elenga начинается РГ Elenga – Shingpara L=81 *км* D_y=300 *мм*. На 38 *км* от газопровода начинается газопровод отвод L=12 *км* до ГРС Tarakandi, который на 4 *км* пересекает границу между областями Dhaka и Mymensingh Division. На 48 *км* РГ Elenga – Shingpara пересекает границу между областями Dhaka и Mymensingh

Division. На 65 *км* к газопроводу подключена ГРС Jamalpur, а на 81 *км* ГРС Shingpara.

От КС Elenga начинается МГ Elenga – Bogra L=89 *км*, состоящий из последовательных участков различной конфигурации.

Первый участок МГ Elenga – Bogra от КС Elenga до узловой точки Nalka L=29 *км* состоит из двух параллельных газопроводов D_y=750 *мм*. От 10 *км* параллельно двум газопроводам через реку Брахмапутра проложен лупинг (Bangabandhu Bridge) L=34 *км* D_y=750 *мм*. На 16 *км* газопроводы участка пересекают границу между областями Dhaka и Radshahy. На 23 *км* к газопроводу подключена ГРС Sirajganj.

Второй участок МГ Elenga – Bogra от узловой точки Nalka (29 *км*) до узловой точки Hatikumrul (35 *км*) состоит из одного трубопровода L=6 *км* D_y=750 *мм*. На 29 *км* к газопроводу подключена ГРС Nalka, а на 35 *км* ГРС Hatikumrul. От узловой точки Nalka (29 *км*) начинается РГ Nalka-Ishwardi, а от узловой точки Hatikumrul (35 *км*) начинается МГ Hatikumrul – Bheramara.

Третий участок МГ Elenga – Bogra от узловой точки Hatikumrul (35 *км*) до узловой точки Bogra (89 *км)* состоит из одного трубопровода L=54 *км* D_y=500 *мм*. На 89 *км*, где МГ Elenga – Bogra заканчивается, к нему подключена ГРС Bogra и газопровод отвод L=46 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Naogaon.

От узловой точки Bogra, как продолжение МГ Elenga – Bogra, начинается МГ Bogra – Rangpur L=100 *км* D_y=500 *мм*. На 29 *км* газопровод пересекает границу между областями Radshahy и Rangpur. На 49 *км* (Palashbari) от газопровода начинается газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Gaibandha. МГ Bogra – Rangpur заканчивается на 100 *км*, в узловой точке Rangpur, где к нему подключена ГРС Rangpur и газопровод отвод L=47 *км* до ГРС Kurigram, от которого на 33 *км* (Barabari) начинается газопровод отвод L=12 *км* до ГРС Lalmonirhat.

От узловой точки Rangpur, как продолжение МГ Bogra – Rangpur, начинается МГ Rangpur – Dinajpur L=83 *км* D_y=500 *мм*. На 42 *км* к газопроводу подключена ГРС Saidpur и газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Nilphamari. МГ Rangpur – Dinajpur заканчивается на 83 *км*, в узловой точке Dinajpur, где к нему подключена ГРС Dinajpur.

От узловой точки Dinajpur, как продолжение МГ Rangpur – Dinajpur, начинается МГ Dinajpur – Panchagar L=88 *км* D_y=500 *мм*. На 52 *км* к газопроводу подключена ГРС Thakurgaon. МГ Dinajpur – Panchagar заканчивается на 88 *км*, где к нему подключена ГРС Panchagar.

От узловой точки Hatikumrul, расположенной на 35 *км* МГ Elenga – Bogra, начинается МГ Hatikumrul – Bheramara L=84 *км* D_y=750 *мм*. На 49 *км* газопровода подключена ГРС Bonpara и начинается РГ Bonpara – Radijshahy. На 69 *км* к МГ Hatikumrul – Bheramara подключена ГРС Ishwardi и РГ Nalka – Ishwardi. На 73 *км* газопровод пересекает реку Падма и границу между областями Radshahy и Khulna. МГ Hatikumrul – Bheramara заканчивается на 84 *км,* где к нему подключена ГРС Bheramara.

РГ Bonpara – Radijshahy L=53 *км* D_y=300 *мм* начинается от 49 *км* (Bonpara) МГ Hatikumrul – Bheramara. На 17 *км* к газопроводу подключена ГРС Natore, а на 53 *км* ГРС Radijshahy и газопровод отвод L=49 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Chapai Nawabganj.

От узловой точки Nalka, расположенной на 29 *км* МГ Elenga – Bogra начинается РГ Nalka – Ishwardi L=87 *км*, состоящий из последовательных участков различной конфигурации.

Первый участок от узловой точки Nalka (0 *км*) до ГРС Baghabari (27 *км*) состоит из газопровода L=27 *км* D_y=500 *мм*.

Второй участок от 27 *км* до ГРС Pabna (63 *км*) состоит из газопровода L=36 *км* D_y=200 *мм*.

Третий участок от 63 *км* до ГРС Ishwardi (87 *км*) состоит из газопровода L=24 *км* D_y=200/300 *мм*.

РГ Nalka – Ishwardi заканчивается на 87 *км* (Ishwardi), соединяясь с 69 *км* МГ Hatikumrul – Bheramara.

От узловой точки Bheramara начинается МГ Bheramara – Khulna L=165 *км* D_y=750 *мм*. На 19 *км* к газопроводу подключена ГРС Kushtia, на 64 *км* ГРС Jhenaidah, газопровод отвод L=27 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Magura и газопровод отвод L=63 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Meherpur к которому на 35 *км* подключена ГРС Chuadanga. На 107 *км* к МГ Bheramara – Khulna подключена ГРС Jessore и начинается газопровод отвод L=31 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Narail. МГ Bheramara – Khulna заканчивается на узловой точке Khulna (165 *км*), где к нему подключена ГРС Khulna.

От узловой точки Khulna начинаются газопроводы, находящиеся в стадии строительства. МГ Khulna – Madaripur L=76 *км* D_y=500 *мм* на 31 *км* пересекает границу между областями Khulna и Dhar, на 36 *км* к нему подключена ГРС Gopalganj и на 76 *км* ГРС Madaripur.

От узловой точки Madaripur начинается газопровод Madaripur – Rajban L=87 *км* D_y=500/300 *мм* на 63 *км* к нему подключена ГРС Faridpur и на 87 *км* ГРС Rajban. От узловой точки Madaripur начинается газопровод отвод L=15 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Shariatpur.

От узловой точки Madaripur начинается газопровод Madaripur – Patuakhall L=95 *км* D_y=500 *мм*. На 24 *км* он пересекает границу между областями Dhar и Barisal, на 55 *км* к нему подключена ГРС Barisal и начинается газопровод отвод L=45 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Pirojpur к которому на 18 *км* подключена ГРС Jhalakati. К 55 *км* (Barisal) газопровода Madaripur – Patuakhall подключается газопровод L=50 *км* D_y=500 *мм* от месторождения Shahbazpur, которое в свою очередь связано газопроводом L=31 *км* D_y=300 *мм* с месторождением Bhola North. Газопровод Madaripur – Patuakhall заканчивается на 95 *км*, где подключена ГРС Patuakhall.

От узловой точки Khulna начинается газопровод отвод L=53 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Satkhira.

От FSRU (Floating Storage and Regasification Unit), расположенной возле Payra Port, начинается газопровод Payra Port – Khula L=125 *км* D_y=900 *мм*. На 63 км газопровод пересекает границу между областями Barisal и Khulna, на 93 *км* к газопроводу подключена ГРС Bagerhat. Газопровод Payra Port – Khula заканчивается на 125 *км* (Khula), соединяясь с 165 *км* (Khula) МГ Bheramara – Khulna.

От месторождения Bibiyana начинается МГ Bibiyana – Dhanua L=137 *км* D_y=900 *мм*. На 49 *км* газопровод пересекает границу между областями Silhet и Dhaka, на 110 *км* пересекает границу между областями Dhaka и Mymensingh Division, а на 123

км границу между областями Dhaka и Mymensingh Division. МГ Bibiyana – Dhanua заканчивается на 137 *км* в узловой точке Dhanua, соединяясь с 79 *км* (Dhanua) ГТС Ashuganj – Elenga.

Недалеко от города Narsingdy расположена узловая точка Narsingdy системы газоснабжения Бангладеш, которая в свою очередь соединена с месторождением Narsingdy, газопроводом L=42 *км* D_y=300 *мм* с узловой точкой Brahmanharia, газопроводом L=32 *км* D_y=300 *мм* с КС Ashuganj и к которой подключена ГРС Narsingdy. От узловой точки Narsingdy начинается газопровод перемычка L=25 *км* D_y=500 *мм* до узловой точки Monohordi, расположенной на 37 *км* ГТС Ashuganj – Elenga.

От узловой точки Narsingdy начинаются несколько распределительных газопроводов до узловых точек системы газоснабжения, расположенных вокруг города Dhaka, столицы страны.

Первый РГ Narsingdy – Gazipur – Demra L=37 *км* состоит из последовательных участков различной конфигурации. До 7 *км*, к которому подключена ГРС Ghorashal, участок состоит из трех параллельных трубопроводов D_y=300 *мм*. Далее до узловой точки Demra (37 *км*) газопровод состоит из одного трубопровода D_y=300 *мм*. На 30 *км* к газопроводу подключено месторождение Kamta и ГРС Gazipur. От 30 *км* (Gazipur) РГ Narsingdy – Gazipur – Demra начинается РГ Gazipur – Elenga L=70 *км* D_y=300 *мм*, к которому подключено несколько ГРС (в частности, на 23 *км* ГРС Kaliakair, на 60 *км* ГРС Tangail) и газопровод отвод. Сразу же за узловой точкой Gazipur начинается РГ Gazipur – Arpara L=66 *км* D_y=300 *мм*, к которому подключены ГРС: на 23 *км* (Shimuliya), на 30 *км* (Kalampur), на 45 *км* (Manikganj), на 66 *км* (Arpara). От 23 *км* (Shimuliya) этого газопровода начинается РГ Shimuliya – Jinjira L=30 *км*, к которому подключено несколько ГРС. РГ Narsingdy – Gazipur – Demra заканчивается на 37 *км* в узловой точке Demra, к которой подключена ГРС Demra. Demra по сути является пригородом города Dhaka.

Второй РГ Narsingdy – Demra L=36 *км* D_y=300 *мм* так же заканчивается в узловой точке Demra. На 30 *км* к газопроводу подключена перемычка, соединяющаяся с 30 *км* (Tarabo) газопровода Narsingdy – Siddhirgan.

Третий РГ Narsingdy – Siddhirgan L=36 *км* состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=500 *мм* и D_y=750 *мм*. Газопровод D_y=750 *мм* на участке от 0 *км* (Narsingdy) до 30 *км* (Tarabo) находится в стадии строительства (по состоянию 2015 г). К газопроводу D_y=500 *мм* на 29 *км* подключена ГРС Dighiborabo, а к газопроводу на 30 *км* подключена ГРС Tarabo. РГ Narsingdy – Siddhirgan заканчивается в узловой точке Siddhirgan, расположенной в 9 *км* от узловой точки Demra. Между узловыми точками Demra и Siddhirgan существует газопровод перемычка. В узловой точке Siddhirgan подключена ГРС Siddhirgan и ГРС Kadamtoli.

От узловой точки Demra начинается РГ Demra – Munshiganj L=22 *км*. На 4 *км* к газопроводу подключена ГРС Kadamtoli, которая так же подключена газопроводом отводом и к узловой точке Siddhirgan. От 5 *км* (Pagla) РГ Demra – Munshiganj начинается перемычка L=20 *км*, соединяющаяся с 30 *км* (Jinjira) газопровода Shimuliya-Jinjira. На 10 *км* РГ Demra – Munshiganj подключена ГРС Fatullah и газопровод L=10 *км* от узловой точки Siddhirgan. На 5 *км* этого газопровода подключен газопровод отвод до ГРС Pagla, а на 6 *км* подключена ГРС Godenail. РГ Demra – Munshiganj заканчивается на 22 *км,* где к нему подключена ГРС Munshiganj.

От узловой точки Siddhirgan начинается газопровод отвод L=9 *км* D_y=500 *мм* до ГРС Narayanganj.

От двух FSRU (Sammit и EEBL), расположенных в Бенгальском заливе, начинаются подводные газопроводы до узловой точки Moheshkhali, расположенной на берегу недалеко от города Cox's-Bazar. От узловой точки Moheshkhali начинается МГ Moheshkhali – Anwara L=91 *км* D_y=750 *мм*. На 54 *км* (Harbang) к газопроводу подключен терминал FSRU, расположенный за 25 *км* недалеко от острова Katubdia. На 65 *км* (Satkania) к газопроводу подключен газопровод отвод до ГРС Bandarban. МГ Moheshkhali – Anwara заканчивается в узловой точке Anwara, являющейся пригородом города Chittagong. Параллельно МГ Moheshkhali – Anwara располагается строящийся газопровод D_y=1000 *мм*.

От узловой точки Anwara начинается газопровод RGPC (Ring Gas Pipeline Chittagong). Газопровод RGPC состоит из двух полуколец.

Восточное полукольцо RGPC L=30 *км* D_y=1000 *мм* является магистральным газопроводом. Оно начинается от 8 *км* (Khoajnagar). На 11 *км* к газопроводу подключена ГРС Shikalbaha. На 20 *км* (Dalipara) от восточного полукольца RGPC начинается газопровод отвод L=42 *км* D_y=500 *мм* до ГРС Kartai, на 24 *км* которого подключена ГРС Rangunia. На протяжении от 20 км (Dalipara) до 24 *км* (Baluchara) к газопроводу подключены газопроводы отводы до ГРС Kalurghat и ГРС Nasirabad. От 24 *км* (Baluchara) от газопровода начинается газопровод отвод L=45 *км* D_y=400 *мм* до ГРС Rangamati. К 30 *км* (Fouzdarhat) газопровода подключается газопровод Semutang-Fouzdarhat L=48 *км* D_y=300 *мм* от месторождения Semutang. От месторождения Semutang начинается газопровод отвод L=38 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Khagrachhari. Восточное полукольцо RGPC заканчивается на 30 *км* (Fouzdarhat), соединяясь в этой узловой точке с западным полукольцом РГ RGPC.

Западное полукольцо RGPC D_y=500 *мм* является распределительным газопроводом, к которому подключены ГРС CUFL KAFCO, Patenga, ERZ, Halishahar. Западное полукольцо RGPC заканчивается в узловой точке Fouzdarhat, соединяясь с 30 *км* (Fouzdarhat) восточного полукольца МГ RGPC.

От морского месторождения Sangu (Blok-16), находящегося в Бенгальском заливе до ГПЗ Chittagong расположен подводный газопровод D_y=500 *мм*. От ГПЗ Chittagong начинается МГ Chittagong – Bakhrabad L=175 *км* D_y=600 *мм*. Этот газопровод на протяжении всей длины располагается параллельно в одном технологическом коридоре с МГ Fouzdarhat – Bakhrabad L=181 *км* D_y=900 *мм*, который начинается от 30 *км* (Fouzdarhat) восточного полукольца МГ RGPC. На 45 *км* МГ Fouzdarhat – Bakhrabad и 40 *км* МГ Chittagong – Bakhrabad к газопроводам подключается ГРС Sitakunda, на 65 *км* и 60 *км* ГРС Mirsarai, на 89 *км* и 84 *км* к газопроводам подключается месторождение Feni, на 100 *км* и 95 *км* ГРС Feni и газопровод отвод L=61 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Lakshmipur к которому на 32 *км* подключена ГРС Begumganj, месторождение Begumganj и газопровод отвод L=9 *км* до ГРС Maijdee. На 135 *км* и на 130 *км* газопроводов подключена ГРС Laksam. На 145 *км* к МГ Fouzdarhat – Bakhrabad и 140 *км* к МГ Chittagong – Bakhrabad подключается ГРС Bizra и газопровод отвод L=50 *км* D_y=300 *мм* до ГРС Chandpur к которому на 45 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Matlab. На 165 *км* от МГ Chittagong – Bakhrabad начинается газопровод отвод до ГРС Comilla, к которому на 10 *км* подключена ГРС Chandia, на 19 *км* ГРС Canit, на 28 *км* ГРС Comilla. МГ Fouzdarhat – Bakhrabad и МГ Chittagong – Bakhrabad заканчиваются в узловой точке Bakhrabad на 181 *км* и 175 *км* соответственно. К этой узловой точке подключены месторождения Meghna, Bakharabad, и Saldanodi.

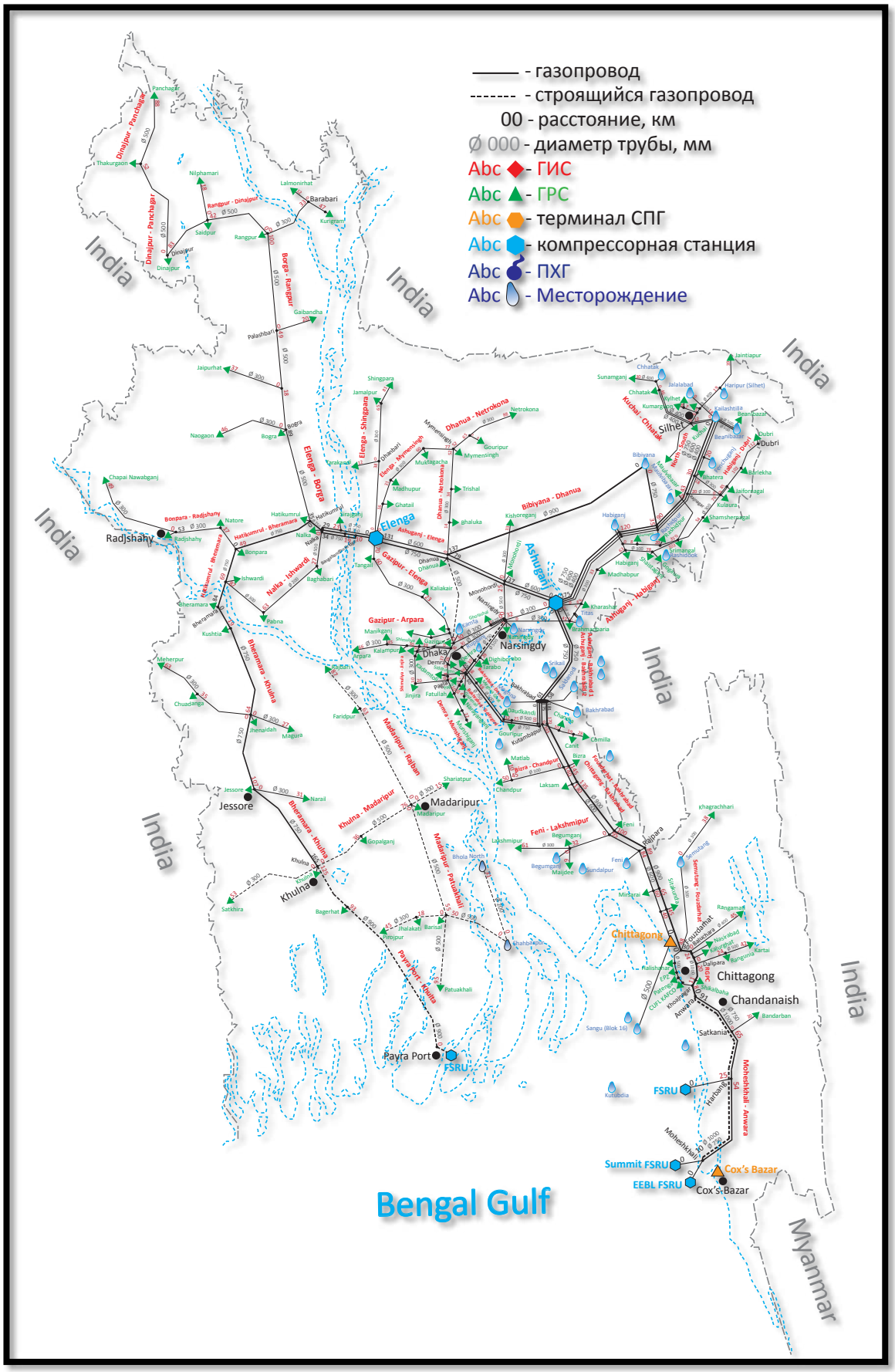


Рис. 2.2.103. Потоковая схема газопроводов Бангладеш

К узловой точке Bakhrabad от КС Ashuganj подключены два газопровода, расположенных параллельно в одном технологическом коридоре: МГ Ashuganj – Bakhrabad-1 L=61 *км* D_y=750 *мм* и МГ Ashuganj – Bakhrabad-2 L=58 *км* D_y=750 *мм*.

От узловой точки Bakhrabad начинаются два магистральных газопровода МГ Bakhrabad – Demra L=69 *км* D_y=500 *мм* и МГ Bakhrabad – Siddhirgan L=60 *км* D_y=750 *мм* расположенных параллельно в одном технологическом регионе. На 25 *км* МГ Bakhrabad – Demra подключена ГРС Gouripur, на 32 *км* ГРС Daudkandi, на 48 *км* ГРС Meghna Ghat и на 69 *км* ГРС Demra. На 35 *км* МГ Bakhrabad – Demra пересекает границу между областями Chittagong и Dhaka. К МГ Bakhrabad – Siddhirgan в узловой точке подключены ГРС Siddhirgan, газопровод Narsingdy – Siddhirgan, газопровод отвод до ГРС Kadamtoli, газопровод отвод до ГРС Fatullah, газопровод отвод до ГРС Narayanganj и перемычка с узловой точкой Demra.

2.2.9.3. Газотранспортная система Вьетнама

Газоснабжение Вьетнама осуществляется из собственных газовых и нефтегазовых месторождений, расположенных в Южно-Китайском море (South China Sea) и Сиамском заливе (Gulf of Thailand) в нефтегазовых бассейнах: Song Hong Basin, Phu Khanh Basin, Cuu Long Basin, Nam Con Son Basin, Tu Chinh-Vung May Basin, Malay-Tho Chu Basin.

Система газоснабжения Вьетнама состоит из:

- морских газопроводов;
- газопроводов подводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К распределительным газопроводам подключены промышленные предприятия и ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

От нефтегазового месторождения Rong Dong (Bach Ho), к которому подключено газовое месторождение Su Tu Trang и нефтегазовые месторождения Su Tu Vang (Ca Ngu Vang), Su Tu Den, Su Tu Nau, расположенных в Cuu Long Basin, начинается подводный газопровод Bach Ho – Phu My L=197 *км* D_y=400 *мм*.

От газового месторождения Lan Tay, расположенного в Nam Con Son Basin, начинается подводный газопровод Nam Con Son Pipeline-1 (NCSP-1) L=370 *км* D_y=600 *мм*. К месторождению Lan Tay подключено газовое месторождение Lan Do. Примерно через 50 *км* к газопроводу подключен газопровод от газовых месторождений Moc Tinh и Hai Thach, а на 70 *км* от газового месторождения Rong Doi. Примерно на 70 *км* к газопроводу NCSP-1 подключено нефтегазовое месторождение Rong, которое соединено газопроводом с нефтегазовым месторождением Rong Dong (Bach Ho).

От газового месторождения Hai Thach, расположенного в Nam Con Son Basin, начинается строящийся подводный газопровод Nam Con Son Pipeline -2 (NCSP-2) L=330 *км* D_y=600 *мм*.

Подводные газопроводы Bach Ho – Phu My, NCSP-1 и NCSP-2 заканчиваются недалеко от населенного пункта Vang Tau, подключаясь к Long Hai Lanfall Station (LFS), которая соединена газопроводом L=8 *км* D_y=600 *мм* с ГПЗ (Gas Processing Plant (GPP)) Dinh Co. От ГПЗ Dinh Co по одному газопроводу L=25 *км* D_y=150/250

мм жидкая фракция (конденсат) направляется на терминал Thi Vai, а «сухой» газ по другому газопроводу L=30 *км* D_y=150/250 *мм* к Phu My Gas Distribution Centre (GDC) и далее на электростанции Nhon Trach Power Plant и Hiep Phuoc Power Plant.

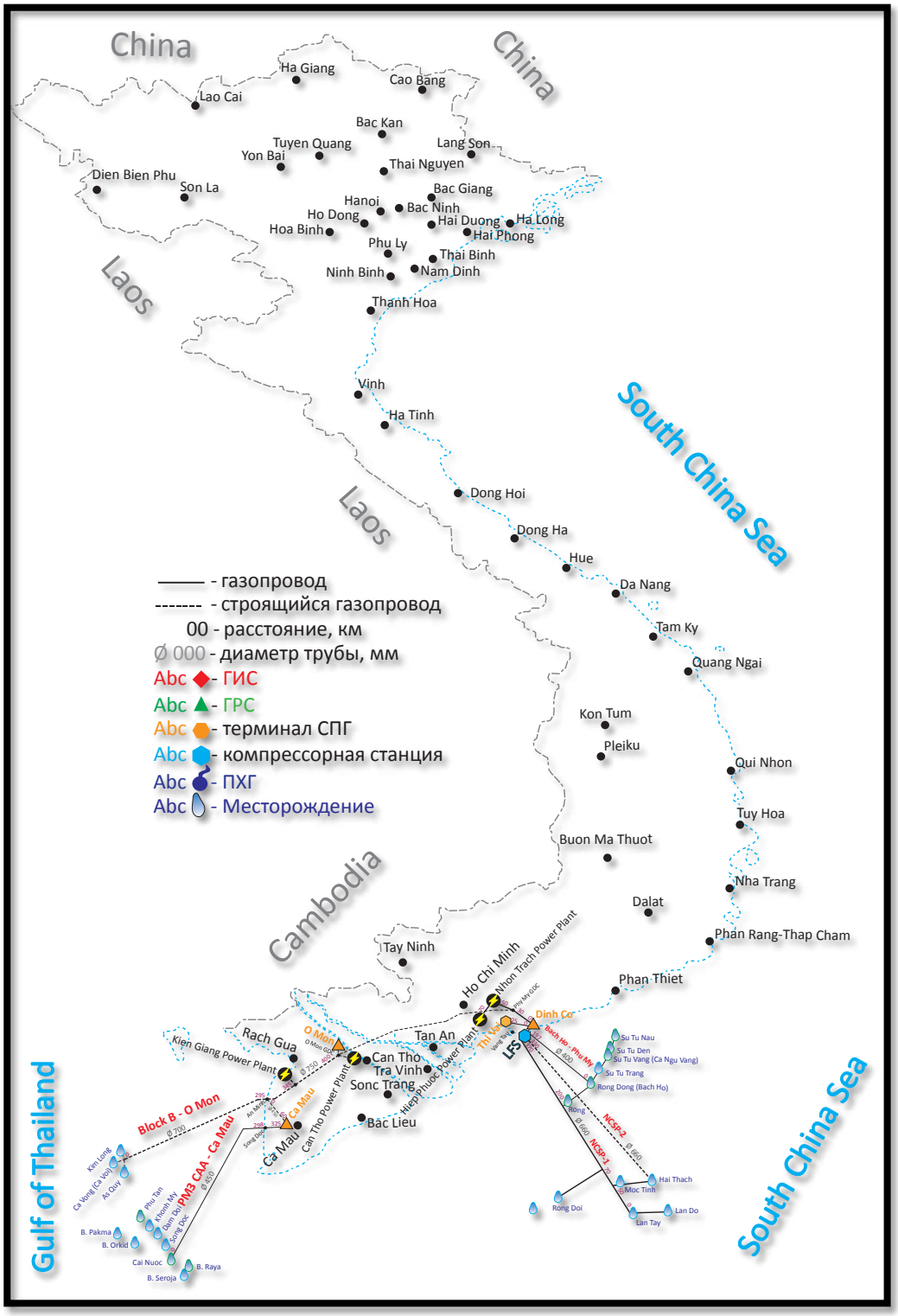


Рис. 2.2.104. Потоковая схема газопроводов Вьетнама

От нефтегазового месторождения Cai Nuoc, расположенного в Malay-Tho Chu Basin, начинается подводный газопровод PM3 CAA – Ca Mau L=325 *км* D_y=450 *мм*. В блоке PM3, также расположены газовые месторождения Song Doc, Dam Doi,

Khonh My, Bunga Pakma, Bunga Orkid, Bunga Seroja и нефтегазовое месторождение Bunga Raya. У газопровода РМЗ САА – Ca Mau первые 298 *км* являются подводными. На 325 *км*, недалеко от города Ca Mau расположен ГПЗ Ca Mau.

От газовых месторождений Ca Vong (Ca Voi), Kim Long, As Quy, расположенного в Malay-Tho Chu Basin, начинается строящийся газопровод Block B – O Mon L=400 *км* D_y=700 *мм*. На 295 *км* в узловой точке An Minh от газопровода Block B – O Mon проложен газопровод L=60 *км* D_y=450 *мм* до ГПЗ Ca Mau. На 345 *км* от газопровода проложен газопровод к Kien Giang Power Plant. Газопровода Block B – O Mon заканчивается на, где расположен O Mon Gas Distribution Centre (GDC), от которого газ поступает на ГПЗ O Mon и Can Tho Power Plant.

O Mon Gas Distribution Centre (GDC) и Phu My Gas Distribution Centre (GDC) планируется связать между собой газопроводом.

2.2.9.4. Газотранспортная система Индии

Газоснабжение Индии осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных месторождений и регазификации сжиженного природного газа (СПГ).

Все газопроводы Индии разделены между двумя несколькими основными компаниями Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (PNGRB), Gujarat Gas Company Limited или Gujarat Gas Limited (GGCL), Indian Oil Corporation Limited (IOCL), Gujarat State Petronet Limited (GSPL), Reliance Gas Transport Infrastructure (RGTIL), Gail (India) Limited (GAIL).

Система газоснабжения Индии состоит из:

- магистральных газопроводов;
- распределительных газопроводов и газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

Основные месторождения газа и нефти расположены на шельфе Аравийского моря.

Нефтегазовое месторождение Bombay High соединено подводным газопроводом с газовым месторождением Hazira, расположенном на берегу недалеко от города Hazira. Здесь же располагается терминал СПГ Hazira. К этому газопроводу подключены морские газовые месторождения: Bassein, Tarapur, Tapti M, Tapti S, Tapti N, и др.

От месторождения Hazira начинается магистральный газопровод Hazira – Vijaipur – Jagdishpur (HVJ) L=1650 *км.* Непосредственно после месторождения установлена КС Hazira. От КС расположен газопровод до электростанции Kawas Power Plant. Недалеко от города Surat к газопроводу подключены месторождения газа, расположенные на берегу Аравийского моря Olpad и Bhandut. На 125 *км* (Rajpipla) МГ HVJ подходит к 96 *км* МГ Dahej – Vijaipur 1 и МГ Dahej – Vijaipur 2 и далее до 800 *км* (Vijaipur) МГ HVJ, 610 *км* (Vijaipur) МГDahej – Vijaipur 1 и 770 *км* (Vijaipur) МГ Dahej – Vijaipur 2 эти газопроводы проходят в одном технологическом коридоре. На 145 *км* (далее исчисление протяженности приводится по МГ Dahej – Vijaipur 1) установлена КС Vaghodia. На 200 *км* газопровод пересекает границу между

штатами Gujarat и Madhya Pradesh. На 286 *км* установлена КС Jhabua, на 452 *км* КС Khera, на 610 *км* в узловой точке Vijaipur установлена КС Bijaipur. От узловой точки Vijaipur (800 *км*) МГ HVJ поворачивает в сторону узловой точки Auraiya (1080 *км*), на 1003 *км* газопровод пересекает границу между штатами Madhya Pradesh и Uttar Pradesh. В узловой точке Auraiya установлена КС Auraiya (1080 *км*). От КС Auraiya МГ HVJ поворачивает в сторону города Jagdishpur, где он и заканчивается на 1650 *км*. На 1240 км к газопроводу подключена ГРС Lucknow, на 1480 *км* от МГ HVJ начинается газопровод L=100 *км* до узловой точки Phulpur, где подключена ГРС Phulpur.

На берегу залива Хамбхэт (Gulf of Khambhat) расположен терминала СПГ Dahej. От терминала СПГ Dahej начинаются МГ Dahej – Vijaipur 1 L=610 *км* и МГ Dahej – Vijaipur 2 L=770 *км*. На 96 *км* к газопроводам подходит МГ HVJ и далее до 800 *км* (Vijaipur) МГ HVJ, 610 *км* (Vijaipur) МГ Dahej – Vijaipur 1 и 770 *км* (Vijaipur) МГ Dahej – Vijaipur 2 газопроводы проходят в одном технологическом коридоре. На 145 *км* (далее исчисление протяженности приводится по МГ Dahej – Vijaipur 1) установлена КС Vaghodia. На 200 *км* газопровод пересекает границу между штатами Gujarat и Madhya Pradesh. На 286 *км* установлена КС Jhabua, на 452 *км* КС Khera, на 610 *км* в узловой точке Vijaipur установлена КС Bijaipur. МГ Dahej – Vijaipur 1 заканчивается на 610 *км,* а МГ Dahej – Vijaipur 2 на 770 *км* в узловой точке Vijaipur. К этой узловой точке подключаются газопроводы Dahej – Vijaipur, GREP и Dadri – Vijaipur.

От узловой точки Auraiya расположенной на 1080 *км* МГ HVJ начинается МГ Auraiya – Dadri L=416 *км*. На 163 *км* к газопроводу подключена ГРС Shahjahanpur, на 234 *км* ГРС Barelly, на 334 *км* ГРС Babrala. На 334 *км* (Karanpur) от газопровода начинается газопровод Karanpur – Rudrapur L=144 *км*, который на 82 *км* пересекает границу между штатами Uttar Pradesh и Uttarakhand. МГ Auraiya – Dadri заканчивается на 416 *км* в узловой точке Dadri, расположенной недалеко от города N. Delhi.

От узловой точки Dadri начинаются два параллельно расположенных газопровода L=565 *км* GREP, и Dadri – Vijaipur. На 18 *км* газопроводы пересекают границу между штатами Uttar Pradesh и Haryana, на 100 *км* границу между штатами Haryana и Uttar Pradesh, на 242 *км* границу между штатами Uttar Pradesh и Madhya Pradesh. На 69 *км* (Chhainsa) на газопроводах GREP и Dadri – Vijaipur установлена КС Chhainsa, от которой начинается газопровод Chhainsa – Neemrana L=142 *км*, который на 80 *км* пересекает между штатами Haryana и Rajasthan. На 284 *км* установлена КС Dhaulpur. На 349 *км* установлена КС Kailaras. К газопроводам GREP и Dadri – Vijaipur подключены ГРС Chhainsa, Mathura, Agra, Ferozabad, Dhaulpur, Malanpur. Газопроводы GREP и Dadri – Vijaipur заканчиваются в узловой точке Vijaipur на 565 *км*.

От узловой точки Dadri начинается МГ Dadri – Jalandhar L=445 *км*. К газопроводу на 56 *км* подключена ГРС Baghpat, а на 105 *км* (Kairana) подключен газопровод отвод L=121 *км* до ГРС Haridwar, который на 71 *км* пересекает границу между штатами Uttar Pradesh и Uttarakhand. На 211 *км* (Raipur) газопровод поворачивает на северо-запад и на 215 *км* он пересекает границу между штатами Uttar Pradesh и Haryana, а на 286 *км* границу между штатами Haryana и Pungab. На 310 *км* (Chandigarh) от МГ Dadri – Jalandhar начинается газопровод Chandigarh – Nangal L=110 *км* до города Nangal. На 393 *км* (Ludhiana) от МГ Dadri – Jalandhar начинается газопровод Ludhiana – Bathinda L=140 *км* до узловой точки Bathinda. МГ Dadri – Jalandhar заканчивается на 445 *км* возле города Jalandhar.

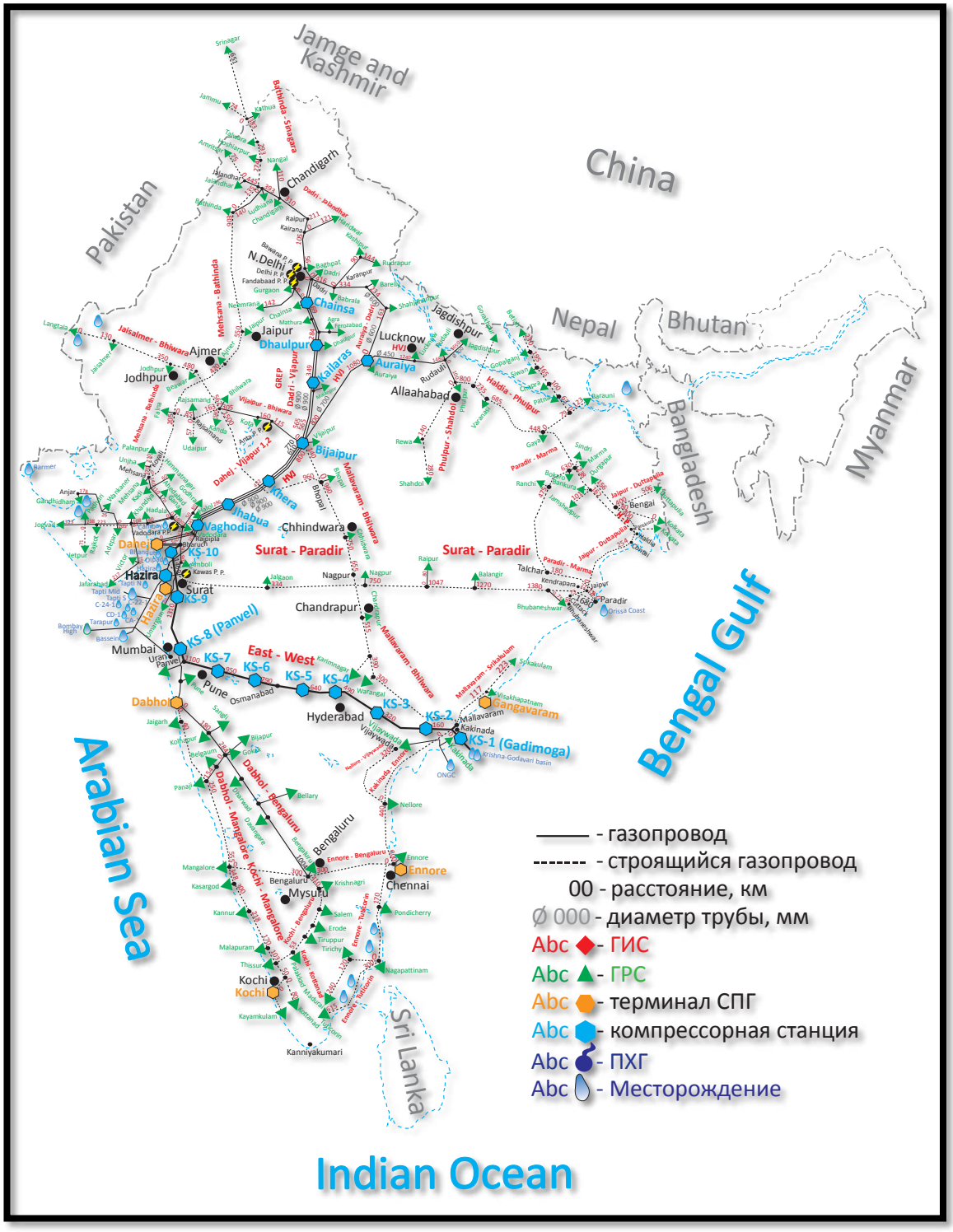


Рис. 2.2.105. Потоковая схема газопроводов Индии

От терминала СПГ Dahej начинается РГ Dahej – Gana L=140 *км*. На 50 *км* в узловой точке Bharuch он соединяется с МГ East – West, где этот газопровод заканчивается.

От узловой точки Gana начинается РГ Gana – Jogvad L=323 *км* до населенного пункта Jogvad. До 80 *км* (Hadala) этот газопровод состоит из двух параллельных трубопроводов. К газопроводу подключены ГРС Gana (0 *км*), Hadala (80 *км*),

Khandiya (108 *км*), Adepar (163 *км*), Rajkot (223 *км*), Padhdri (238 *км*) и Jogvad (323 *км*). На 108 *км* (Khandiya) от газопровода начинается РГ Khandiya – Jafarabad L=217 *км*, к которому подключены ГРС Victor (191 *км*) и ГРС Jafarabad (217 *км*). На 163 *км* (Adepar) от газопровода начинается РГ Adepar – Anjar L=178 *км*, к которому подключены ГРС Wankaner (26 *км*) и ГРС Gandhidham (178 *км*). Планируется расширение РГ Bharuch – Jogvad до двух ниток до L=223 *км* (Rajkot). От узловой точки Gana начинается РГ Gana – Mehsana L=140 *км*, к которому подключены ГРС Ahedabad (70 *км*), ГРС Kadi (110 *км*) и газопровод отвод L=60 *км* до ГРС Himmatnagar, ГРС Mehsana (140 *км*). Ведется строительство продолжения РГ Gana – Mehsana до ГРС Unjha (170 *км*) и ГРС Palanpur (210 *км*).

От терминала СПГ Dahej начинается РГ Dahej – Umargam L=260 *км*. До 50 *км* (Bharuch) газопровод располагается параллельно РГ Dahej – Gana, а в узловой точке Bharuch он поворачивает в сторону населенного пункта Amboli (90 *км*). РГ Dahej – Umargam заканчивается на 260 *км* (Umargam).

Большой магистральный газопровод East – West начинается на восточном побережье Индии от KS-1 (Gadimoga), расположенной на побережье недалеко от населенного пункта Kakinada к которой газ подается по морскому трубопроводу от месторождения Krishna-Godavari basin. На 160 *км* МГ East – West расположена KS-2, на 240 *км* газопровод пересекает границу между штатами Andra Pradesh и Telangana. На 320 *км* МГ East – West расположена KS-3, на 490 *км* KS-4, а на 640 *км* KS-5. На 600 *км* газопровод пересекает границу между штатами Telangana и Karnataka, а на 675 *км* границу между штатами Karnataka и Maharashtra. На 790 *км* МГ East – West расположена KS-6, на 950 *км* KS-7, а на 1100 *км* KS-8 (Panvel). Panvel по сути является пригородом Mumbai, как и Uran к которому подается газ по морскому газопроводу непосредственно от морских месторождений. В узловой точке Panvel, расположенной перед KS-8 МГ East – West соединен трубопроводом с терминалом СПГ Dabhol. После KS-5 газопровод поворачивает вдоль береговой линии на север. На 1280 *км* он пересекает границу между штатами Maharashtra и Gujarat. На 1310 *км* расположена KS-9, а на 1469 *км* KS-10, последняя компрессорная станция МГ East – West. Сразу после KS-10 МГ East – West заканчивается в узловой точке Bharuch.

От терминала СПГ Dabhol начинается магистральный газопровод Dabhol – Bengaluru L=1004 *км*. На 180 *км* к газопроводу подключена ГРС Kolhapur и газопровод отвод до ГРС Sangli. На 220 *км* он пересекает границу между штатами Maharashtra и Karnataka. На 284 *км* (Gokak) к МГ Dabhol – Bengaluru подключена ГРС Gokak и начинается газопровод L=154 *км* до населенного пункта Panaji, к которому подключена ГРС Belgaum и газопровод отвод до ГРС Bijapur. К газопроводу также подключены ГРС Dharwad, Davangare, Bengaluru. МГ Dabhol – Bengaluru заканчивается на 1004 *км* возле города Bengaluru.

От узловой точки Vijaipur начинается газопровод Vijaipur – Bhiwara L=305 *км*, который на 15 *км* пересекает границу между штатами Madhya Pradesh и Rajasthan. На 115 *км* к газопроводу подключена электростанция Anta P. P., на 160 *км* ГРС Kota. Газопровод заканчивается на 305 *км*, где к нему подключена ГРС Bhiwara.

Газотранспортная система Индии развивается. По состоянию на 2015 год строятся и проектируются целый ряд магистральных газопроводов. Среди них: МГ Surat – Paradir L=1680 *км* производительностью около 70 *млн. м^3/сут*., МГ Mallavaram – Bhilwara, L=1500 *км* производительностью около 75 *млн. м^3/сут*., МГ Kochi –

Mangalore, L=348 *км* производительностью около 16 *млн. м³/сут*., МГ Mehsana – Bathinda, L=903 *км* производительностью около 77 *млн. м³/сут*. и другие магистральные и распределительные газопроводы.

2.2.9.5. Газотранспортная система Индонезии

Газоснабжение Индонезии осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных наземных и морских месторождений. Большинство центров добычи газа расположены на шельфе Малаккского пролива (Straits of Melaka), Южно-Китайского моря (South China Sea), Натунского моря (Natuna Sea), Яванского моря (Java Sea), Макасарского пролива (Straits of Macassar), моря Серам (Seram Sea). Территория Индонезии расположена островах. Наибольшие месторождения газа на суши находятся на северной и южной части острова Суматра.

Система газоснабжения Индонезии состоит из:

- магистральных газопроводов;
- газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

Основными потребителями газа в стране являются промышленные предприятия. Несмотря на большие запасы газа электростанции в основном работают на угле. Индонезия является одним из ведущих поставщиков сжиженного природного газа на экспорт.

В северной части острова Суматра расположен завод по сжижению природного газа Arun. К нему подходят газопроводы от месторождений Kambuna, расположенных на шельфе Малаккского пролива (Straits of Melaka) и от месторождений Arun, Pase и других, расположенных на суше.

От месторождения Arun начинается газопровод Arun – Medan L=450 *км*, который на 358 *км* пересекает границу между провинциями Aceh и North Sumatra. Газопровод Arun – Medan заканчивается, подключаясь к системе газоснабжения города Medan.

От узловой точки Duri, возле которой расположены месторождения газа Duri (Chevron), Duri (PLN), Minas (Chevron) и другие начинается магистральный газопровод D_y=700 *мм* L=370 *км* Duri – Asahan. На 134 *км* газопровод пересекает границу между провинциями North Sumatra и Riau. МГ Duri – Asahan заканчивается на 370 *км*, где он подключается к терминалу регазификации СПГ Asahan. От терминала СПГ Asahan до города Medan строится газопровод Asahan – Medan L=135 *км*. Узловая точка Duri связана газопроводом L=67 *км* с узловой точкой Dumai.

От узловой точки Duri, где подключена ГРС Duri (0 *км*), начинается магистральный газопровод D_y=700 *мм* L=536 *км* Duri – Grissik. На 68 *км* к газопроводу подключена ГРС Minas, на 90 *км* ГРС Perawang, на 171 *км* ГРС Sorek, на 211 *км* ГРС Ukui, на 229 *км* ГРС Lirik, на 282 *км* ГРС Pangkalan Kassai, на 338 *км* ГРС Pelabuhan Dagang, на 435 *км* ГРС Tempino Kecil. На 275 *км* на МГ Duri – Grissik установлена КС Belilas, а на 332 *км* КС Sekernan. На 324 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Riau и Jambi, а на 447 *км* границу между провинциями Jambi и South Sumatra. МГ Duri – Grissik заканчивается на 536 *км*, где установлена ГИС Grissik.

От ГИС Grissik начинается экспортный МГ Grissik – Singapore D_y=700 *мм* L=468 *км*. Первый участок газопровода L=220 *км* проходит по суше. До 143 *км* МГ Grissik – Singapore проходит параллельно в одном технологическом коридоре с МГ Duri – Grissik. На 82 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Sumatra и Jambi. На 173 *км* на МГ Grissik – Singapore установлена КС Jabung. От 220 *км* (Kuala Tungkal) начинается морской участок газопровода. На 433 *км* на острове Batam установлена ГИС Panaran. МГ Grissik – Singapore заканчивается на 468 *км* в узловой точке Pulau Sakra (Сингапур).

От узловой точки Pulau Sakra (Сингапур) начинается газопровод Singapore – Dumai L=320 *км*. Участок от 0 *км* (Pulau Sakra) до 100 *км* является подводным газопроводом. На 206 *км* к газопроводу подключена ГРС Lalang, на 250 *км* ГРС Sungai Pakning, на 320 *км* ГРС Dumai, где газопровод Singapore – Dumai и заканчивается. Узловая точка Duri связана газопроводом L=67 *км* с узловой точкой Dumai.

От ГИС Grissik начинается газотранспортная система Grissik – Jakarta, состоящая из последовательных магистральных газопроводов различной конфигурации.

Первый МГ Grissik – Pagardewa D_y=900 *мм* L=185 *км* начинается от ГИС Grissik и заканчивается на 185 *км*, где установлена КС Pagardewa. К КС Pagardewa подключается газопровод Musi – Pagardewa D_y=700 *мм* L=162 *км*, начинающийся от нефтегазового месторождения Musi. На 50 км к газопроводу Musi – Pagardewa подключено газовое месторождение Talang Akar.

Второй участок газотранспортной системы Grissik – Jakarta от КС Pagardewa до узловой точки Cilegon состоит из двух параллельных газопроводов, которые до 174 *км* (Terbanggi Besar) расположены в одном технологическом коридоре. Один газопровод Pagardewa – Cilegon D_y=500 *мм* L=372 *км* на 110 *км* пересекает границу между провинциями South Sumatra и Lampung, на 174 *км* в узловой точке Terbanggi Besar к газопроводу подключается газопровод от FSRU Lampung, на 335 *км* газопровод пересекает пролив межу островами Суматра и Ява и на 372 *км* газопровод заканчивается в узловой точке Cilegon. Второй газопровод Pagardewa – Terbanggi Besar D_y=900 *мм* L=174 *км*, расположен параллельно газопроводу Pagardewa – Cilegon и также на 110 *км* пересекает границу между провинциями South Sumatra и Lampung, на 174 *км* в узловой точке Terbanggi Besar к газопроводу подключается газопровод от терминала СПГ FSRU Lampung.

От узловой точки Terbanggi Besar, как продолжение газопровода Pagardewa – Terbanggi Besar, начинается газопровод Terbanggi Besar – Labuan Maringgai D_y=900 *мм* L=96 *км*. От узловой точки Labuan Maringgai, как продолжение газопровода Terbanggi Besar – Labuan Maringgai, начинается газопровод Labuan Maringgai – Cilego**n** D_y=900 *мм* L=105 *км*, который на 61 *км* газопровод пересекает пролив межу островами Суматра и Ява параллельно газопроводу Pagardewa – Cilegon и на 105 *км* газопровод заканчивается в узловой точке Cilegon.

У северных берегов острова Явы расположен терминала СПГ FSRU Java Barat, подключенный газопроводами к системе газоснабжения.

От узловой точки Labuan Maringgai начинается подводный газопровод Labuan Maringgai – Muar Bekasi D_y=900 *мм* L=161 *км*. Газопровод Labuan Maringgai – Muar Bekasi заканчивается в узловой точке Muar Bekasi (161 *км*), которая соединяется с системой газоснабжения.

От узловой точки Cilegon, как продолжение газопровода Pagardewa – Cilegon, начинается газопровод Cilegon – Balongan L=291 *км*, состоящий из двух последовательно расположенных участков. Первый участок от узловой точки Cilegon (0 *км*) до узловой точки Serpong (70 *км*) D_y=600 *мм* L=70 *км*. Второй участок от узловой точки Serpong (70 *км*) до ГРС Balongan (291 *км*) D_y=300 *мм* L=221 *км*.

От узловой точки Cilegon, как продолжение газопровода Labuan Maringgai – Cilegon, начинается строящийся газопровод Cilegon – Cirebon L=332 *км*. На 97 *км* этот газопровод пересекает границу между провинциями Banten и Jakarta, а на 118 *км* границу между провинциями Jakarta и West Java. Строящийся газопровод Cilegon – Cirebon заканчивается на 332 *км* в узловой точке Cilegon, где заканчивается и другой строящийся (по состоянию на 2015 г.) газопровод Semarang – Cilegon.

От узловой точки Semarang начинаются два строящихся газопровода (по состоянию на 2015 г.): Semarang – Cirebon и Semarang – Gresik и заканчивается строящийся газопровод Kaltim – Semarang. Недалеко от узловой точки Semarang расположена электростанция Tambak Lorok Power Plant.

Газопровод Semarang – Cirebon D_y=1000 *мм* L=230 *км* на 198 *км* пересекает границу между провинциями Central Java и West Java и заканчивается в узловой точке Cirebon.

Газопровод Semarang – Gresik D_y=1000 *мм* L=250 *км* на 150 *км* пересекает границу между провинциями Central Java и East Java и заканчивается на 250 *км* в узловой точке Gresik. Недалеко от узловой точки Gresik расположена электростанция Gresik Power Plant.

Подводный газопровод East Java Gas Pipeline (EJGP) L=389 *км* начинается от газовых месторождений Pagerungan, North Pagerungan и Ngimbang, расположенных недалеко от острова Kangean. На 132 *км* к нему подключаются месторождения Sirasun, Batur и Terang, далее месторождение Maleo, на 332 *км* месторождение BD. Газопровод EJGP заканчиваются на 389 *км*, где подключена ГРС к городу Surabaya. От 332 *км* газопровода EJGP начинается газопровод L=40 *км* до узловой точки Pasuruan газораспределительной системы Восточной Явы.

Другой газопровод L=50 *км* подающий газ к ГРС города Surabaya начинается от нефтегазового месторождения Poleng, расположенного в Яванском море. Этот газопровод соединен с газораспределительной системой Восточной Явы в узловой точке Gresik, от которой эта система и начинается. На 20 *км* этой системы в узловой точке Surabaya подключена ГРС Surabaya, на 35 *км* (Sidoarjo) к газопроводу подключается ГРС Sidoarjo и газопровод отвод L=30 *км* до ГРС Mojokertoo, на 60 *км* (Pasuruan) к газопроводу подключается ГРС Pasuruan и газопровод от 332 *км* газопровода EJGP. Газопровод заканчивается на 97 км, где подключена ГРС Probolinggo.

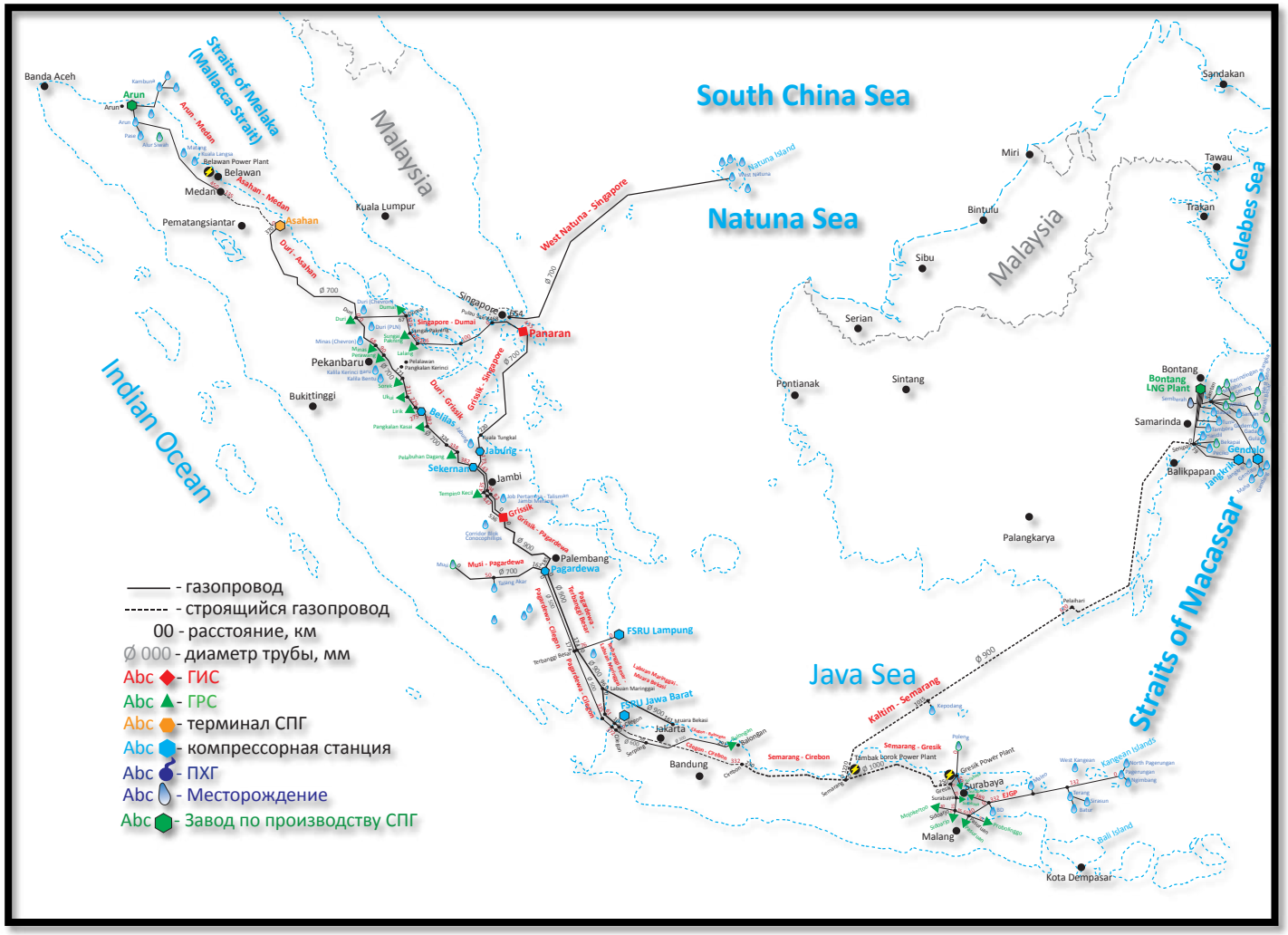


Рис. 2.2.106. Потоковая схема газопроводов Индонезии

На восточном побережье острова Калимантан, недалеко от города Bontang, установлен завод по сжижению природного газа Bontang LNG Plant. На этот завод газ подается от морских нефтегазовых и газовых месторождений: Kerindingan, Melahin, Serang, Bangka, West Seno, Merah Besar, Attaka, Santan, Badak, Tunu, Tambora, Handi, Bekapai, Peciko, Gedem, Gada, Gula, Gandahg, Maha, Gendalo, Jangkrik и газового месторождения Semberh, расположенного на берегу по подводным и наземным трубопроводам газотранспортной системы восточного Калимантана EKGP (East Kalimantan Gas Pipeline). От узловой точки этой системы начинается строящийся (по состоянию на 2015 г.) газопровод Kaltim – Semarang D_y=900 *мм* L=1220 *км*. Первым начинает строиться участок от 1015 *км*, где подключено к газопроводу газовое месторождение Kepodang, до узловой точки Semarang (1220 *км*). В узловой точке Semarang газопровод Kaltim – Semarang соединяется с газопровод Semarang – Cirebon и газопровод Semarang – Gresik.

От месторождений, расположенных в море Натуна (Natuna Sea), начинается газопровод West Natuna-Singapore D_y=700 *мм* L=654 *км*, который заканчивается на 654 *км* подключаясь к системе газоснабжения Сингапура.

На центральной части острова Sulawesi расположен завод по сжижению природного газа Donggi – Senoro LNG Plant. На этот завод газ подается от газовых месторождений: Serono, Maleoraja, Matindok, Donggi, Minahaki.

В провинции Западное Папуа расположен завод по производству сжиженного природного газа Tangguh LNG Plant. На этот завод газ подается от газовых месторождений: Ubadari, Wob, Ofaweri, Wiriagar Deep, Roabiba, Volwata, расположенных в заливах Бинтуни и Барау (Bintuni Bay and Barau Bay).

2.2.9.6. Газотранспортная система Ирака

Газоснабжение Ирака осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа с собственных месторождений. В Ираке имеется несколько газовых и большое количество нефтегазовых месторождений, позволяющих стране осуществлять экспорт газа.

Газопроводы Ирака подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

От газового месторождения Siba, расположенного на юге страны газопровод L=36 *км* подходит к узловой точке Zubayr, от которой начинаются два магистральных газопровода Irag – Syria и Zubayr – Kirkuk.

Магистральный газопровод Irag – Syria L=838 *км* начинается от узловой точки Zubayr. На 66 *км* газопровод пересекает границу между провинциями (Мухфаза) Basrah и Dhi-Qar, на 165 *км* к газопроводу подключена ГРС Nasiriya, на 213 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Dhi-Qar и Muthanna, на 294 *км* границу между провинциями Muthanna и Qadisiyah, на 347 *км* границу между провинциями Qadisiyah и Najaf, на 400 *км* к газопроводу подключена ГРС Najaf, на 433 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Najaf и Kabala, на 472 *км* к газопроводу подключена ГРС Karbala, на 494 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Kabala и Anbar, на 600 *км* к газопроводу подключена ГРС

Ramadi, на 640 *км* подключена ГРС Hit, на 706 *км* подключена ГРС Haditha. От узловой точки Haditha начинается газопровод Haditha – Bayji. Недалеко от города Qa'im (820 *км*) к газопроводу Irag-Syria подключена ГРС Qa'im. В этом же месте подключено газопроводом L=52 *км* D_y=500 *мм* газовое месторождение Akkas. Газопровод Irag – Syria заканчивается на 838 *км* на границе с Сирией.

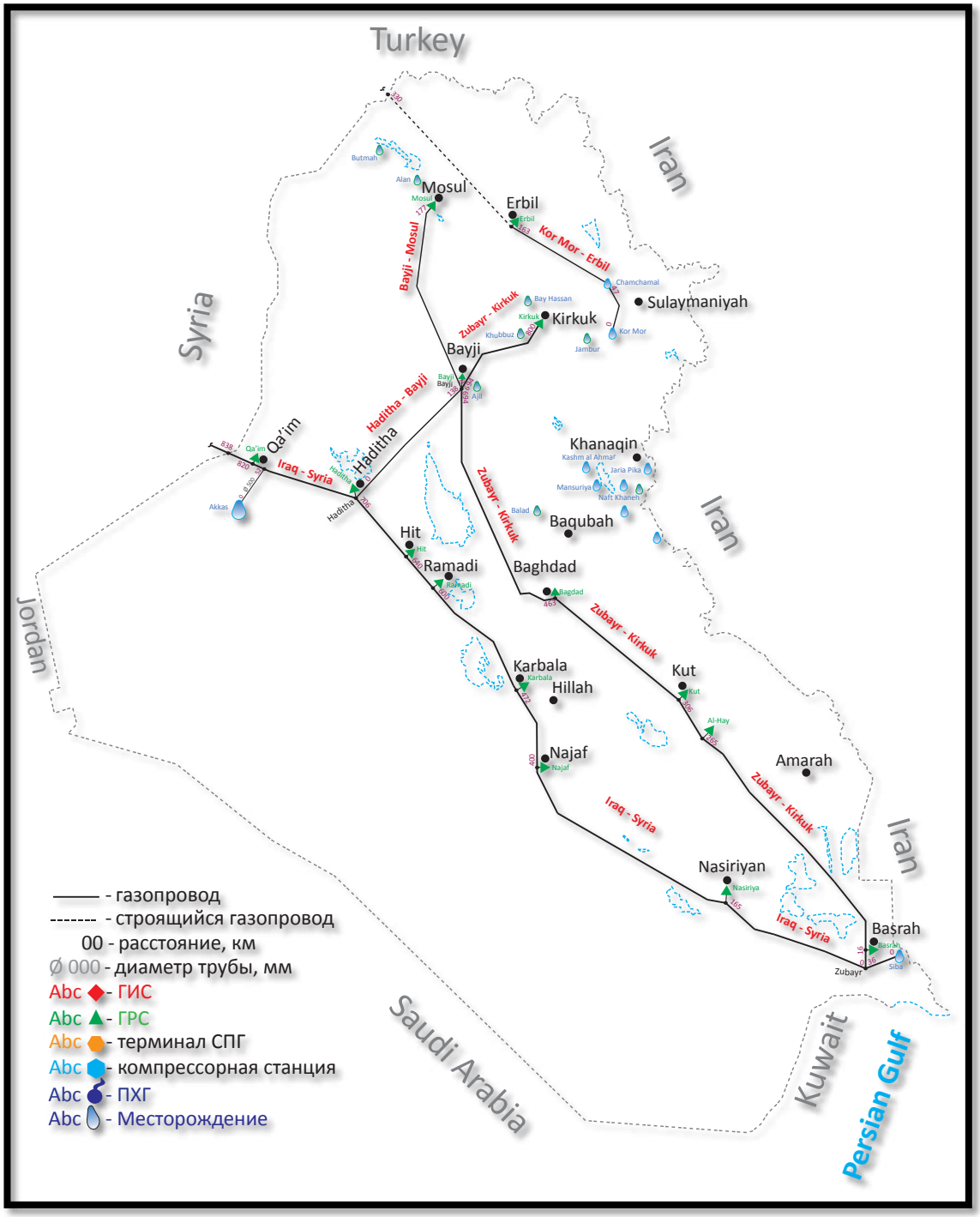


Рис. 2.2.107. Потоковая схема газопроводов Ирака

От узловой точки Zubayr начинается магистральный газопровод Zubayr – Kirkuk L=800 *км*. На 108 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Basrah и Maysan, на 228 *км* границу между провинциями Maysan и Dhi-Qar, на 238 *км*

границу между провинциями Dhi-Qar и Wasit, на 265 *км* к газопроводу подключена ГРС Al-Hay, на 306 *км* подключена ГРС Kut, на 426 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Wasit и Diyala, на 455 *км* границу между провинциями Diyala и Bagdad, на 463 *км* к газопроводу подключена ГРС Bagdad, на 487 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Bagdad и Anbar, на 544 *км* границу между провинциями Anbar и Salah ad Dinn, на 694 *км* в узловой точке Bayji к газопроводу Zubayr – Kirkuk подключена ГРС Bayji и газопровод Haditha – Bayji. От узловой точки Bayji начинается газопровод Bayji – Mosul. На 711 *км* газопровод Zubayr – Kirkuk пересекает границу между провинциями Salah ad Dinn и Ta'mim. Газопровод Zubayr – Kirkuk заканчивается на 800 *км*, где подключена ГРС Kirkuk.

Газопровод Haditha – Bayji L=138 *км* начинается от 706 *км* магистрального газопровода Irag – Syria в узловой точке Haditha. На 49 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Anbar и Salah ad Dinn. Газопровод Haditha – Bayji заканчивается на 138 *км* в узловой точке Bayji, где он подключается к магистральному газопроводу Zubayr – Kirkuk.

Газопровод Bayji – Mosul L=177 *км* начинается от 694 *км* газопровода Zubayr – Kirkuk в узловой точке Bayji. На 84 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Salah ad Dinn и Ninevar. Газопровод Bayji – Mosul заканчивается на 177 *км*, где к нему подключена ГРС Mosul.

От газового месторождения Kor Mor начинается газопровод Kor Mor – Erbil L=177 *км*. На к газопроводу подключено газовое месторождение Chamchamal, на 90 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Sulamaniyah и Erbil. Газопровод Kor Mor – Erbil заканчивается на 163 *км*, где к нему подключена ГРС Erbil.

2.2.9.7. Газотранспортная система Ирана

Газоснабжение Ирана осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа с собственных месторождений. В Иране имеется достаточно большое количество месторождений газа в том числе значительных, позволяющих стране осуществлять экспорт газа.

Система газоснабжения Ирана состоит из экспортных магистральных газопроводов: IGAT-1 (Iran Gas Trunkline), Rasht – Bazargan, импортных магистральных газопроводов: Dauletabad – Sarakhs – Hangiren, Korpedzhe – Kordkuy и газопроводов внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Ирана подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

От населённого пункта Saharhs (30 *км*) на границе с Туркменистаном продолжается МГ Dauletabad – Saharhs – Hangiren L=80 *км* D_y=1200 *мм*, начинающийся от месторождений группы Dauletabad расположенного на территории Туркменистана. Сразу после границы расположен газоперерабатывающий завод (ГПЗ) Hahemi Nedjed, подключённый к газопроводу. МГ Dauletabad – Saharhs – Hangiren закачивается на 80 *км*, подключаясь к месторождению Hangiren.

От месторождения Hangiren начинается МГ Hangiren – Kordkuy L=715 *км* D_y=900/700 *мм*. От 0 *км* (Hangiren) до 112 *км* (Mashhad) диаметр газопровода составляет D_y=900 *мм*. На 112 *км* (Mashhad) к газопроводу подключается газопровод, начинающийся от МГ Dauletabad – Saharhs – Hangiren в месте подключения ГПЗ Hahemi Nedjed. От 112 *км* (Mashhad) диаметр газопровода меняется на D_y=700 *мм*. На 260 *км* (Quchan) от МГ Hangiren – Kordkuy начинается газопровод отвод до ГРС Lotf Abad. На 273 *км* МГ Hangiren – Kordkuy пересекает границу между провинциями (останы) Razavi Khorasan и North Khorasan. На 382 *км* к газопроводу подключено ПХГ Shourijen. На 533 *км* МГ Hangiren – Kordkuy пересекает границу между провинциями North Khorasan и Golestan. На 587 *км* к газопроводу подключено ПХГ Ghezel Tappeh. На 685 *км* (Gorgan) к газопроводу подключено месторождение Gorgan. МГ Hangiren – Kordkuy заканчивается на 715 *км* (Kordkuy), где к нему подключается МГ Korpedzhe – Kordkuy L=230 *км* D_y=1000 *мм* от границы (155 *км*) с Туркменистаном. К МГ Hangiren – Kordkuy подключены целый ряд ГРС: Mozduran, Kanavis, Mashhad, Fatavad, Chanvar, Quchan, Faruj, Shirvan, Bojnurd, Minudasht, Azad Shahr, Gogan и Kordkuy.

От узловой точки Kordkuy начинается МГ Kordkuy – Rasht L=450 *км* D_y=1400 *мм*. На 14 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Golestan и Mazandaran, а на 348 *км* границу между провинциями Golestan и Mazandaran. На 450 *км* МГ Kordkuy – Rasht подключается к КС Rasht, установленной на МГ IGAT-1 и МГ IGAT-2. К МГ Kordkuy – Rasht подключены целый ряд ГРС: Bandar-e-Gaz, Behshahr, Neka, Sary, Babol, Amol, Alamde, Chalus, Abas Abad, Tonekabon, Sadat Mehele, Ramser, Kala Chay, Rudsar, Langarud, Lanijan и Kuchsfehan.

МГ IGAT-1 L=1200 *км* D_y=1200/1000 *мм* начинается от ГПЗ Bid Bolend, к которому подключено нефтегазовое месторождение Ahvaz. От этого ГПЗ по газопроводу D_y=700 *мм* газ подается на НПЗ Abadan. От ГПЗ Bid Bolend начинается экспортный газопровод L=141 *км* D_y=700 *мм* до границы с Ираном (Shalamche). На 145 *км* МГ IGAT-1 пересекает границу между провинциями Khuzestan и Kohgiluyen and Boyer-Ahmad. На 274 *км* МГ IGAT-1 установлена КС Pataveh (KS-1), к которой также подключены МГ IGAT-2 (380 *км*) и МГ IGAT-3 (450 *км*). После компрессорной станции изменяется диаметр МГ IGAT-1 с D_y=1200 *мм* на D_y=1000 *мм*. Далее, до узловой точки Qom (715 *км*), МГ IGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 идут параллельно в одном технологическом корриде. На 290 *км* МГ IGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 пересекает границу между провинциями Kohgiluyen and Boyer-Ahmad и Chahar Mahaal and Bakhtian (далее, километраж пересечения границ провинций Ирана МГ IGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 указан по километражу МГ IGAT-1). На 404 *км* МГ IGAT-1, на 510 *км* МГ IGAT-2 и 580 *км* МГ IGAT-3 установлена КС Bagh-Behzad (KS-2). На 413 *км* МГIGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 пересекает границу между провинциями Chahar Mahaal and Bakhtian и Esfahan. На 428 *км* (Chermihin) МГ IGAT-1 начинается газопровод L=60 *км* D_y=400 *мм* до ГПЗ Esfahan, от которого на 25 *км* (Zerrin-Shehr) начинается газопровод отвод до ГРС Komshe и ГРС Dahagan. К этой же узловой точке на 428 *км* (Chermihin) подключается РГ Agajari-Chermihin L=266 *км* от нефтегазового месторождения Agajari. От 488 *км* (Mirabad) МГ IGAT-1 начинается РГ Mirabad - Arak L=210 *км* до НПЗ Arak. К этому газопроводу подключены ГРС: Dowlatobad, Damene, Golpayegan, Khomeyn, Hasanobad. На 490 *км* МГ IGAT-1, на 596 *км* МГ IGAT-2 и 666 *км* МГ IGAT-3 установлена компрессорная станция KS-4. От этой КС до узловой точки Qom (715 *км*) параллельно МГ IGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 расположен МГ IGAT-4. На 529 *км* МГ IGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 пересекают границу между провинциями

Esfahan и Markazi. На 615 *км* (Delijan) МГ IGAT-1 начинается газопровод отвод D_y=200 *мм* до ГРС Kashan. На 670 *км* МГ IGAT-1, на 776 *км* МГ IGAT-2 и 846 *км* МГ IGAT-3 установлена КС Qom (KS-5) от которой начинается газопровод Rahjerd-Arak L=80 *км* D_y=600 *мм* до НПЗ Arak. На 715 *км* МГ IGAT-1 расположена узловая точка газотранспортной системы Qom, в которую сходятся МГ IGAT-1 (715 *км*), МГ IGAT-2 (821 *км*) и МГ IGAT-3 (891 *км*), IGAT-4 (950 *км*) и IGAT-8 (946 *км*). К узловой точке Qom подключено месторождение и ПХГ Serajen. Далее от узловой точки параллельно расположены только МГ IGAT-1 и МГ IGAT-2. На 717 *км* они пересекают границу между провинциями Markazi и Qom, а на 744 *км* границу между провинциями Qom и Markazi. На 770 *км* МГ IGAT-1 и 876 *км* МГ IGAT-2 установлена КС Saveh (KS-6). На 834 *км* МГ IGAT-1 и МГ IGAT-2 пересекают границу между провинциями Markazi и Qazvin. На 884 *км* МГ IGAT-1 и 990 *км* МГ IGAT-2 установлена КС Qazvin (KS-7). На 895 *км* от МГ IGAT-1 начинается газопровод отвод L=145 *км* до ГРС Zandjan. На 954 *км* МГ IGAT-1 и МГ IGAT-2 пересекают границу между провинциями Qazvin и Gilan. На 1040 *км* МГ IGAT-1 и на 1156 *км* МГ IGAT-2 установлена КС Rasht (KS-8). От КС Rasht начинается экспортный МГ Rasht – Bazargan до границы с Турцией. МГ IGAT-1 заканчивается на 1200 *км* на границе с Азербайджаном, где установлена ГИС Astara. От ГИС Astara начинается РГ Astara – Tabriz.

МГ IGAT-2 L=1156 *км* D_y=1400 *мм* начинается от ГПЗ Vali-e-Asr, к которому подключено месторождение газа N. Pars. К этому ГПЗ по газопроводу L=129 *км* D_y=200 *мм* газ подается от ГПЗ Dalan, к которому газ поступает от месторождения Agar. К ГПЗ Vali-e-Asr подключается МГ IGAT-3 (70 *км*), начинающийся на ГПЗ Bander-Assaluyeh. Далее, до узловой точки Qom (715 *км*) МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 идут параллельно в одном технологическом корриде. На 50 *км* МГ IGAT-2 пересекает границу между провинциями Bushehr и Fars. (далее, километраж пересечения границ провинций Ирана МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 указан по километражу МГ IGAT-2). На 217 *км* МГ IGAT-2 начинается газопровод L=80 *км* D_y=400 *мм* до НПЗ Shiraz. На 269 *км* МГ IGAT-2 и на 339 *км* МГ IGAT-3 установлена КС Dahak, а на 380 *км* МГ IGAT-2 и на 450 *км* МГ IGAT-3 КС Pataveh к которой также подключается МГ IGAT-1 (274 *км*). Далее, до узловой точки Qom (715 *км*), МГ IGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 идут параллельно в одном технологическом корриде (см. описание МГ IGAT-1). На 1156 *км* МГ IGAT-2 установлена КС Rasht (KS-8), от которой начинается экспортный МГ Rasht – Bazargan до границы с Турцией. На этой компрессорной станции МГ IGAT-2 заканчивается.

От месторождения S. Pars проложены два параллельных подводных газопровода L=105 *км* до ГПЗ Bander-Assaluyeh, от которого начинаются МГ IGAT-3, МГ IGAT-4, МГ IGAT-5, МГ IGAT-6, МГ IGAT-7 и МГ IGAT-8.

МГ IGAT-3 L=1000 *км* D_y=1400 *мм* начинается от ГПЗ Bander-Assaluyeh. От ГПЗ Bander-Assaluyeh газ направляется по трубопроводу L=70 *км* D_y=1400 *мм* к ГПЗ Vali-e-Asr. Далее, до узловой точки Qom (715 *км*) МГ IGAT-3 идёт параллельно в одном технологическом корриде с МГ IGAT-2 (см. описание МГ IGAT-2). На 846 *км* МГ IGAT-3 установлена КС Qom (KS-5). От КС Qom МГ IGAT-3 меняет свой диаметр на D_y=1200 *мм*. На 891 *км* МГ IGAT-3 расположена узловая точка Qom, в которую сходятся МГ IGAT-1 (715 *км*), МГ IGAT-2 (821 *км*), МГ IGAT-3 (891 *км*), IGAT-4 (950 *км*) и IGAT-8 (946 *км*). От узловой точки Qom МГ IGAT-3 поворачивает в сторону НПЗ Tehran, где он и заканчивается на 1000 *км*. На 976 *км* от МГ IGAT-3 начинается газопровод отвод до ГРС Semnan (210 *км*), к которому

подключены ГРС Veramin, ГРС Avanekesh, ГРС Aliabad-Pain, ГРС Sorhe и на 170 *км* ПХГ Yurtesha.

МГ IGAT-4 L=1145 *км* D_y=1400 *мм* начинается от ГПЗ Bander-Assaluyeh. На 23 *км* МГ IGAT-4 пересекает границу между провинциями Bushehr и Hormozgan, а на 60 *км* между провинциями Hormozgan и Fars. На 95 *км* МГ IGAT-4 установлена КС Kheirgoo, а на 206 *км* КС Jahrom. К КС Jahrom подключается МГ IGAT-8 (175 *км*). Далее до 440 *км*, где установлена КС Safa Shahr МГ IGAT-4 и МГ IGAT-8 располагаются в одном технологическом коридоре. На 360 *км* МГ IGAT-4 установлена КС Arsenjan, на 440 *км* КС Safa Shahr, а на 540 *км* КС Abade. На 574 *км* МГ IGAT-4 пересекает границу между провинциями Fars и Esfahan. На 640 *км* МГ IGAT-4 установлена КС Shahreza, к которой подключается ПХГ Nasrabad. На 760 *км* МГ IGAT-4 проходит рядом с компрессорной станцией KS-4 расположенной на МГ IGAT-1 (490 *км*), МГ IGAT-2 (596 *км*) и МГ IGAT-3 (666 *км*). Далее от KS-4 (760 *км*) до узловой точки Qom (950 *км*) МГ IGAT-4 располагается параллельно с МГ IGAT-1, МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3 в одном технологическом коридоре. От узловой точки Qom (950 *км*) до 1020 *км* (Valmen) МГ IGAT-4 располагается параллельно с МГ IGAT-1 и МГ IGAT-2. От 1020 *км* (Valmen) МГ IGAT-4 поворачивает в сторону города Tehran, где он и заканчивается на1145 *км*.

МГ IGAT-5 и МГ IGAT-6 L=1015 *км* D_y=1400 *мм* начинаются от ГПЗ Bander-Assaluyeh, к которому газ подается от месторождения S. Pars по двум параллельным подводным газопроводам L=105 *км*. Эти два параллельных трубопровода создают систему газопроводов, по которой «кислый газ», продукт частичной переработки на ГПЗ, подается до НПЗ Charmella и Kermanshah и также используется для закачки в нефтяные месторождения для выдавливания нефти. На 70 *км* к газопроводам подключается ГПЗ Vali-e-Asr. На 574 *км* МГ IGAT-5 и МГ IGAT-6 пересекают границу между провинциями Bushehr и Khuzestan. На 611 *км* к газопроводам подключается ГПЗ Bid Bolend. На 792 *км* МГ IGAT-5 и МГ IGAT-6 пересекают границу между провинциями Khuzestan и Lorestan. На 885 *км* от МГ IGAT-5 и МГ IGAT-6 начинается газопровод L=154 *км* до НПЗ Kermanshah. На 90 *км* этот газопровод пересекает границу между провинциями Lorestan и Kermanshah. На 940 *км* МГ IGAT-5 и МГ IGAT-6 пересекают границу между провинциями Lorestan и Ilam. МГ IGAT-5 и МГ IGAT-6 заканчиваются на 1015 *км*, подключаясь к НПЗ Charmella.

МГ IGAT-7 L=907 *км* D_y=1400 *мм* начинается от ГПЗ Bander-Assaluyeh. На 25 *км* МГ IGAT-7 пересекает границу между провинциями Bushehr и Hormozgan, а на 532 *км* между провинциями Hormozgan и Kerman. На 420 *км* МГ IGAT-7 пересекает РГ Bander-Abbas-Kerman. На 695 *км* МГ IGAT-7 пересекает границу между провинциями Kerman и Sistan and Baluchistan. На 907 *км* МГ IGAT-7 заканчивается возле города Iranshahr. Планируется возможность продления (по данным 2015 г.) газопровода до границы с Пакистаном (1172 *км*) и до порта Chahbehar и города Zahedan.

МГ IGAT-8 L=946 *км* D_y=1400 *мм* начинается от ГПЗ Bander-Assaluyeh. На 18 *км* МГ IGAT-8 пересекает границу между провинциями Bushehr и Fars. На 95 *км* МГ IGAT-8 установлена КС Khonj, а на 175 *км* КС Jahrom. К КС Jahrom подключается МГ IGAT-4 (206 *км*). Далее до 400 *км*, где установлена КС Safa Shahr МГ IGAT-8 и МГ IGAT-4 располагаются параллельно в одном технологическом коридоре. На 400 *км* установлена КС Safa Shahr. На 574 *км* МГ IGAT-8 пересекает границу между провинциями Fars и Yazd, а на 627 *км* границу между провинциями Yazd и Esfahan. На 660 *км* МГ IGAT-8 установлена КС Naeen, а на 863 *км* КС

Kashan. На 906 *км* МГ IGAT-8 пересекает границу между провинциями Esfahan и Qom. МГ IGAT-8 заканчивается в узловой точке Qom (946 *км*) к которой подключено месторождение и ПХГ Serajen.

От ГПЗ Bander-Assaluyeh планируется (по данным 2015 г.) строительство экспортного МГ IGAT-9 L=1843 *км* D_y=1400 *мм* в Турцию (ГИС Bazargan).

РГ Bander-Abbas – Kerman L=515 *км* начинается от ГПЗ Bander-Abbas, к которому подключены месторождения газа Seleh, Hengam, Hakuan, Geverzin, и другие. К газопроводу подключены ГРС Kotbabad, Hajiabad, Aliabad, Sirjan, Rafsanjan, на 406 *км* (Rafsanjan) газопровод отвод до ГРС Zaran, ГРС Beghin, и на 515 *км* ГРС Kerman.

От ГПЗ Vali-e-Asr к которому подключено газопроводом L=116 *км* месторождение N. Pars начинается РГ Vali-e-Asr – Shiraz L=235 *км*. Газопровод проходит в непосредственной близости от месторождения Agar, которое соединено трубопроводом с ГПЗ Dalan. РГ Vali-e-Asr – Shiraz заканчивается на 235 *км*, подключаясь к НПЗ Shiraz. К этому же месту подключается газопровод отвод до ГРС Marvdasht и газопровод L=80 *км* D_y=400 *мм* от узловой точки Kazerun на 217 *км* МГ IGAT-2.

От нефтегазового месторождения Agajari начинаются газопроводы Agajari – Shiraz L=330 *км*, Agajari – Abadan L=159 *км*, и Agajari – Chermihin L=266 *км*.

Газопровод Agajari – Shiraz на 75 *км* пересекает границу между провинциями Khuzestan и Kohgiluyen and Boyer-Ahmad. На 105 *км* (De-Gombedan) к газопроводу подключается газопровод Vali-e-Asr – De-Gombedan (463 *км*). На 165 *км* газопровод Agajari – Shiraz пересекает границу между провинциями Kohgiluyen and Boyer-Ahmad и Fars. На 195 *км* газопровод Agajari – Shiraz пересекает МГ IGAT-2 и МГ IGAT-3. Газопровод Agajari – Shiraz заканчивается на 330 *км*, подключаясь к НПЗ Shiraz.

Газопровод Agajari – Abadan на 80 *км* подключается к НПЗ Bader-Homeyni, а на 159 *км* к НПЗ Abadan, где он и заканчивается. НПЗ Abadan соединён газопроводом D_y=1400 *мм* с ГПЗ Bid Bolend.

Газопровод Agajari – Chermihin на 142 *км* пересекает границу между провинциями Khuzestan и Chahar Mahaal and Bakhtian, а на 253 *км* границу между провинциями Chahar Mahaal and Bakhtian и Esfahan. К газопроводу Agajari – Chermihin подключены ГРС: Bage-Melek, Ise, Shehre-Kord. Между газопроводом Agajari – Chermihin (Ferrah-Shehr) и МГ IGAT-1 (Sefiddesht) существует перемычка L=23 *км*. Газопровод Agajari – Chermihin заканчивается на 266 *км* подключаясь к 428 *км* (Chermihin) МГ IGAT-1.

Газопровод Vali-e-Asr – De-Gombedan L=463 *км* D_y=300 *мм* начинается от ГПЗ Vali-e-Asr. На 420 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Bushehr и Khuzestan. На 463 *км* газопровод Vali-e-Asr – De-Gombedan подключается к 105 *км* (De-Gombedan) газопровода Agajari – Shiraz.

От КС Rasht начинается экспортный магистральный газопровод Rasht – Bazargan L=573 *км* D_y=1000 *мм* в Турцию. На 66 *км* МГ Rasht – Bazargan пересекает границу между провинциями Gilan и Ardabial, на 145 *км* пересекает границу между провинциями Ardabial и East Azarbaijan. На 320 *км* МГ Rasht – Bazargan в узловой точке Tabriz соединяется с 240 *км* РГ Astara – Tabriz и НПЗ Tabriz. От 340 *км* (Sahlan) МГ Rasht – Bazargan начинается РГ Tabriz – Orumiyeh L=217 *км*, к

которому подключены ГРС: Sufiyan, Shrefhane, Tesuj, Kyzylja, Salmas и Orumiyeh. На 425 *км* МГ Rasht – Bazargan пересекает границу между провинциями East Azarbaijan и West Azarbaijan. На 468 *км* МГ Rasht – Bazargan соединяется перемычкой L=62 *км* с 127 *км* (Silab) РГ Tabriz – Orumiyeh на 34 *км* которого подключена ГРС Khoy. На 468 *км* от МГ Rasht – Bazargan начинается экспортный газопровод отвод L=50 *км* до ГРС Nakhichevan (Азербайджан). МГ Rasht – Bazargan заканчивается на 573 *км* на границе с Турцией, где установлена ГИС Bazargan.

РГ Astara – Tabriz L=240 *км* D_y=700 *мм* начинается от ГИС Astara. На 27 *км* РГ Astara-Tabriz пересекает границу между провинциями Gilan и Ardabial, а на 99 *км* пересекает границу между провинциями Ardabial и East Azarbaijan. На 240 *км* РГ Astara – Tabriz в узловой точке Tabriz, соединяясь с 320 *км* МГ Rasht – Bazargan и НПЗ Tabriz, заканчивается. К РГ Astara – Tabriz подключены ГРС Ardabil и ГРС Sarab.

От узловой точки Arak к которой подходят газопровод Rahjerd – Arak от КС Qom, газопровод Mirabad – Arak от 488 *км* МГ IGAT-1 и подключен НПЗ Arak начинается РГ Arak – Naft-Shahr L=510 *км*. На 64 *км* РГ Arak – Naft-Shahr пересекает границу между провинциями Markazi и Hamadan. На 100 *км* (Malayer) от РГ Arak – Naft-Shahr начинается РГ Malayer – Sanandaj L=232 *км*, к которому подключены ГРС: Malayer, Joukar, Hamadan, Bahar, Korve, Salavatobad и Sanandaj. На 123 *км* РГ Arak – Naft-Shahr пересекает границу между провинциями Hamadan и Lorestan. На 129 *км* от РГ Arak – Naft-Shahr начинается газопровод отвод L=26 *км* до ГРС Borujerd, к которому подключена ГРС Oshtorinan. На 147 *км* РГ Arak – Naft-Shahr пересекает границу между провинциями Lorestan и Hamadan, а на 226 *км* границу между провинциями Hamadan и Kermanshah. К РГ Arak – Naft-Shahr подключены ГРС: Nahavend, Kangavar, Sahne, Tage-Bostan, Islam Abad-e-Gerb, Kerend, Sere-Pole-Zahab. РГ Arak – Naft-Shahr заканчивается на 510 *км*, подключаясь к нефтегазовому месторождению Naft-Shahr.

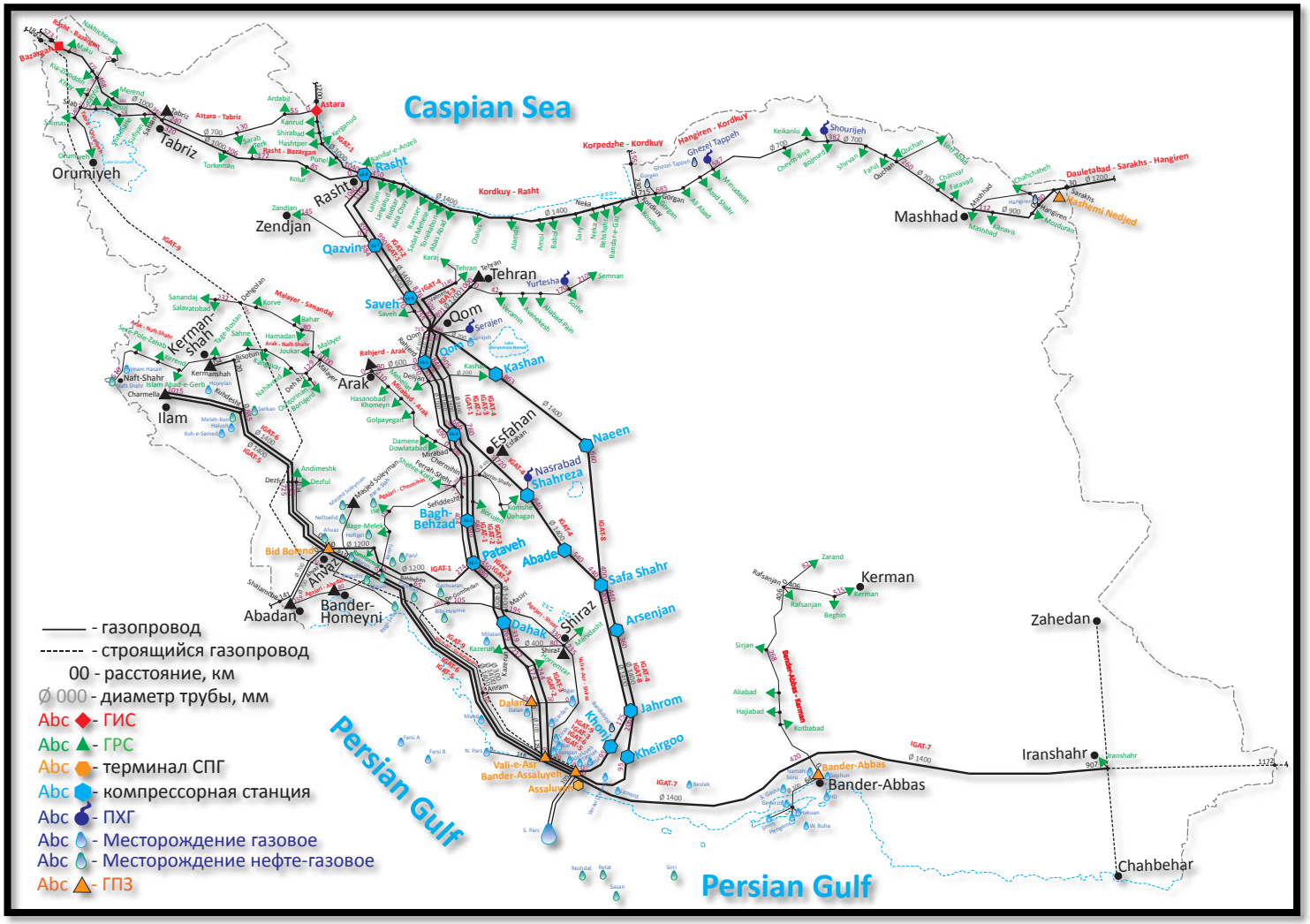


Рис. 2.2.108. Потоковая схема газопроводов Ирана

2.2.9.8. Газотранспортная система Казахстана

Газоснабжение Казахстана осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа с собственных месторождений и из транзитных газопроводов, проложенных с территории Туркменистана и Узбекистана.

Система газоснабжения Казахстана состоит из системы экспортных магистральных газопроводов: Central Asia – Center (CAC) (известная как Средняя Азия – Центр (САЦ)), Central Asia – China, Bukhara – Ural и газопроводов внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Казахстана подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

Экспортная газотранспортная система CAC, начинающаяся от месторождений Gugurtli и месторождений группы Dauletabad и проходит по территории Казахстана от границы с Узбекистаном (311 *км*) и состоит из нескольких участков магистральных газопроводов различной конфигурации.

Первый участок газотранспортной системы CAC начинается на 311 *км* от границы с Узбекистаном магистральными газопроводами CAC-2 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, CAC-5 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar,* CAC-4 и Looping CAC-4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar*. Перед КС Beyneu, расположенной на 390 *км* установлена ГИС Beyneu. Перед ГИС Beyneu МГ Looping CAC-4 заканчивается, соединяясь с МГ CAC-4. Перед ГИС Beyneu от МГ CAC-2 начинается МГ CAC-1 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*, который затем подключается к КС Beyneu. К ГИС Beyneu подходит МГ Okarem-Beyneu D_y=1200 *мм* L=958 *км* P_y=55 *bar*. На первом участке к МГ CAC-1 подключены ГРС Ajigit и ГРС Sangyrlau.

Второй участок газотранспортной системы CAC начинается от КС Beyneu (390 *км*) и заканчивается на КС Kulsary (598 *км*). Этот участок состоит из: МГ CAC-2 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, МГ CAC-5 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar,* МГ CAC-4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* и МГ CAC-3 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*. От КС Beyneu (0 *км*) начинается МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent. На 501 *км* МГ CAC-2 установлена КС Opornaya. На 526 *км* магистральные газопроводы пересекают границу между областями Mangystau и Atyrau. К КС Kulsary (598 *км*) подключается газопровод L=124 *км* P_y=55 *bar* от месторождения Tengiz. На втором участке к МГ CAC-2 подключены ГРС Zhangeldin и ГРС Karkol.

Третий участок газотранспортной системы CAC начинается от КС Kulsary (598 *км*) и заканчивается на КС Makat (695 *км*). В состав участка входят те же магистральные газопроводы, что и на втором участке. От КС Makat начинается МГ Makat – N. Kavkaz. На третьем участке к МГ CAC-2 подключены ГРС Kulsary, ГРС Kashar, ГРС Bek-Beke и ГРС Makat.

Четвертый участок газотранспортной системы CAC начинается от КС Makat (695 *км*) и заканчивается на КС Inder (851 *км*) с теми же газопроводами, что и на предыдущем участке. На четвертом участке к МГ CAC-2 подключены ГРС Karabau и ГРС Inderborskiy.

Пятый участок газотранспортной системы CAC начинается от КС Inder (851 *км*) и заканчивается на КС Zhangala (984 *км*). На 876 *км* магистральные газопроводы пересекают границу между областями Atyrau и West Kazakhstan. На пятом участке к МГ CAC-2 подключена ГРС Zhangala, а к МГ CAC-5 ГРС Zhanatalap.

Последний, шестой участок газотранспортной системы САС начинается от КС Zhangala (984 *км*) и заканчивается на границе с Россией (1134 *км*) магистральными газопроводами МГ САС-2 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, МГ САС-5 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar,* МГ САС-4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* и МГ САС-3 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*. Перед границей к МГ САС-4 подключается перемычка от МГ Soiuz на которой установлена ГИС.

Экспортная газотранспортная система Bukhara – Ural на территории Казахстана начинается на 857 *км* на границе с Узбекистаном двумя магистральными газопроводами D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar* МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2. На 932 *км* установлена КС Bozoy (KS-10), на 932 *км* установлена КС Bozoy (KS-10), на 1036 *км* установлена КС N. Ustyurt (KS-11), на 1142 *км* установлена КС Shalkar (KS-12), на 1248 *км* установлена КС Taplyk (KS-13) и на 1359 *км* установлена КС R. Oktyabr (Or) (KS-14). К КС Bozoy подключено ПХГ Bozoy.

От КС R. Oktyabr начинается газопровод РГ R. Oktyabr – Aktobe L=158 *км*. К этому газопроводу подключены ГРС Bugetsay, ГРС Hromtau, ГРС Iskra, ГРС Alga, ГРС Aktobe-1, ГРС Aktobe-2, а также газопровод D_y=500 *мм* L=270 *км* P_y=55 *bar* от ГПЗ Zhanozhol, к которому подключена ГРС Kandyagash.

МГ Okarem – Beyneu D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar* начинается на территории Казахстана на 527 *км* на границе с Туркменистаном. На 691 *км* (Zhana-Ozen) от МГ Okarem – Beyneu начинается газопровод отвод D_y=700 *мм* L=136 *км* P_y=55 *bar* до ГРС Aktau. На 829 *км* (Sai-Utes) МГ Okarem – Beyneu подключена ГРС Sai-Utes. МГ Okarem – Beyneu заканчивается на 985 *км* подключаясь к ГИС Beyneu.

МГ Makat – N. Kavkaz D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* начинается на КС Makat. На 124 *км* газопровода установлена КС Redut, на 242 *км* КС Taiman, на 362 *км* КС Akkol после которой расположена ГИС Akkol. К МГ Makat – N. Kavkaz подключены ГРС ES Atyrau, ГРС Atyrau, ГРС Akkystau, и ГРС Ganushkino. МГ Makat – N. Kavkaz заканчивается на 370 *км* на границе с Россией.

От КС Beyneu начинается МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent D_y=1000 *мм* L=975 *км*. На 120 *км* магистральный газопровод пересекают границу между областями Mangystau и Aktobe, на 316 *км* пересекает экспортную газотранспортную системы Bukhara – Ural и здесь же установлена КС Bozoy-1. До КС Bozoy-1 МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent работает с давлением P_y=75 *bar*, а после с P_y=98 *bar*. На 355 *км* магистральный газопровод пересекают границу между областями Aktobe и Kyzylorda. На 975 *км* на МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent установлена КС Karaozek от которой начинается строящийся (информация 2015 г.) МГ Saryarka D_y=800 *мм* L=1081 *км* до столицы Казахстана города Astana с последующим продолжением газопровода D_y=600 *мм* L=275 *км* до Kokshetau и D_y=400 *мм* L=177 *км* до Petropavlovsk. От КС Karaozek начинается газопровод отвод L=160 *км* до ГРС ES Akshabulak. На 1199 *км* МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent пересекают границу между областями Kyzylorda и S. Kazakhstan. К МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent подключен целый ряд ГРС: на 518 *км* Saksaulsk, на 570 *км* Aralsk, на 640 *км* Kamyshkybas, на 680 *км* Aiteke bi, на 725 *км* Aksuat, на 763 *км* Baikonyr, на 837 *км* Zhosaly, на 907 *км* Zhalagash, Terenozek, на 986 *км* Kyzylorda, на 1030 *км* Shokay, Tartogay, на 1078 *км* Balabi, Shieli, на 1124 *км* Sunakata, на 1154 *км* Zhanakorgan, на 1199 *км* Besaryk, на 1218 *км* Yntaly, на 1242 *км* Chernak, на 1260 *км* Turkestan, на 1293 *км* Old Ikan, на 1338 *км* Kyzylgar, на 1363 *км* Shaldar, на 1388 *км* Temirlanovka, на 1404 *км* Akarys и

на 1424 *км* Zhanakogam. МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent заканчивается на 1454 *км* в узловой точке Akbulak, где он подключается к 700 *км* экспортной газотранспортной системе Central Asia – China. Узловая точка Akbulak соединяется перемычкой с 526 *км* газотранспортной системы BGR – TBA.

МГ Gazli – Chimkent D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar* начинается на территории Казахстана на 312 *км* на границе с Узбекистаном, а заканчивается на 626 *км*, где установлена КС Samsonovka.

Система магистральных газопроводов Bukhara gas-bearing region – Tashkent – Bishkek – Almaty (BGR – TBA) L=1342 *км* P_y=55 *bar* состоит из участков различной конфигурации.

Первый участок системы газопроводов BGR – TBA на территории Казахстана начинается на 368 *км* на границе с Узбекистаном двумя МГ BGR – TBA 1 и МГ BGR – TBA 2 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*. На 412 *км* газопроводы пересекают границу Казахстана с Узбекистаном, а на 424 *км* границу Узбекистана и Казахстана, возвращаясь на территорию Казахстана. На системы газопроводов BGR – TBA установлена КС Chinoz на которой заканчивается первый участок.

Второй участок системы газопроводов BGR – TBA начинается на КС Chinoz (440 *км*) и заканчивается на КС Poltoratskay (522 *км*). В состав участка входят два параллельных трубопровода МГ BGR – TBA 1 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* и МГ BGR – TBA 2 D_y=800 *мм* P_y=55 *bar*. К газопроводам участка подключается ПХГ Poltoratskoe.

Третий участок системы газопроводов BGR – TBA от КС Poltoratskay (522 *км*) до КС Samsonovka (649 *км*) состоит из МГ BGR – TBA 1 D_y=800 *мм* P_y=55 *bar* и МГ BGR – TBA 2 D_y=800 *мм* P_y=55 *bar*. КС Samsonovka является узловой компрессорной станцией. К ней подключается МГ Gazli – Chimkent. На 526 *км* начинается газопровод отвод до ГРС Tashkent, расположенной на территории Узбекистана. Здесь же, в районе 526 *км*, к газопроводам BGR – TBA подключается перемычка от узловой точки Akbulak, где заканчивается МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent, соединяясь с экспортной газотранспортной системой Central Asia – China.

Четвертый участок системы газопроводов BGR – TBA от КС Samsonovka (649 *км*) до КС Taraz (826 *км*) состоит из МГ BGR – TBA 1 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* и МГ BGR – TBA 2 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*. На участке от 724 *км* до 765 *км* проложен лупинг D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*. На 719 *км* магистральные газопроводы пересекают границу между областями South Kazakhstan и Zhambyl. На втором участке газопроводы несколько раз пересекают границу между Казахстаном и Киргизией: на 762 *км*, на 801 *км*, на 807 *км* и 808 *км*. К КС Taraz подключены месторождение Amangeldy и ПХГ Azyr-Tobe.

Пятый участок системы газопроводов BGR – TBA от КС Taraz (826 *км*) до границы Казахстана с Киргизией (1001 *км*) состоит из МГ BGR – TBA 1 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* и МГ BGR – TBA 2 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*.

Шестой участок системы газопроводов BGR – TBA от 1001 *км* до 1113 *км* проходит по территории Казахстана и Киргизии. По территории Киргизии участок состоит из МГ BGR – TBA 1 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* до КС Sokuluk (1063 *км*) и МГ BGR-TBA 2 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* и МГ BGR – TBA 2 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* после компрессорной станции. К КС Sokuluk подключена ГРС Bishkek. В обвод границы с Киргизией от 1001 *км* до 1113 *км* по территории Казахстана проложен газопровод D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*.

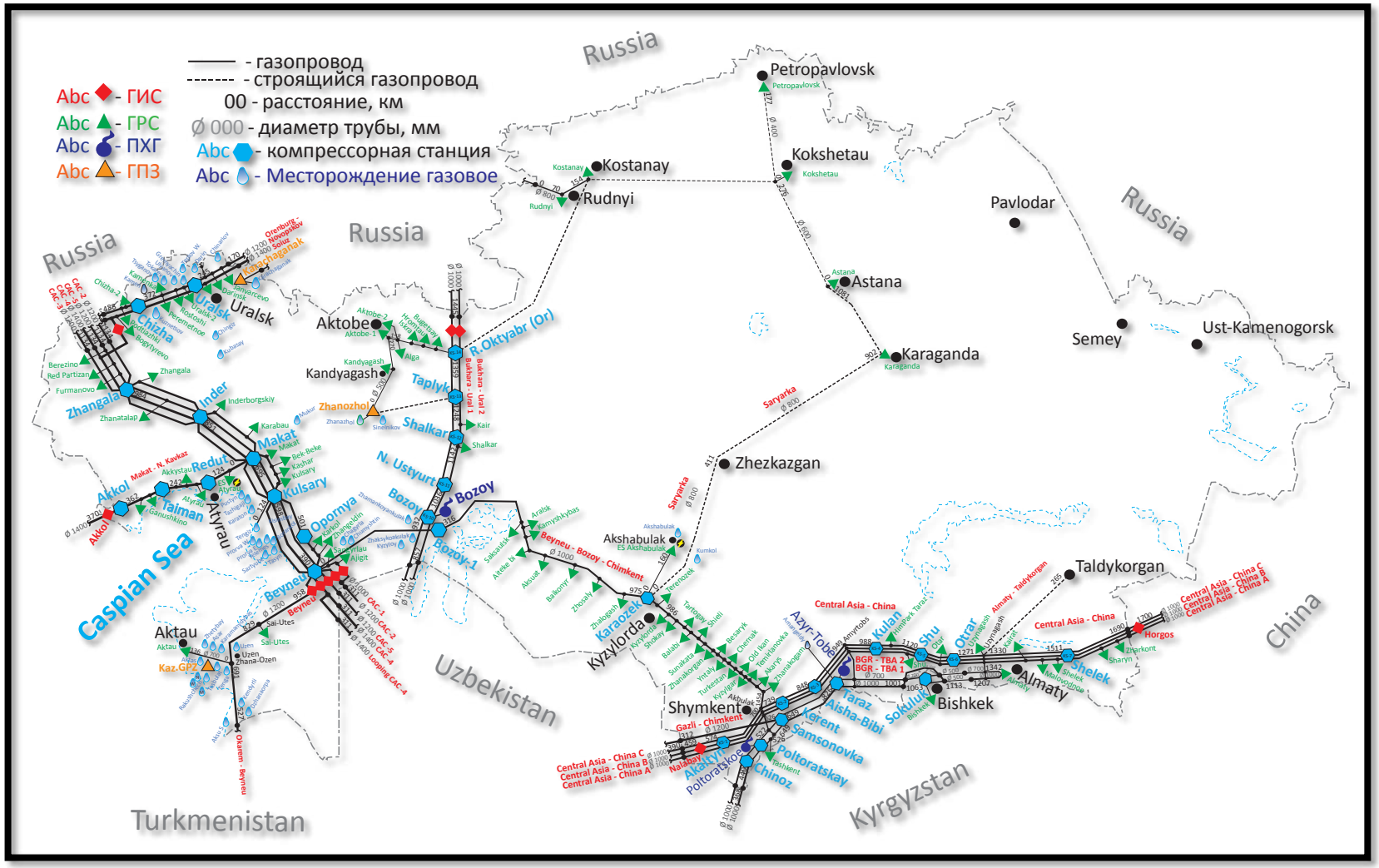


Рис. 2.2.109. Потоковая схема газопроводов Казахстана

Седьмой участок системы газопроводов BGR – TBA начинается от 1113 *км* на границе с Киргизией МГ BGR – TBA 1 D_y=500 *мм* P_y=55 *bar* и МГ BGR – TBA 2 D_y=500 *мм* P_y=55 *bar*. На 1207 *км* газопроводы меняют свой диаметр, МГ BGR – TBA 1 на D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* а МГ BGR – TBA 2 на D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*. На 1207 *км* магистральные газопроводы пересекают границу между областями Zhambyl и Almaty. На этом участке к системе газопроводов BGR – TBA подключается перемычка от узловой точки Uzynagash, расположенной на 1330 *км* экспортной газотранспортной системы Central Asia – China. Система газопроводов BGR – TBA заканчивается на 1342 *км,* где подключена ГРС Almaty.

Экспортная газотранспортная система Central Asia – China на территории Казахстана начинается на 390 *км* на границе с Узбекистаном. Газотранспортная система состоит из трех параллельных магистральных газопроводов Central Asia – China A, Central Asia – China B и Central Asia – China C D_y=1000 *мм* P_y=98,1 *bar*. На 459 *км* установлена ГИС Nalabay. На 574 *км* газотранспортной системы Central Asia – China установлена КС-1 (Akaltyn). На 700 *км* в узловой точке Akbulak к газотранспортной системе Central Asia – China подключается МГ Beyneu – Bozoy – Chimkent (1454 *км*) и перемычка с системой газопроводов BGR – TBA. На 739 *км* установлена КС-2 (Kerent). На 783 *км* магистральные газопроводы пересекают границу между областями South Kazakhstan и Zhambyl. На 848 *км* газотранспортной системы Central Asia – China установлена КС-3 (Aisha-Bibi). На 949 *км* в узловой точке Amyrtobs подключена перемычка с системой газопроводов BGR – TBA. На 988 *км* установлена КС-4 (Kulan), а на 1120 *км* КС-5 (Shu). На участке между этими компрессорными станциями к магистральным газопроводам подключены ГРС HimPark Taraz и ГРС Shu. На 1271 *км* установлена КС-6 (Otrar). Между КС-5 и КС-6 к газопроводам подключена ГРС Otrar. На 1330 *км* в узловой точке Uzynagash подключена перемычка с системой газопроводов BGR – TBA и ГРС Uzynagash. На 1511 *км* установлена КС-7 (Shelek). На участке между КС-6 и КС-7 к газопроводам подключены ГРС Kairat, ГРС Malovodnoe и ГРС Shelek. После КС-7 к газопроводам подключены ГРС Sharyn и ГРС Zhakont. Экспортная газотранспортная система Central Asia – China заканчивается на 1690 *км* на границе Казахстана и Китая. На 1700 *км* на территории Китая установлена ГИС Horgos.

2.2.9.9. Газотранспортная система Киргизии

Газоснабжение Киргизии в основном осуществляется за счёт поставок газа из транзитных газопроводов, проложенных с территории Казахстана и Узбекистана.

Система газоснабжения Киргизии состоит из части магистральных газопроводов, проходящих по территории страны: BGR – TBA, Galla – Aral – Fergana и газопроводов внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Киргизии подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Система магистральных газопроводов Bukhara gas-bearing region – Tashkent-Bishkek-Almaty (BGR – TBA) на территории Киргизии начинается на границе с Казахстаном на 762 *км* тремя магистральными газопроводами BGR – TBA 1 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*, Looping BGR – TBA 1 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* и BGR – TBA 2 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*, D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*. Через три километра МГ Looping BGR – TBA

1 соединяется с МГ BGR – TBA 1. К МГ BGR – TBA 1 подключается ГРС Amanbaevo. Далее МГ BGR – TBA 1 и МГ BGR – TBA 2 пересекают границу с Казахстаном на 801 *км*, на 807 *км* и на 808 *км*.

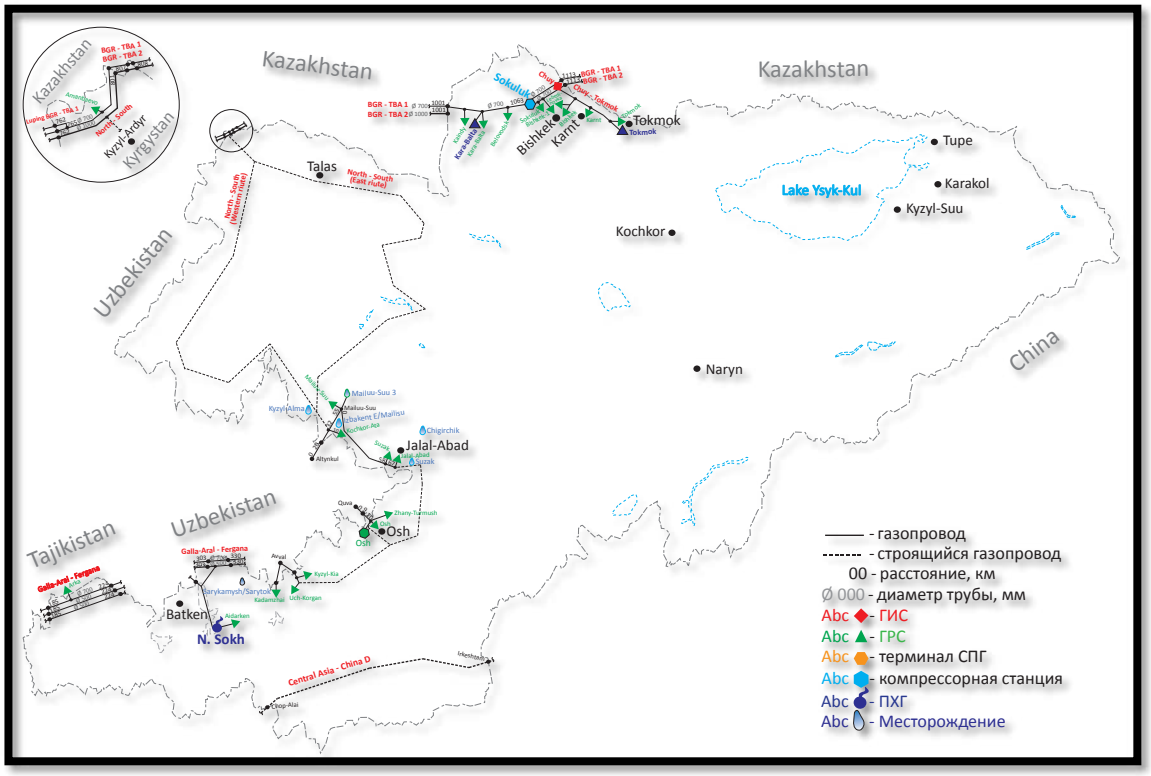


Рис. 2.2.110. Потоковая схема газопроводов Киргизии

Второй участок система газопроводов BGR – TBA начинается на 1001 *км*. К границе подходят два магистральных газопровода D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar* и D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*. По территории Киргизии продолжается один МГ BGR – TBA D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*. На 1063 *км* МГ BGR – TBA установлена КС Sokuluk. На протяжении от 1001 *км* до 1063 *км* к МГ BGR – TBA подключены: ГРС Kaindy, УСПГ Kara-Balta, ГРС Kara-Balta и ГРС Belovodsk. От КС Sokuluk до границы с Казахстаном на 1113 *км* проложены два трубопровода МГ BGR – TBA 1 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* и МГ BGR – TBA 2 D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*. На этом участке к МГ BGR – TBA подключены ГРС Sokuluk и ГРС Bishkek-1. Перед границей установлена ГИС Chuy. От ГИС Chuy начинается распределительный газопровод Chuy-Tokmok L=90 *км*. К этому газопроводу подключены ГРС Lebedinovka, ГРС Bishkek, ГРС Tokmok и УСПГ Tokmok.

Система магистральных газопроводов Galla-Aral – Fergana начинается на территории Киргизии на 185 *км* и закачивается на 224 *км* на границе с Таджикистаном тремя трубопроводами D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*, D_y=500 *мм* P_y=55 *bar* и D_y=500 *мм* P_y=55 *bar*. На этом участке к газопроводам подключена ГРС Arka.

Второй участок системы магистральных газопроводов Galla-Aral – Fergana начинается на территории Киргизии на 303 *км* и закачивается на 330 *км* на границе с Узбекистаном двумя трубопроводами D_y=700 *мм* P_y=55 *bar*, и D_y=500 *мм* P_y=55 *bar*. От этого участка начинается газопровод до ПХГ N. Sokh, расположенного на границе Киргизии и Сохского района Узбекистана. К ПХГ Sokh подключен газопровод отвод до ГРС Aidarken.

От газопроводов, расположенных в Ферганской области Узбекистана, подключаются газопроводы, поставляющие газ на территорию Киргизии.

К узловой точке Avval (Узбекистан) подключены два газопровода отвода. Один до ГРС Kadamzhai и второй до ГРС Kyzyl-Kia и ГРС Uch-Kogan.

К узловой точке Quva (Узбекистан) подключен газопровод отвод L=19 *км* до ГРС Zhany-Turmush и ГРС Osh. К этому же газопроводу отводу подключена УСПГ Osh.

К узловой точке Altynkul (Узбекистан) подключен газопровод отвод L=55 *км* до Mailuu-Suu. На 32 *км* к этому газопроводу отводу подключается газопровод L=10 *км* отвод до ГРС Kochkor-Ata. К 55 км газопровода отвода подключается нефтегазовое месторождение Mailuu-Suu 3.

От узловой точки Mailuu-Suu начинается РГ Mailuu – Suu – Jalal – Abad L=67 *км*, к которому подключены ГРС Suzak и ГРС Jalal-Abad.

2.2.9.10. Газотранспортная система Китая

Газоснабжение Китая осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных месторождений и импорта из стран Средней Азии и Мьянмы. Основные месторождения газа и нефти расположены в различных местах страны и на шельфе Восточно-Китайского и Южно-Китайского моря.

Система газоснабжения Китая состоит из:

- магистральных газопроводов;
- распределительных газопроводов и газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

К границе между Казахстаном и Китаем (Horgas (Khorgas)) из Средней Азии (Центральная Азия) подходят три магистральных газопровода D_y=1000 *мм*, расположенных параллельно, Central Asia – China A, Central Asia – China B и Central Asia – China C. От границы между Казахстаном и Китаем (Horgas (Khorgas)), как продолжение газотранспортной системы Central Asia – China, на территории Китая начинается большая газотранспортная система West – East, состоящая из трех магистральных газопровода D_y=1000 *мм*, расположенных параллельно: West – East 2, лупинг West – East 2 и West – East 3.

МГ West – East 1 был построен ранее, чем МГ West – East 2 и West – East 3, поэтому отсчет протяженности МГ West – East 1 начинается от месторождения Hetianhe, относящегося к месторождениям бассейна Tarim, и расположенного недалеко от населенного пункта Lunnan. Участок от ГИС Horgas (0 *км*) до узловой точки Shanshan (847 *км*), где к МГ West – East 2 и West – East 3 подключается МГ West – East 1 будем считать, как лупинг МГ West – East 2 L=847 *км*.

На 380 *км* (Dushanzi) на газотранспортной системе установлена КС Kuytub, подключена ГРС Dushanzi и начинается газопровод отвод L=140 *км* до ГРС Karamay. К узловой точке Dushanzi, также подключено ПХГ Hutubi. На 515 *км* возможно на одном из газопроводов газотранспортной системы установлена КС Manas. На 605 *км* (Urumqi) установлена КС Urumqi, подключена ГРС Urumqi и начинается газопровод отвод L=195 *км*. К КС Urumqi будет подключен перспективный газопровод, начинающийся на границе с Россией от МГ Сила Сибири 2. Недалеко от КС Urumqi находится месторождение Kelameili, относящейся к бассейну Junggar. На 775 *км* установлена КС Turpan. На 847 *км* газотранспортной

системы в узловой точке Shanshan, к которой подключена ГРС Shanshan. К МГ Looping West – East 1, МГ West – East 2 и West – East 3 подключается МГ West – East 1 (567 *км*).

МГ West – East 1 L=3816 *км* D_y=1000 *мм* начинается от месторождения Hetianhe, относящегося к месторождениям бассейна Tarim, и расположенного недалеко от населенного пункта Lunnan. В этом месте установлена КС Luntai. К МГ West – East t 1 газопроводом Kela-2 – Luntai L=336 *км* подключены месторождения Kela-2, Dina-2, Keshen-2. К МГ West – East 1 подключены ГРС Lunnan (0 *км*), ГРС Korla (172 *км*).

От, КС Luntai начинается газопровод Luntai – Hotan L=780 *км*. К газопроводу Luntai – Hotan подключены ГРС Nanlun (226 *км*), ГРС Tarhong (480 *км*), ГРС Taxinam (550 *км*) и ГРС Hotan (780 *км*). От узловой точки Nanlun (226 *км*) начинается газопровод Nanlun – Kashgar L=520 *км*. К узловой точке Tarhong (480 *км*) подключен газопровод L=882 *км* Kashgar – Tarhong, который начинается в узловой точке Kashgar. На 550 *км* (Hotan) этот газопровод соединяется с газопроводом Lunnan – Hotan.

От узловой точки Irkeshtam, расположенной на границе с Киргизией, начинается строящийся (по данным 2015 г.) газопровод West – East 4, являющийся продолжением строящегося газопровода Central Asia D. Газопровод West – East 4 проходит параллельно газопроводам Nanlun – Kashgar и West – East 1. Газопровод West – East 4 заканчивается в узловой точке Shanshan (847 *км*), подключаясь к газотранспортной системе West – East.

От узловой точки Shanshan (567/847 *км*) МГ West – East 1 D_y=1000 *мм*, МГ West-East 2 D_y=1000 *мм* P_y=10 *МПа* и МГ Westм–мEast 3 D_y=1000 *мм* P_y=10 *МПа* располагаются в одном технологическом коридоре. На 567/847 *км* к газотранспортной системе подключена ГРС Shanshan, на 837/1117 *км* ГРС Hani, на 1020/1300 *км* газопроводы пересекают границу между провинциями Xinjiang и Gansu, на 1094/1374 *км* подключена ГРС Liuyuan, на 1587/1867 *км* ГРС Zhangyer, на 1806/2086 *км* ГРС Wuwei и на 1950/2230 *км* ГРС Gantang. На 1387/1667 *км* установлена КС Jiuquan, на 1806/2086 *км* установлена КС Wuwel. От 1950/2230 *км* (Gantang) газотранспортной системы West – East начинается газопровод перемычка Gantang – Lanzhou L=176 *км* с узловой точкой Lanzhou и газопровод Gantang – Jingbian L=615 *км*. На 2014/2294 *км* газопроводы газотранспортной системы West – East пересекают границу между провинциями Gansu и Ningxia. На 2060/2340 *км* расположена узловая точка Zhongwei, где установлена КС Yinchuan, к которой подключена ГРС Zhongwei. От узловой точки Zhongwei (КС Yinchuan) начинается газопровод Zhongwei – Guiyang L=1298 *км*. От узловой точки Zhongwei газопроводы МГ West – East 2, МГ West – East 3 и МГ West – East 1 расходятся в разных направлениях.

МГ West – East 1 на 2250 *км* пересекает границу между провинциями Ningxia и Shaanxi. На 2384 *км* расположена узловая точка Jingbian, недалеко от которой располагается месторождения газа Zizhou, Mizhi, Yulin, Shenmu, Daniudi, Wushenqi, Sulige, Liuyangbao и нефтегазовое месторождение Jingbian, относящиеся к бассейну Ordos. В узловой точке Jingbian установлена КС Jingbian и подключено ПХГ Shaan 224, ГРС Jingbian и газопровод Lanzhou – Jingbian (615 *км*). От узловой точки Jingbian начинается газопровод Shanjing-1(Jingbian – Beijing) L=736 *км* D_y=700 *мм* и газопровод перемычка Jingbian – Xi'an L=389 *км*, к которой подключены на 130 *км* ГРС Yan'an, на 324 *км* ГРС Jinghua и на 389 *км* ГРС Xi'an. На 2540 *км* МГ West – East 1 пересекает границу между провинциями Shaanxi и Shanxi, на 2578 *км*

подключена ГРС Shilou, на 2680 *км* ГРС Linfen, на 2814 *км* ГРС Changzhi, на 2875 *км* ГРС Jincheng, на 2893 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Shanxi и Henan, на 2980 *км* от узловой точки Zhengzhou начинается газопровод перемычка L=198 *км* с узловой точкой Songxian, расположенной на 3155 *км* МГ West – East 2 и МГ West – East 3, на 114 *км* которой начинается газопровод отвод L=147 *км* до ГРС Houma и подключена ГРС Luovang.

От узловой точки Zhengzhou начинается газопровод Zhengzhou – Wuhan L=460 *км* на 140 *км* которого подключена ГРС Luohe, на 300 *км* ГРС Xinyang, а на 330 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Henan и Hubei.

На 3144 *км* к МГ West – East 1 подключена ГРС Zhoukou, на 3210 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Henan и Anhui, на 3379 *км* подключена ГРС Huainan, на 3420 *км* начинается газопровод отвод L=80 *км* до ГРС Hefei, на 3532 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Anhui и Jiangsu, на 3560 *км* в узловой точке Nanjing к газопроводу подключена ГРС Nanjing, начинается газопровод Nanjing – Jinan L=566 *км* и газопровод отвод L=207 *км* до ГРС Nantong. Недалеко от населенного пункта Nantong располагается терминалы регазификации СПГ Rudong и Qidong. На участке от 3560 *км* до 3675 *км* к газопроводу подключено ПХГ Jintan. На 3675 *км* МГ West – East 1 подключена ГРС Changzhou и начинается газопровод отвод L=166 *км* до ГРС Hangzhou, на 3790 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Jiangsu и Shanghai. МГ West – East 1 заканчивается на 3816 *км* (Baihe Town) в провинции Shanghai к которой подключен терминал СПГ Shanghai (Yangshan). К узловой точке Baihe Town и к терминалам СПГ Zhoushan и Ningbo подключены, связанные между собой, газовые месторождения, расположенные в East Sea Basin в Восточно-Китайском море (Songnan, Longjing, Baoyunting, Pinghu, Chunxiao), примерно в 570 *км* от берега.

От узловой точки Zhongwei (2340 *км*) МГ West – East 2 и МГ West – East 3, расположенные в одном технологическом коридоре, продолжаются, поворачивая на юг страны. На 2540 *км* к газопроводам подключена ГРС Guyuan, на 2592 *км* они пересекают границу между провинциями Ningxia и Gansu, на 2610 *км* подключена ГРС Pingliang, на 2710 *км* газопроводы пересекают границу между провинциями Gansu и Shaanxi. На 2857 *км* в узловой точке Xi'an на МГ West-East 2 и МГ West-East 3 установлена КС Xi'an к которой подключена ГРС Xi'an, газопровод Jingbian-Xi'an L=389 *км*, к которому на 130 *км* подключена ГРС Yan'an, на 324 *км* Jinghua и начинается газопровод перемычка Xi'an – Chengxian L=352 *км* от которого на 222 *км* (Hanzhono) начинается газопровод отвод L=204 *км* до ГРС Hanbin. На 2990 *км* газопроводы West – East 2 и West – East 3 пересекают границу между провинциями Shaanxi и Henan. К узловой точке Songxian, расположенной на 3155 *км* МГ West – East 2 и МГ West – East 3, подключена ГРС Songxian и газопровод перемычка L=198 *км*, которая начинается от узловой точки Zhengzhou (2980 *км*) МГ West – East 1. На 3280 *км* установлена КС Nanyang, которую на 312 *км* пересекает газопровод Shaan – Jing 3. На 3364 *км* газопроводы West – East 2 и West – East 3 пересекают границу между провинциями Henan и Hubei. На 3392 *км* в узловой точке Zaoyang, где подключена ГРС Zaoyang и газопровод перемычка с 187 *км* (Xiangyang) газопровода Shanjing-3, к которой на 63 *км* подключена ГРС Zhangjiajizhen, МГ West – East 2 и МГ West – East 3 расходятся.

МГ West – East 2 на 3657 *км* в узловой точке Wuhan, где предположительно установлена КС Wuhan, пересекает 722 *км* (Wuhan) МГ Sichuan – Shanghai, на 3764 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Hubei и Jiangxi, на 3764 *км* к газопроводу подключается ГРС Nanchang и начинается газопровод Nanchang –

Shanghai L=711 *км*. На 3930 *км* к МГ West – East 2 подключена ГРС Meilinzhen и газопровод перемычка L=134 *км* с 3982 *км* (Pingxiang) МГ West-East 3. На 4077 *км* в узловой точке Ji'an МГ West-East 2 пересекает 4080 *км* МГ West-East 3. На 4286 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Jiangxi и Guangdong, на 4569 *км* в узловой точке Guangzhou к газопроводу подключена ГРС Guangzhou и начинается газопровод до терминала СПГ Zhuhai, к которому подключены на 50 *км* ГРС Dongguan, на 100 *км* ГРС Shenzhen и на 103 *км* ГРС Hong Kong. Рядом с терминалом СПГ Zhuhai расположены терминал СПГ Shenzhen Diefu и Dongguan. На 4589 *км* к МГ West – East 2 подключены ГРС Foshan, а на 4649 *км* ГРС Zhaoging. На 4789 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Guangdong и Guangxi Zhuang, на 4989 *км* в узловой точке Guigang к газопроводу подключена ГРС Guigang и газопровод Myanmar – China. МГ West – East 2 заканчивается в узловой точке Nanning на 5119 *км*, где к нему подключена ГРС Nanning и начинается газопровод отвод L=218 *км* до ГРС Baise, к которому на 42 *км* подключена ГРС Tanluozhen и начинается газопровод отвод L=90 *км* до ГРС Chongzu. От узловой точки Nanning начинается газопровод отвод L=200 *км* до ГРС Beihai, от которого на 100 *км* подключена ГРС Qinzhou и начинается газопровод отвод L=33 *км* до ГРС Fangchenggang. Недалеко от населенного пункта Beihai расположен терминал СПГ Guangxi.

МГ West – East 3 на 3585 *км* в узловой точке Qianjiang пересекает 587 *км* (Qianjiang) МГ Sichuan – Shanghai, на 3680 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Hubei и Hunan, на 3695 *км* к газопроводу подключена ГРС Yueyang, на 3835 *км* ГРС Changsha, на 3845 *км* подключен газопровод отвод L=45 *км* до ГРС Xiangtan и ГРС Zhuzhou, на 3928 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Hunan и Jiangxi. На в узловой точке Pingxiang к МГ West – East 3 подключена ГРС Pingxiang и начинается газопровод перемычка L=134 *км* с 3930 *км* МГ West – East 2 (Meilinzhen). На 4080 *км* в узловой точке Ji'an МГ West – East 3 пересекает 4077 *км* МГ West – East 2. На 4182 *км* к МГ West – East 3 подключена ГРС Gulonggangzhen, на 4249 *км* ГРС Ruijin, на 4277 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Jiangxi и Hunan, на 4280 *км* подключена ГРС Changting, на 4380 *км* ГРС Longyan, на 4465 *км* ГРС Shitingzhen, на 4475 *км* ГРС Zhiashanzhen и на 4488 *км* ГРС Zhangzhou, где МГ West – East 3 и заканчивается.

Между узловыми точками и располагается строящийся (по данным 2015 г.) газопровод Zhangzhou – Guangzhou к которому подключены терминалы СПГ Yuedong, Shenzhen Diefu и Dongguan.

От узловой точки Zhangzhou начинается газопровод Zhangzhou – Fujian L=240 *км* к которому на 40 *км* подключена ГРС Xiamen, на 129 *км* ГРС Quanzhou, на 209 *км* ГРС Pution, на 240 *км* ГРС Fuqing и ГРС Keyuo. В конце газопровода расположены терминалы СПГ Fujian Putain и Fujian Fuqing.

От связанных между собой месторождений Sebel-1, Sebel-2, Tainan, Dengping, относящихся к месторождениям бассейна Qaidam, расположенного в Цайдамской впадине, начинается МГ Qaidam – Lanzhou (Saninlan) D_y=700 *мм* L=953 *км*. На 185 *км* от газопровода начинаются два газопровода отвода L=352 *км* до ГРС Dunhuang, который на 135 *км* пересекает границу между провинциями Qinghaiz и Gansu, и L=138 *км* до ГРС Golmud. На 675 *км* установлена КС Haiyan. МГ Qaidam – Lanzhou заканчивается в узловой точке Lanzhou на 953 *км*, где к нему подключается

газопровод перемычка Gantang – Lanzhou L=176 *км* от 1950/2230 *км* (Gantang) газотранспортной системы West – East.

От узловой точки Zhongwei, где установлена КС Yinchuan, начинается газопровод Zhongwei – Guiyang L=1298 *км*. На 200 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Ningxia и Gansu, на 327 *км* к газопроводу подключена ГРС Tianshui, на 420 *км* ГРС Chengxian и газопровод перемычка Xi'an – Chengxian L=352 *км*. На 460 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gansu и Shaanxi, а на 473 *км* границу между провинциями Shaanxi и Sichuan. На 564 *км* к газопроводу подключена ГРС Guangyuan и начинается газопровод Guangyuan-Chengdu L=277 *км* к которому подключены на 147 *км* ГРС Mianyang, на 172 *км* ГРС Luojiang и от этой узловой точки начинается газопровод L=331 *км* до узловой точки Liangping, расположенной на 68 *км* газопровода Sichuan – Shanghai. На 197 *км* газопровода Guangyuan – Chengdu подключена ГРС Deyang, на 277 *км* ГРС Chengdu, где газопровод и заканчивается. От узловой точки Chengdu начинается газопровод Chengdu-Dali L=680 *км* до узловой точки Dali (680 *км*), расположенной на 290 *км* МГ Myanmar – China. На 120 *км* этого газопровода подключена ГРС Ya'an. Участок от 120 *км* (Ya'an) до 680 *км* (Dali) находится в стадии строительства (по данным 2015 г.).

К узловой точке Chengdu подключаются газопроводы Zigong – Chengdu L=210 *км* и Meishan – Chengdu L=64 *км*.

К узловой точке Guangyuan (564 *км*) подключен газопровод перемычка L=106 *км* от узловой точки Dungping, которая поворачивает на восток, огибая месторождения, относящихся к группе месторождений бассейна Sichuan, на 98 *км* к газопроводу подключена ГРС Bazhong, на 0 *км* ГРС Dazhou.

От узловой точки Dazhou начинается МГ Zhongwei – Guiyang. На 813 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Sichuan и Chongqing, а на 1086 *км* границу между провинциями Chongqing и Guizhou. На 979 *км* в узловой точке Chongqing к газопроводу подключена ГРС Chongqing, газопровод перемычка Liangping – Chongqing L=160 *км* и ПХГ Xiangguosi.

От узловой точки Chongqing начинаются два газопровода: Chongqing – Luzhou L=158 *км* и Chongqing – Zigong L=206 *км*, которые пересекают границу между провинциями Chongqing и Sichuan на 100 *км* и 114 *км* соответственно. От узловой точки Zigong начинается газопровод Zigong – Chengdu L=210 *км*. От узловой точки Luzhou начинается газопровод Luzhou – Ya'an L=285 *км* на 85 *км* которого подключена ГРС Zigong, на 210 *км* подключена ГРС Meishan и начинается газопровод Meishan – Chengdu L=64 *км*.

На 1173 *км* к газопроводу Zhongwei – Guiyang подключена ГРС Zunyi. Газопровод Zhongwei – Guiyang заканчивается в узловой точке Guiyang (1298 *км*), где он соединяется с 1002 *км* МГ Myanmar – China.

От месторождений, относящихся к группе месторождений бассейна Sichuan (Tieshanpo, Dungping, Luojiazhai, Puguang, Longgang, Yuanba, Xinchang, Bajiaochang, Guang'an, Wolonghe, Datianchi, Anyue, Moxi, Hechuan, Chengdu, Qiongxi, Luodai, Weiyuan) в узловой точке Dazhou (0 *км*), где подключена ГРС Dazhou, начинается МГ Sichuan – Shanghai D_y=700/1000 *мм* L=1447 *км* на котором установлено восемь компрессорных станций (на схеме места расположения КС указаны ориентировочно). Первый участок газопровода до узловой точки Wuhan D_y=700 *мм*. Второй участок от узловой точки Wuhan D_y=1000 *мм*. На 45 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Sichuan и Chongqing, на 68 *км* в узловой точке

Liangping к газопроводу подключена ГРС Liangping, газопровод Luojiang – Liangping L=331 *км* и начинается газопровод перемычка Liangping – Chongqing L=160 *км*. На 113 *км* МГ Sichuan – Shanghai подключена ГРС, на 154 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Chongqing и Hubei, на 200 *км* подключена ГРС Lichuan, на 250 *км* ГРС Enshi, на 290 *км* ГРС Jianshi, на 320 *км* ГРС Dazhipingzhen, на 431 *км* ГРС Yichang, на 525 *км* ГРС Jingzhou и начинается газопровод Shanjing-3. На 587 *км* в узловой точке Qianjiang подключена ГРС Qianjiang и МГ Sichuan – Shanghai пересекает МГ West – East 3. На 722 *км* в узловой точке Wuhan, где МГ Sichuan – Shangha пересекает МГ West – East 2 подключена ГРС Wuhan и газопровод Zhengzhou-Wuhan L=460 *км*. На 882 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Hubei и Anhui, на 992 *км* подключена ГРС Anqing, на 1076 *км* ГРС Tongling, на 1163 *км* ГРС Xuancheng, на 1290 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Anhui и Zhejiang, на 1308 *км* подключена ГРС Hangzhou, на 1362 *км* к газопроводу подключена перемычка с 650 *км* газопровода Nanchang-Shanghai, к которой подключена ГРС Jiaxing. МГ Sichuan – Shanghai заканчивается на 1447 *км* (Baihe Town), соединяясь с 3816 *км* МГ West – East 1. К узловой точке Baihe Town подключено газовое месторождение, расположенное примерно в 570 *км* в Восточно-Китайском море и терминал СПГ Shanghai (Yangshan).

От узловой точки Nanchang, расположенной на 3881 *км* МГ West – East 2 начинается газопровод Nanchang – Shanghai L=711 *км*. На 245 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Jiangxi и Anhui, на 290 *км* к газопроводу подключена ГРС Quzhou, на 370 *км* ГРС Jinhua, на 440 *км* ГРС Dongyang, на 525 *км* газопровод отвод до ГРС Shaoxing, на 555 *км* ГРС Hangzhou-2 и газопровод от терминалов СПГ Ningbo и Zhoushan, на 650 *км* к газопроводу подключена перемычка с 1362 *км* МГ Sichuan – Shanghai, к которой подключена ГРС Jiaxing. Газопровод Nanchang – Shanghai заканчивается на 711 *км* (Baihe Town), соединяясь с 3816 *км* МГ West – East 1 и 1447 *км* МГ Sichuan – Shanghai.

От узловой точки Gantang, расположенной на 2230 *км* МГ West – East 2, МГ West – East 3 и на 1950 *км* МГ West – East 1 начинается газопровод Gantang – Jingbiang L=615 *км*. Через 23 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gansu и Inner Mongolia, на 330 *км* границу между провинциями Inner Mongolia и Ningxia, на 363 *км* к газопроводу подключена ГРС Yinchuan, на 330 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Ningxia и Inner Mongolia, на 604 *км* границу между провинциями Inner Mongolia и Ningxia. Газопровод Gantang – Jingbian заканчивается на 615 *км* в узловой точке Jingbian, где он соединяется с 2384 *км* МГ West – East 1 и где подключено ПХГ Shaan 224. Недалеко от узловой точки Jingbian располагаются месторождения бассейна Ordos: Jingbian, Zizhou, Mizhi, Yulin, Shenmu, Daniudi, Wushenqi, Sulige, Liuyangbao, подключенные к системе газоснабжения.

От узловой точки Jingbian, расположенной на 2384 *км* МГ West – East 1 и на 615 *км* газопровода Gantang – Jingbian, начинается МГ Shaan – Jing 1 L=736 *км* D_y=900 *мм* P_y=6,4 МПа. На газопроводе установлены три компрессорных станции. На 60 *км* к газопроводу подключена ГРС Hengshan, на 116 *км* ГРС Yulin и начинается МГ Shaan – Jing 2, на 214 *км* ГРС Shenmu, на 254 *км* ГРС Yangjiawanzhen и газопровод пересекает границу между провинциями Shaanxi и Shanxi, на 374 *км* ГРС Zhangcaizhuangxiang, на 382 *км* ГРС Shuozhou, на 499 *км* ГРС Yunyuan, на 550 *км* ГРС Guangling, на 560 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Shanxi и Hebei, на 678 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Hebei

и Beijing. МГ Shaan – Jing 1 заканчивается на 736 *км*, где установлена ГРС Beijing-1.

От узловой точки Yulin, расположенной на 116 *км* МГ Shaan – Jing 1 начинается МГ Shaan – Jing 2 L=705 *км* D_y=1000 *мм* P_y=10 МПа. На первом участке от узловой точки Yulin (0 *км*) до узловой точки Jiaxian (72/80 *км*) газопровод состоит из двух параллельных трубопроводов L=72 *км* и L=80 *км*). На 85 *км* МГ Shaan – Jing 2 пересекает границу между провинциями Shaanxi и Shanxi. В узловой точке Jiaxian (72/80 *км*) подключена ГРС Jiaxian, на 114 *км* подключена ГРС Jicuixang, на 202 *км* ГРС Fengrunzhen, на 264 *км* ГРС Taiyuan, на 351 *км* ГРС Yangquan, на 380 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Shanxi и Hebei. На 437 *км* к МГ Shaan – Jing 2 подключена ГРС Shijazhuang и газопровод перемычка L=190 *км* с узловой точкой Dezhou (927 *км*) МГ Shaan-Jing 3. На 558 *км* к МГ Shaan – Jing 2 подключена ГРС Baoding, на 655 *км* ГРС Gu'an. МГ Shaan – Jing 2 заканчивается на 705 *км*, где установлена ГРС Beijing-2.

От узловой точки Jingzhou, расположенной на 525 *км* МГ Sichuan – Shanghai начинается МГ Shaan – Jing 3 L=1261 *км*. На 73 *км* к газопроводу подключена ГРС Jingmen, на 187 *км* ГРС Xiangyang, газопровод отвод L=141 *км* до ГРС Shiyan и начинается газопровод перемычка с узловой точкой Zaoyang, расположенной на 3392 *км* МГ West – East 2 и МГ West – East 3, на котором на 33 *км* подключена ГРС Zhangjiajizhen. На 231 *км* МГ Shaan – Jing 3 пересекает границу между провинциями Hubei и Henan, на 258 *км* к газопроводу подключена ГРС Dengzhou, на 312 *км* ГРС Nanyang, на 480 *км* ГРС Xuchang, на 573 *км* к газопроводу подключена ГРС Kaifeng и газопровод перемычка L=56 *км* с узловой точкой Zhengzhou, расположенной на 2980 *км* МГ West – East 1. На участке от 312 *км* до 480 *км* к газопроводу подключено ПХГ Pingdingshan. На 699 *км* к МГ West – East 3 подключена ГРС Puyong, ПХГ Wen 96 и начинается газопровод Puyong – Qingdao. На 751 *км* МГ Shaan – Jing 3 пересекает границу между провинциями Henan и Hebei, на 771 *км* границу между провинциями Hebei и Shandong. В узловой точке Dezhou (927 *км*) к газопроводу подключается ГРС Dezhou, газопровод перемычка L=112 *км* с узловой точкой Jinan, расположенной на 218 *км* газопровода Puyong – Qingdao и газопровод перемычка L=190 *км* с узловой точкой Shijazhuang, расположенной на 437 *км* МГ Shaan-Jing 2. На 933 *км* МГ Shaan – Jing 3 пересекает границу между провинциями Shandong и Hebei. На 1030 *км* в узловой точке Cangzhou к МГ Shaan – Jing 3 подключена ГРС Cangzhou и газопровод перемычка L=200 *км* с узловой точкой Zibo, расположенной на 308 *км* газопровода Puyong – Qingdao. На 1075 *км* МГ Shaan – Jing 3 пересекает границу между провинциями Hebei и Shandong. На 1142 *км* в узловой точке Tianjin к газопроводу подключена ГРС Tianjin, ПХГ Bohai и газопровод L=220 *км* от месторождения Bohai, расположенного в море Bohai, к которому подключен терминал СПГ FSRU Tianjin Binhai. В районе узловой точки Tianjin расположен терминал СПГ Tianjin Nangang и целый ряд ПХГ: Suqiao, Jing 51, Yong 22, Jing 58. На 1206 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Shandong и Hebei, а на 1216 *км* границу между провинциями Hebei и Beijing. МГ Shaan-Jing 3 заканчивается на 1261 *км*, где установлена ГРС Beijing-3.

От месторождения Bohai, расположенного в море Bohai начинается газопровод Bohai – Weihai, к которому на 120 *км* подключена ГРС Longkou, на 216 *км* ГРС Yantai, на 278 *км* ГРС Weihai.

От терминала СПГ Dalian, расположенного недалеко от населенного пункта Dalian начинается газопровод Dalian – Shenyang L=362 *км*, к которому подключена ГРС Dalian (0 *км*). На 275 *км* к газопроводу подключена ГРС Anshan, на 300 *км* ГРС Liaoyang, на 362 *км* ГРС Shenyang. Газопровод Dalian – Shenyang заканчивается в узловой точке Shenyang, от которой начинается газопровод Shenyang – Beijing и строящийся (по данным 2015 г.) газопровод Shenyang – Harbin.

От узловой точки Shenyang начинается газопровод Shenyang – Beijing L=660 *км*, к которому на первом участке подключены ПХГ Double 6 и Shuang 6. На 204 *км* к газопроводу подключена ГРС Jinzhou, на 260 *км* ГРС Huludao, на 370 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Liaoning и Hebei, на 389 *км* подключена ГРС Qinhuangdao, на 519 *км* подключена ГРС Tangshan и терминал СПГ Tangshan. Газопровод Shenyang – Beijing заканчивается на 660 *км*, где установлена ГРС Beijing-4.

От узловой точки Shenyang начинается газопровод Shenyang – Harbin L=514 *км*. На 146 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Liaoning и Jilin. На 193 *км* (Xingkai) от газопровода Shenyang – Harbin начинается газопровод отвод L=271 *км* к которому на 69 *км* подключена ГРС Liaoyuan, на 222 *км* ГРС Toghua и на 271 *км* ГРС Baishan. На 275 *км* в узловой точке Changchun к газопроводу Shenyang – Harbin подключена ГРС Changchun, перемычка с МГ East Siberia – China и начинается газопровод Shenyang – Hunchun к которому на 97 *км* подключена ГРС Jilin, на 252 *км* ГРС Dunhua, на 370 *км* ГРС Yanbian и на 451 *км* ГРС Hunchun. От 97 *км* (Jilin) газопровода Shenyang – Hunchun начинается газопровод, к которому на 350 *км* подключена ГРС Baicheng, а на 590 *км* ГРС Huolin Gul. На 434 *км* газопровод Shenyang – Harbin пересекает границу между провинциями Jilin и Heilongjiang. Газопровод Shenyang – Harbin заканчивается на 514 *км*, где установлена ГРС Harbin.

От месторождения Xushen, относящегося к месторождениям бассейна Songliao (Longshen, Changling-1, Songnan, Xushen) начинается газопровод Xushen – Harbin L=147 *км*. Здесь же расположено ПХГ Lamadian. Этот газопровод является перемычкой между газопроводом Shenyang – Harbin и МГ East Siberia – China.

МГ East Siberia – China L=3371 *км* D_y=1400 *мм* начинается от МГ Сила Сибири на границе с Россией недалеко от населенного пункта Heihe. Газопровод состоит из трех последовательных участков (северный, промежуточный и южный).

Северный участок МГ East Siberia – China L=1067 *км* располагается от ГИС Heihe до узловой точки Cangling County, расположенной на границе провинций Jilin и Inner Mongolia. На 595 *км* (Jifangtun) МГ East Siberia – China пересекает газопровод Daqing – Harbin, на 768 *км* пересекает границу между провинциями Heilongjiang и Jilin, на 896 *км* к газопроводу подключается перемычка с 275 *км* (Changchun) газопровода Shenyang – Harbin.

Промежуточный участок МГ East Siberia – China L=1100 *км* расположен от узловой точки Cangling County до узловой точки Yongqing. На 1110 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Inner Mongolia и Liaoning. В узловой точке Shenyang (1507 *км*) МГ East Siberia – China поворачивает и дальше продолжается параллельно газопроводу Shenyang – Beijing. На 1877 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Liaoning и Hebei, на 2026 *км* он поворачивает, пересекает газопроводы Shenyang – Beijing и Shaan – Jing 3, на 2072 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Hebei и Tianjin. Промежуточный участок МГ East Siberia – China заканчивается в узловой точке Yongqing на 2167 *км*.

Южный участок МГ East Siberia – China L=1204 *км*, находящийся в стадии завершения строительства (по данным 2015 г.), расположен от узловой точки Yongqing (2167 *км*) до узловой точки Shanghai (2167 *км*). Газопровод проложен вдоль побережья Желтого моря (Yellow Sea) пересекая территории провинций Tianjin, Hebei, Shandong, Jiangsu и Shanghai.

От 699 *км* (Puyong) МГ Shaan – Jing 3 и начинается газопровод Puyong – Qingdao L=546 *км*. На 48 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Henan и Shandong, на 118 *км* к газопроводу подключена ГРС Liaocheng, на 218 *км* в узловой точке Jinan подключена ГРС Jinan, газопровод Nanjing – Jinan (566 *км*) и начинается газопровод перемычка L=112 *км* с узловой точкой Dezhou, расположенной на 927 *км* МГ Shaan – Jing 3. В узловой точке Zibo на 308 *км* к газопроводу Puyong – Qingdao подключена ГРС Zibo и начинается газопровод перемычка L=200 *км* с узловой точкой Cangzhou, расположенной на 1030 *км* МГ Shaan-Jing 3. На 408 *км* к газопроводу подключена ГРС Weifang, на 546 *км* ГРС. Газопровод Puyong – Qingdao заканчивается в узловой точке Qingdao, где к нему подключен терминал СПГ Qingdao.

Газопровод Nanjing – Jinan L=566 *км* начинается от узловой точки Nanjing, расположенной на 3560 *км* МГ West – East 1. На 50 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Jiangsu и Anhui, на 92 *км* границу между провинциями Anhui и Jiangsu, на 166 *км* к газопроводу подключена ГРС Huai'an, на 268 *км* газопровод отвод L=80 *км* до ГРС Lianyungang, на 269 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Jiangsu и Shandong, на 358 *км* к газопроводу подключена ГРС Linyi. На участке от 92 *км* до 166 *км* к газопроводу подключено ПХГ Liuzhuang. Газопровод Nanjing – Jinan заканчивается на 566 *км* в узловой точке Jinan, подключаясь к 218 *км* газопровода Puyong – Qingdao.

От границы с Мьянмой начинается МГ Myanmar – China L=1527 *км* D_y=1000 *мм* P_y=10 МПа. Через 2 *км* после границы установлена ГИС Wanding. На 61 *км* к газопроводу подключена ГРС Dehong, на 150 *км* ГРС Baoshan, на 290 *км* ГРС Dali и строящийся газопровод Chengdu – Dali (680 *км*), на 430 *км* ГРС Chuxiong, на 508 *км* ГРС Lubiaozhen и газопровод отвод L=82 *км* до ГРС Yuxi, на 561 *км* ГРС Kumming, на 607 *км* ГРС Yanglinzhen, на 686 *км* ГРС Qujing, на 740 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Yunnan и Guizhou, на 758 *км* ГРС Panxian, на 925 *км* ГРС Anshun, на 985 *км* ГРС Qingzhen и МГ Zhongwei-Guiyang (1298 *км*), на 1002 *км* ГРС Guiyang и газопровод отвод L=126 *км* до ГРС Zunyi, на 1210 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Guizhou и Guangxi Zhuang, на 1290 *км* ГРС Yechi, на 1446 *км* ГРС Laibin и газопровод отвод L=209 *км* до ГРС Guilin, которому на 78 *км* подключена ГРС Liuzhou. МГ Myanmar – China заканчивается в узловой точке Guigang на 1527 *км*, где он подключается к 4989 *км* МГ West – East 2.

От терминала СПГ Yung-An (Kaohsiung), расположенного в южной части острова Тайвань начинается распределительный газопровод Kaohsiung – Taipel L=327 *км*. На 0 *км* к газопроводу подключена ГРС Kaohsiung City, на 52 *км* ГРС Tainan Citi, на 260 *км* ГРС Taichung City, на 293 *км* ГРС Taoyung City. Газопровод Kaohsiung – Taipel заканчивается на 327 *км*, где подключена ГРС Taipel.

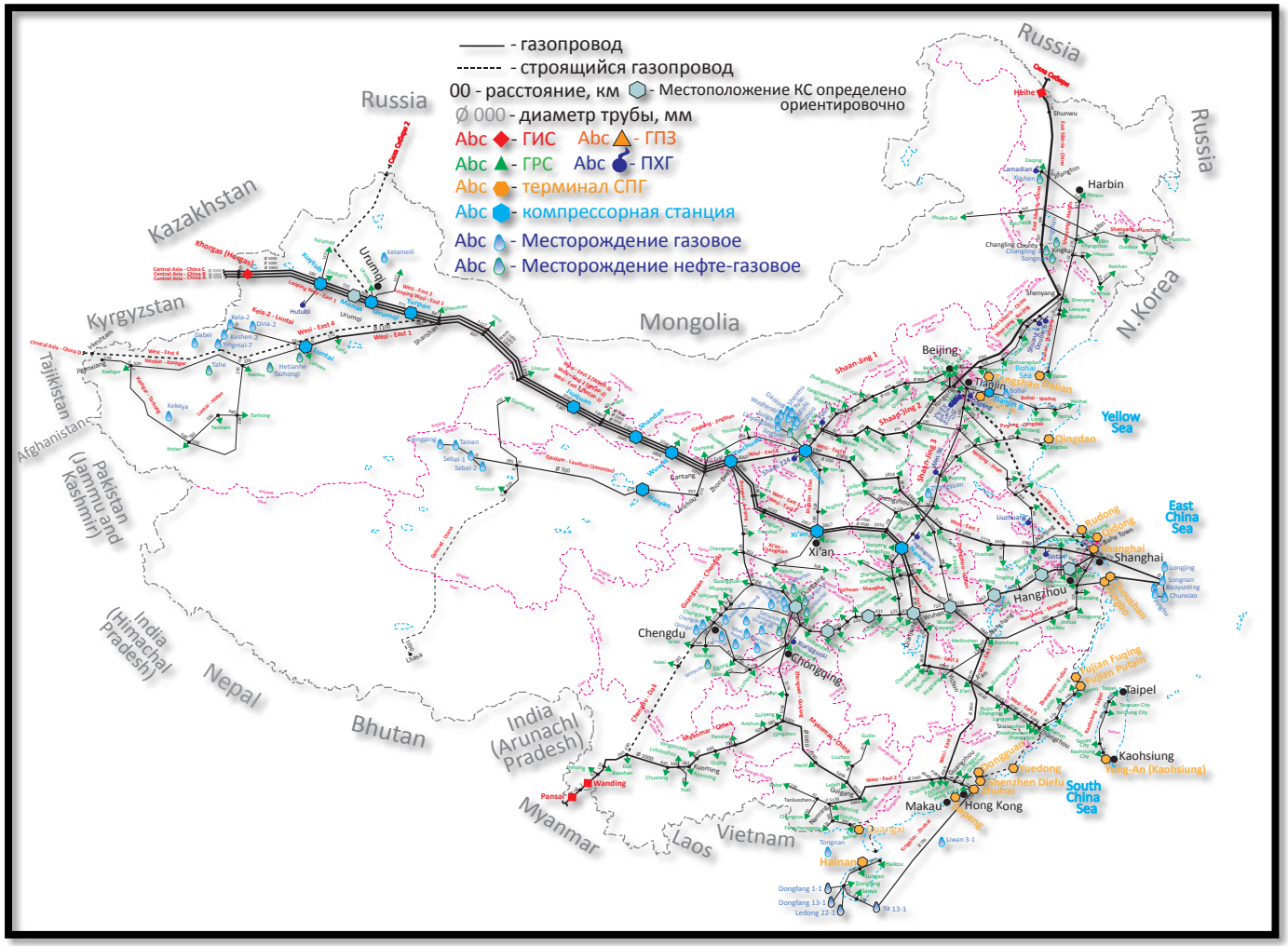


Рис. 2.2.111. Потоковая схема газопроводов Китая

От месторождения Ya 13-1, относящегося к месторождениям бассейна Yingqion, начинается подводный газопровод Yingqion – Zhuhai L=778 *км* D_y=700 *мм*. Газопровод заканчивается на 778 *км*, подключаясь к терминалу СПГ Zhuhal. Между городами Hong Kong и Macau распложен терминал СПГ Dapeng.

От месторождения Ya 13-1, начинается подводный газопровод длиной около 120 *км* до узловой точки Sanya, расположенной на южной части острова Hainan. От узловой точки Sanya начинается РГ Sanya – Haikou L=345 *км*. На 0 *км* к газопроводу подключена ГРС Sanya, на 145 *км* ГРС Dongfang и подводные газопроводы от месторождений Ledong 22-1, Dongfang 13-1 и Dongfang 1-1 бассейна Yingqion, на 280 *км* ГРС Lungao и терминал СПГ Hainan. РГ Sanya – Haikou заканчивается на 345 *км*, где к нему подключена ГРС Haikou

2.2.9.11. Газотранспортная система Южной Кореи

Газоснабжение Ю. Кореи осуществляется за счёт поставок газа от регазификации сжиженного природного газа на терминалах СПГ (Tongyeong, Posco-Gwangyang, Incheon, Samcheok).

Система газоснабжения Ю. Кореи состоит из:

- распределительных газопроводов;
- газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей. Рабочее давление в газопроводах системы газоснабжения составляет около P_y=60 Мпа.

От терминала СПГ Tongyeong (Yong Yong), расположенного в южной части страны, начинается газопровод Tongyeong – Busan L=147 *км*. От терминала СПГ Tongyeong начинается газопровод отвод L=14 *км* до ГРС Geoje. На 0 *км* к газопроводу подключена ГРС Tongyeong, на 51 *км* расположена узловая точка Jeongchon-Myeon от которой газопровод поворачивает на восток и от этой же точки начинается газопровод Jeongchon-Myeon – Gwangju. На 52 *км* к газопроводу Tongyeong-Busan подключена ГРС Jinju, на 85 *км* ГРС Haman, на 122 *км* ГРС Gimhae, на 132 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Cyeongsang и Busan. и на 147 *км*, в узловой точке Dongnae-Gu, газопровод отвод L=5 *км* до ГРС Busan. К узловой точке Dongnae-Gu, где заканчивается газопровод Tongyeong-Busan, подключается строящийся газопровод Samcheok – Pohang – Busan.

От узловой точки Dongnae-Gu начинается газопровод Busan – Chaesin-Dong L=96 *км*. На 10 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Busan и South Cyeongsang, на 22 *км* к газопроводу подключена ГРС Yangsan, на 34 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Cyeongsang и Ulsan, на 43 *км* от газопровода начинается газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Nam-Gu, к которому на 15 *км* подключена ГРС Ulsan, на 60 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Ulsan и North Cyeongsang, на к газопроводу подключена ГРС Gyeongju. газопровод Busan – Chaesin-Dong заканчивается на 96 *км* в узловой точке Chaesin-Dong к которой подключена ГРС Chaesin-Dong и начинается газопровод отвод L=18 *км* до ГРС Pohang.

От узловой точки Chaesin-Dong начинается газопровод Chaesin-Dong – Iksan L=185 *км*. На 13 *км* к газопроводу подключена ГРС Gyeonsan, на 18 *км* газопровод пересекает границу между провинциями North Cyeongsang и Daegu, на 39 *км* к

газопроводу подключена ГРС Daegu, на 52 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Daegu и North Cyeongsang, на 67 *км* подключена ГРС Seongju, на 88 *км* ГРС Gimcheon, на 98 *км* газопровод пересекает границу между провинциями North Cyeongsang и North Chungcheong, на 117 *км* начинается газопровод отвод до ГРС Yeongdong, на 131 *км* газопровод пересекает границу между провинциями North Chungcheong и South Chungcheong, на 142 *км* в узловой точке Geumsan к газопроводу подключена ГРС Geumsan и газопровод Pyeongtaek – Geumsan (115 *км*), на 150 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Chungcheong и North Jeolla. Газопровод Chaesin-Dong – Iksan заканчивается в узловой точке Iksan на 185 *км*, где подключена ГРС Iksan, газопровод Pyeongtaek – Iksan (158 *км*), начинается газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Jeonju и газопровод Iksan – Gwangju.

От узловой точки Iksan начинается газопровод Iksan – Gwangju L=98 *км*. На 26 *км* к газопроводу подключена ГРС Gimje, на 48 *км* ГРС Jeongeup, на 62 *км* газопровод пересекает границу между провинциями North Jeolla и South Jeolla и на 90 *км* границу между провинциями South Jeolla и Gwangju. Газопровод Iksan – Gwangju заканчивается в узловой точке Gwangju на 98 *км*, где подключена ГРС Gwangju, газопровод Jeongchon-Myeon – Gwangju (126 *км*), и начинается газопровод отвод L=57 *км* до ГРС Mokpo, к которому на 23 *км* подключена ГРС Naju.

От узловой точки Jeongchon-Myeon, расположенной на 51 *км* газопровода Tongyeong – Busan, начинается газопровод Jeongchon-Myeon – Gwangju L=126 *км*. На 38 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Cyeongsang и South Jeolla, на 66 *км* к газопроводу подключена ГРС Suncheon, газопровод отвод L=32 *км* до ГРС Yeosu и подключается газопроводом L=20 *км* терминал СПГ Posco-Gwangyang. На 108 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Jeolla и Gwangju. Газопровод Jeongchon-Myeon – Gwangju заканчивается на 126 *км* в узловой точке Gwangju, соединяясь с газопроводом Iksan – Gwangju (98 *км*).

От терминала СПГ Pyeongtaek, расположенного в западной части страны, начинаются газопроводы: Pyeongtaek – Iksan, Pyeongtaek – Geumsan, Pyeongtaek – Goyang и Pyeongtaek – Incheon.

Газопровод Tongyeong – Iksan L=158 *км* на 13 *км* пересекает границу между провинциями Gyeonggi и South Chungcheong, на 25 *км* к нему подключена ГРС Dangjin, на 40 *км* (Oilbank) начинается газопровод отвод L=10 *км* до ГРС Seosan, на 51 *км* (Haemi-Myeon) начинается газопровод отвод L=23 *км* до ГРС Taean, на 68 *км* подключена ГРС Hongseong, на 94 *км* ГРС Boryeong, на 128 *км* ГРС Seocheon, на 138 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Chungcheong и North Jeolla, на 140 *км* начинается газопровод отвод L=8 *км* до ГРС Gunsan. Газопровод Tongyeong – Iksan заканчивается на 158 *км* в узловой точке Iksan, где он соединяется с 185 *км* (Iksan) газопровода Chaesin-Dong – Iksan.

Газопровод Pyeongtaek – Geumsan L=115 *км*, начинающийся от терминала СПГ Pyeongtaek, на 13 *км* пересекает границу между провинциями Gyeonggi и South Chungcheong, на 35 *км* в узловой точке Cheonan к нему подключена ГРС Cheonan, газопровод перемычка L=26 *км* с узловой точкой Anseong и начинается газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Asan. На 40 *км* газопровод пересекает границу между провинциями South Chungcheong и Sejong, на 62 *км* к нему подключена ГРС Sejong и начинается газопровод отвод L=22 *км* до ГРС Cheongju, который на 5 *км* пересекает границу между провинциями Sejong и North Chungcheong. На 83 *км* газопровод

пересекает границу между провинциями Sejong и Daejeon, на 88 *км* от газопровода Pyeongtaek – Geumsan начинается газопровод отвод L=6 *км* до ГРС Daejeon, на 102 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Daejeon и South Chungcheong. Газопровода Pyeongtaek – Geumsan заканчивается на 115 *км* в узловой точке Geumsan, где он подключается к 142 *км* (Geumsan) газопровода Chaesin-Dong – Iksan.

Газопровод Pyeongtaek – Goyang L=138 *км*, начинается от терминала СПГ Pyeongtaek. На 34 *км* в узловой точке Anseong к нему подключена ГРС Anseong и начинается газопровод перемычка L=26 *км* с узловой точкой Cheonan газопровода Pyeongtaek – Geumsan (35 *км*). На 56 *км* в узловой точке Yongin к газопроводу подключена ГРС Yongin и начинается газопровод Yongin – Hoengseong. На 77 *км* в узловой точке Gwangiu к газопроводу подключена ГРС Gwangiu, газопровод перемычка L=42 *км* от узловой точки Ansan к которому на 13 *км* подключена ГРС Anyang, на 30 *км* ГРС Seongnam и начинается газопровод отвод Gwangiu – Chuncheon L=64 *км*, который на 38 *км* пересекает границу между провинцией Gyeonggi и Ganwon, на 55 *км* к нему подключена ГРС Changchon-Ri, а на 64 *км* ГРС Chuncheon. На 102 *км* к газопроводу Pyeongtaek – Goyang подключена ГРС Guri и начинается газопровод отвод L=11 *км* до ГРС Namyangju, на 117 *км* в узловой точке Jangam-Dong газопровод Pyeongtaek – Goyang пересекает 56 *км* газопровода Incheon – Uijeongbu 1, а на 118 *км* пересекает 47 *км* газопровода Incheon – Uijeongbu 2. Газопровод Pyeongtaek – Goyang заканчивается на 138 *км*, где в узловой точке Goyang он подключается к 53 *км* газопровода Incheon – Uijeongbu 3.

Газопровод Pyeongtaek – Incheon L=53 *км*, соединяет два терминала СПГ Pyeongtaek и Incheon. На 20 *км* к газопроводу подключена ГРС Hwaseong, на 38 *км* в узловой точке Ansan подключена ГРС Ansan и начинается газопровод перемычка L=42 *км* с узловой точкой Gwangiu, расположенной на 77 *км* газопровода Pyeongtaek-Goyang. На 48 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gyeonggi и Incheon. Газопровод Pyeongtaek – Incheon заканчивается на 53 *км* в узловой точке Incheon, к которой газопроводом L=5 *км* подключается терминал СПГ Incheon и от которой начинаются газопровды Incheon – Uijeongbu 1 и Incheon – Uijeongbu 2.

Газопровод Incheon – Uijeongbu 1 L=61 *км* начинается от узловой точки Incheon. На 12 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Incheon и Gyeonggi, на 20 *км* к нему подключена ГРС Gwangmyeong, на 23 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gyeonggi и Seoul, на 30 *км* к газопроводу подключена ГРС Dongiak-Gu, на 52 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Seoul и Gyeonggi, на 56 *км* газопровод Incheon – Uijeongbu 1 пересекает 117 *км* газопровода Pyeongtaek – Goyang. Газопровод Incheon – Uijeongbu 1 заканчивается на 61 *км* в узловой точке Uijeongbu, к которой подключена ГРС Uijeongbu, газопровод Incheon – Uijeongbu 2 (53 *км*) и газопровод Incheon – Uijeongbu 3 (75 *км*).

Газопровод Incheon – Uijeongbu 2 L=53 *км* начинается от узловой точки Incheon. На 15 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Incheon и Seoul, на 35 *км* к нему подключена ГРС Eunpyeong-Gu и начинается газопровод перемычка L=11 *км* с узловой точкой Goyang, расположенной на 53 *км* газопровода Incheon – Uijeongbu 3. На 43 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Seoul и Gyeonggi, на 47 *км* газопровод Incheon – Uijeongbu 2 пересекает 118 *км*

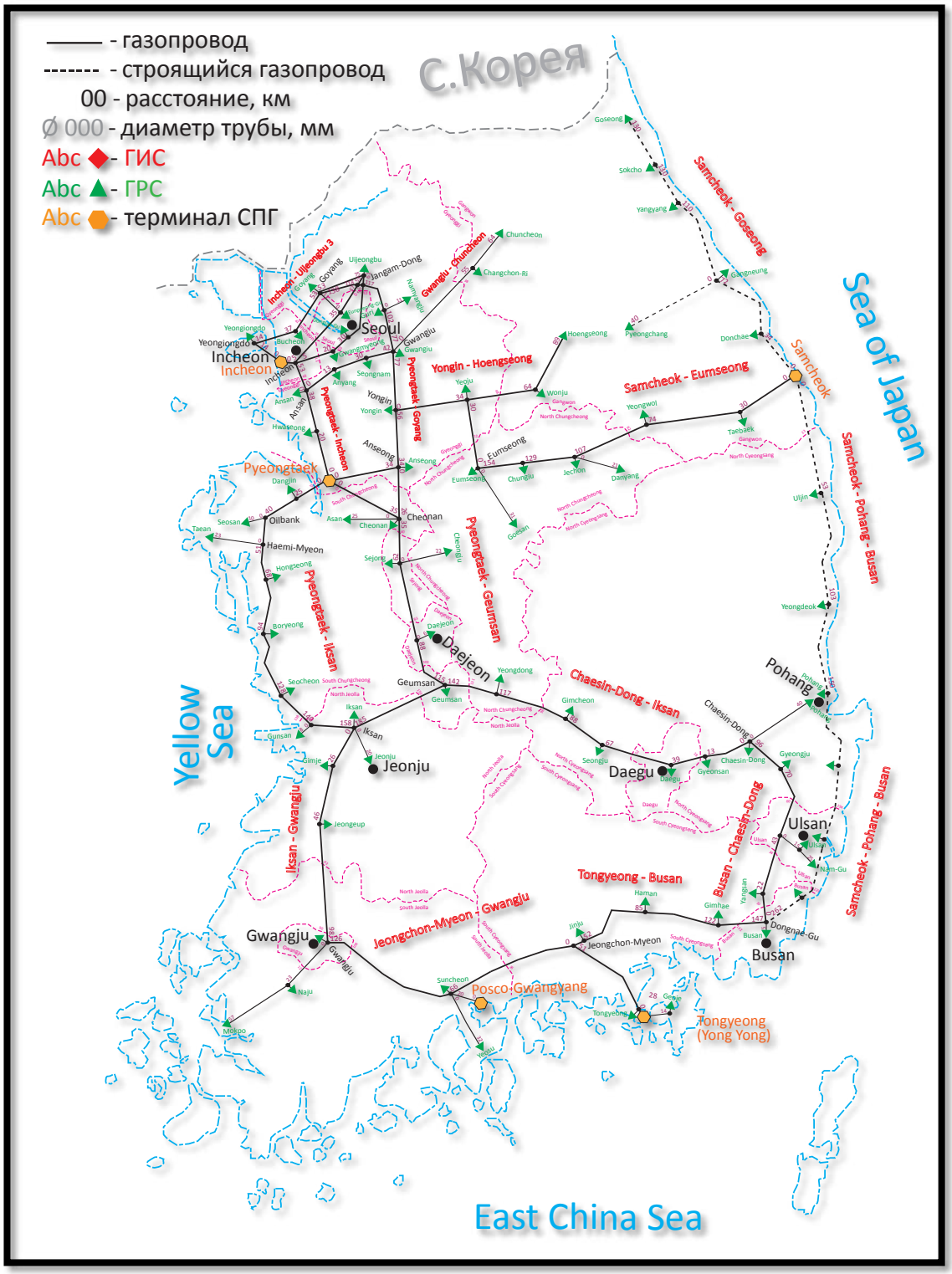


Рис. 2.2.112. Потоковая схема газопроводов Южной Кореи

газопровода Pyeongtaek – Goyang. Газопровод Incheon – Uijeongbu 2 заканчивается на 53 *км* в узловой точке Uijeongbu, к которой подключена ГРС Uijeongbu, газопровод Incheon – Uijeongbu 1 (61 *км*) и газопровод Incheon – Uijeongbu 3 (75 *км*).

Газопровод Incheon – Uijeongbu 3 L=75 *км* начинается от терминала СПГ Incheon. На 14 *км* в узловой точке Yeongiongdo к нему подключается ГРС Yeongiongdo, на 37 *км* ГРС Bucheon, на 42 *км* газопровод пересекает границу между

провинциями Incheon и Gyeonggi, на 53 *км* в узловой точке Goyang к газопроводу Incheon – Uijeongbu 3 подключается ГРС Goyang, газопровод перемычка L=11 *км* от 35 *км* газопровода Incheon – Uijeongbu 2 и газопровод Pyeongtaek – Goyang (138 *км*). Газопровод Incheon – Uijeongbu 3 заканчивается на 75 *км* в узловой точке Uijeongbu, к которой подключена ГРС Uijeongbu, газопровод Incheon – Uijeongbu 1 (61 *км*) и газопровод Incheon – Uijeongbu 2 (53 *км*).

От терминала СПГ Samcheok, расположенного в восточной части страны, начинаются газопроводы: Samcheok – Eumseong, и строящиеся (по данным 2015 г.) газопроводы Samcheok – Goseong и Samcheok – Pohang-Busan.

Газопровод Samcheok – Eumseong L=154 *км* начинается от терминала СПГ Samcheok. На 30 *км* к газопроводу подключена ГРС Taebaek, на 74 *км* ГРС Yeongwol, на 82 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gangwon и North Chungcheong, на 107 *км* подключена ГРС Jechon и начинается газопровод отвод L=21 *км* до ГРС Danyang, на 129 *км* ГРС Chungiu, на 154 *км* ГРС Eumseong и начинается газопровод L=31 *км* отвод до ГРС Goesan. Газопровод Samcheok-Eumseong заканчивается на 154 *км* в узловой точке Eumseong от которой начинается газопровод перемычка L=30 *км* до узловой точки Yeoju (34 *км*), расположенной на газопроводе Yongin – Hoengseong. На 12 *км* газопровод перемычка пересекает границу между провинциями North Chungcheong и Gyeonggi.

От узловой точки Yongin, расположенной на газопроводе Pyeongtaek – Goyang (56 *км*) начинается газопровод Yongin – Hoengseong L=89 *км*. На 34 *км* в узловой точке Yeoju к газопроводу подключена ГРС Yeoju и газопровод перемычка L=30 *км*, начинающаяся от узловой точки Eumseong (154 *км*) газопровода Samcheok – Eumseong. На 48 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gyeonggi и Gangwon, на 64 *км* к газопроводу подключена ГРС Wonju. Газопровод Yongin – Hoengseong заканчивается на 89 *км*, где подключена ГРС Hoengseong.

От терминала СПГ Samcheok начинается строящийся газопровод Samcheok – Goseong L=130 *км*. На 34 *км* к нему подключена ГРС Donchae, на 72 *км* ГРС Gangneung и газопровод отвод до ГРС Pyeongchang, на 110 *км* ГРС Yangyang, на 130 *км* ГРС Sokcho, на 130 *км* ГРС Goseong.

От терминала СПГ Samcheok начинается строящийся газопровод Samcheok – Pohang – Busan L=262 *км*. На 23 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gangwon и North Cyeongsang, на 53 *км* к нему подключена ГРС Uljin, на 103 *км* ГРС Yeongdeok, на 150 *км* ГРС Pohang. К газопроводу Samcheok – Pohang – Busan подключено несколько ГРС. Газопровод Samcheok – Pohang – Busan заканчивается на 262 *км* в узловой точке Dongnae-Gu, где он подключается к 147 *км* газопровода Busan – Chaesin – Dong.

2.2.9.12. Газотранспортная система Малайзии

Газоснабжение Малайзии осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных морских месторождений и экспортных поставок из Таиланда. Основные месторождения газа расположены на шельфе Южно-Китайского моря. Территория Малайзии разделена на две части Западную Малайзию и Восточную Малайзию.

Система газоснабжения Малайзии состоит из:

- магистральных газопроводов;
- газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

Основными потребителями газа в стране являются электростанции и промышленные предприятия.

Все подводные газопроводы от месторождений газа Lawit, Jerneh, Bunga Kekwa, Lafut, Bekok, Duyong и др., расположенных в Южно-Китайском море направляются в узловую точку Kerteh. К узловой точке Kerteh подключены электростанции YTL Paka Power Station, TNB Sultan Ismail Power Station и ГРС, поставляющая газ промышленным предприятиям города Kuala Dungun.

От узловой точки Kerteh начинается газотранспортная система L=265 *км* Kerteh – Segamat, состоящая из двух параллельных газопроводов. На 32 *км* этой ГТС установлена КС Telung Kalong. Примерно на 45 *км* к газопроводам подключена ГРС, на 75 *км* газопроводы пересекают границу между штатами Terengganu и Pehang, на 100 *км* (примерно) расположена КС Kuantan, на 231 *км* газопроводы пересекают границу между штатами Pehang и Johor. Газотранспортная система Kerteh – Segamat заканчивается на 265 *км*, где установлена КС Segamat, от которой начинается газопровод Segamat – Plentong (172 *км*).

От КС Segamat начинается газотранспортная система, состоящая из двух газопроводов Segamat – Meru L=228 *км* и Segamat – Kapar L=241 *км*, которые до узловой точки Meru, располагаются параллельно. На 54 *км* газопроводы пересекают границу между штатами Johor и Malacca, на 78 км к газопроводу Segamat – Kapar подключен газопровод L=18 *км* (примерно) от плавучего терминала регазификации сжиженного природного газа Sungai Udang (RGTSU) расположенного напротив города Malacca. К этому газопроводу подключена электростанция Pahlawan Power, Tanjung Kling Power Station и ГРС к промышленным предприятиям города Malacca. На 95 *км* к газопроводу Segamat – Kapar подключен газопровод к электростанции Panglima Power, Telok Gong Power Station-2, на 99 *км* газопровод к электростанции Powertek, Telok Gong Power Station-1 и ГРС, на 102 *км* газопроводы Segamat – Meru и Segamat – Kapar пересекают границу между штатами Malacca и Negeri Sembillan, на 147 *км* к газопроводу Segamat – Kapar подключен газопровод L=21 *км* к электростанции Port Dickson Power Station, к которому подключен газопровод к электростанции TNB Tuanku Jaafar Power Station. На 170 *км* газопроводы Segamat – Meru и Segamat – Kapar пересекают границу между штатами Negeri Sembillan и Selangor, на 180 *км* к газопроводу Segamat – Kapar подключен газопровод к электростанции Genting Sanyen Kuala Langat Power Plant, на 195 *км* подключен газопровод к электростанции TNB Serdang, Putrajaya Power Station, на 220 *км* подключен газопровод к электростанции Connaught Bridge Putrajaya Power Station. В узловой точке Meru газопровод Segamat – Meru заканчивается (228 *км*), а газопровод Segamat – Kapar (234 *км*) поворачивает в сторону Kapar (241 *км*). К узловой точке Meru подключен газопровод к электростанции TNB Kapar (Sultan Salahuddin Abdul Aziz Shah) Power Station и ГРС. Газопровод Segamat – Meru продолжается далее до примерно 245 *км*.

От узловой точки Meru начинается газопровод Meru – Changlun L=390 *км*. До 17 *км* газопровод Meru – Changlun располагается параллельно с газопроводом Segamat – Meru (245 *км*). На 63 *км* газопровод Meru – Changlun пересекает границу

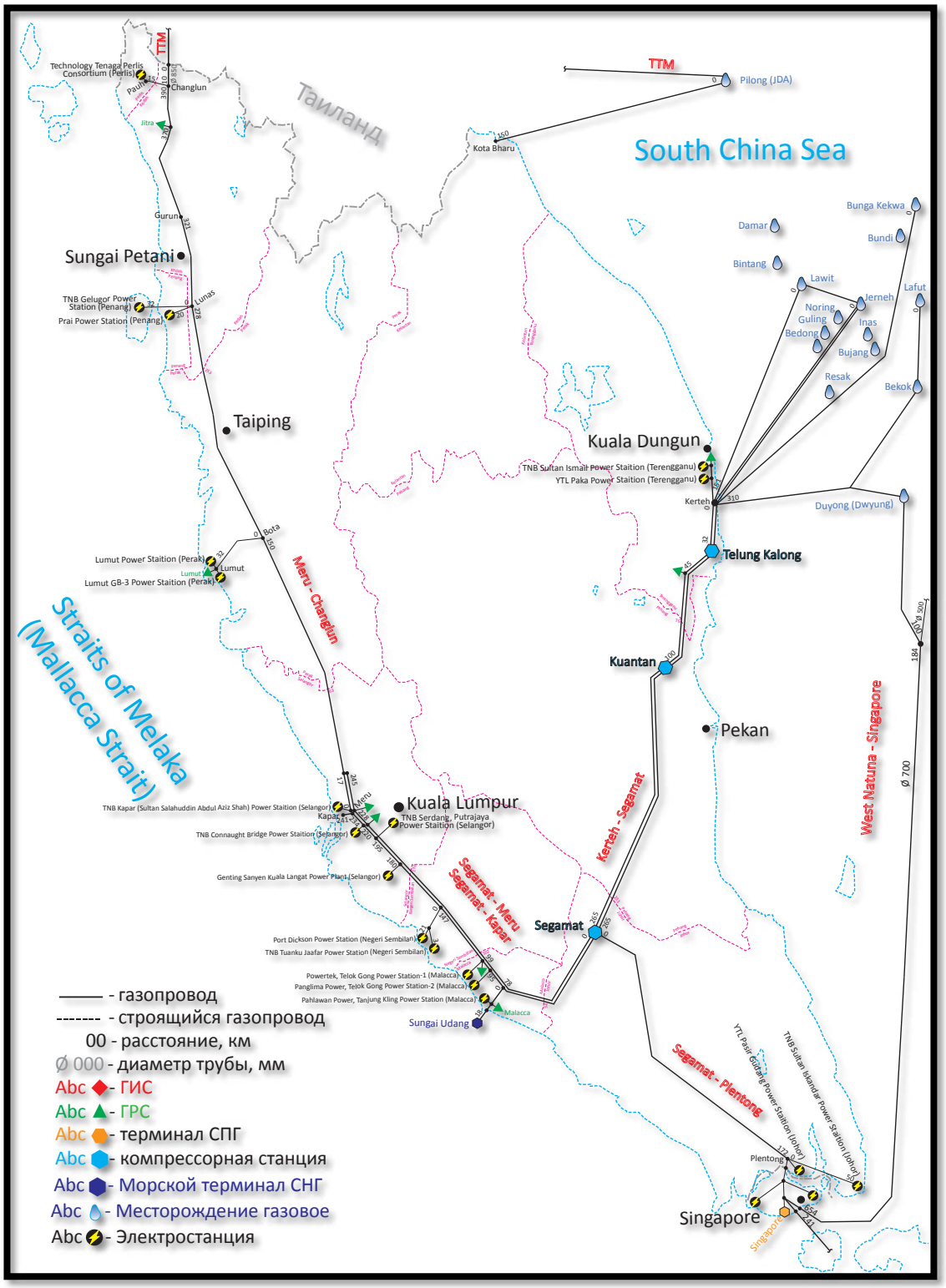


Рис. 2.2.113. Потоковая схема газопроводов Западной Малайзии

между штатами Selangor и Perak, на 150 *км* (Bota) к газопроводу подключен газопровод L=32 *км* к узловой точке Lumut, к которой подключена электростанция Lumut GB-3 Power Station, электростанция Lumut Power Station и ГРС Lumut. На 253 *км* газопровод Meru – Changlun пересекает границу между штатами Perak и Kedah, на 278 *км* (Lunas) к газопроводу подключен газопровод L=32 *км* к электростанции TNB Gelugor Power Station и газопровод L=20 *км* к электростанции Prai Power Station. На 370 *км* к газопроводу Meru – Changlun подключена ГРС Jitra. Газопровод

Meru – Changlun заканчивается на 390 *км* в узловой точке Changlun. К этой узловой точке Changlun подключается экспортный газопровод ТТМ D_y=850 *мм* L=10 *км* от границы с Таиландом. К узловой точке Changlun подключается газопровод L=15 *км* до узловой точки Pauh, который на 7 *км* пересекает границу между штатами Kedah и Perlis. В узловой точке Pauh подключается электростанция Technology Tenaga Perlis Consortium.

От КС Segamat начинается газопровод Segamat – Plentong L=172 *км*. Газопровод заканчивается в узловой точке Plentong (172 *км*) от которой начинается газопровод L=50 *км* до электростанции TNB Sultan Iskandar Power Station и газопровод до электростанции YTL Pasir Gudang Power Station.

Узловая точка Plentong соединяется газопроводом с системой газоснабжения Сингапура, которая также получает газ по газопроводам из Индонезии (Grissik – Singapore L=241 *км* и West Natuna – Singapore D_y=500/700 *мм* L=654 *км*) и от терминала СПГ Singapore. К газопроводу West Natuna – Singapore на 184 *км*, где он меняет свой диаметр с D_y=500 *мм* на D_y=700 *мм*, подключается газопровод L=100 *км* от месторождения Duyong. Основными потребителями газа в Сингапуре являются электростанции.

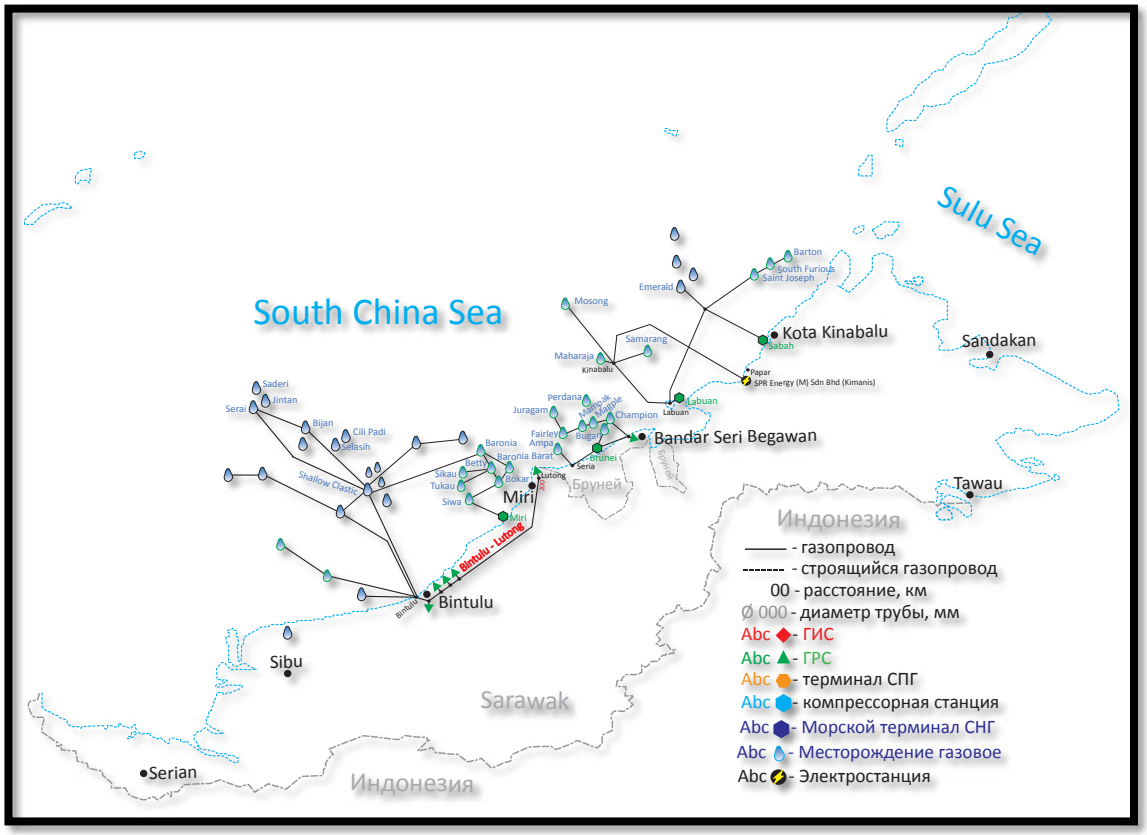


Рис. 2.2.114. Потоковая схема газопроводов Восточной Малайзии

Основные газовые и нефтегазовые месторождения Восточной Малайзии располагаются Южно-Китайском море. Подводные газопроводы от первой группы месторождений (Baronia, Baronia Barat, Bokar, Betty, Sikau, Tukau, Siwa, Serai, Bijan, Selasih, Shallow Clastic и др.) направляются к узловой точке Bintulu недалеко от города Bintulu, возле которого сосредоточены несколько промышленных предприятий. От узловой точки Bintulu проложен наземный газопровод Bintulu – Lutong

L=241 *км* до узловой точки Lutong, недалеко от города Miri, где также находятся промышленные предприятия. Недалеко от города Miri расположен плавучий терминал по сжижению природного газа (LNG Liquefaction Plant).

Подводные газопроводы от второй группы газовых и нефтегазовых месторождений (Barton, South Furious, Saint Joseph, Emerald, Mosong, Maharaja, Samarang и др.) направляются к трем объектам: плавучему терминалу по сжижению природного газа Labuan, электростанции SPR Energy (M) Sdn Bhd (Kimanis) и плавучему терминалу по сжижению природного газа Sabah, расположенному недалеко от города Kota Kinabalu.

Подводные газопроводы от еще одной группы газовых и нефтегазовых месторождений (Ampa, Juragam, Fairley, Champion, Magple, Mampak, Bugan и др.) направляются к объектам государства Бруней. К этим объектам относится прежде всего плавучему терминалу по сжижению природного газа Brunei и ГРС возле столицы страны Bandar Seri Begawan.

2.2.9.13. Газотранспортная система Мьянмы

Газоснабжение Мьянмы осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных месторождений. Основные месторождения газа и нефти расположены в различных местах страны (в основном вдоль русла реки Irawadi) и на шельфе Бенгальского залива.

Система газоснабжения Мьянмы состоит из:

- магистральных газопроводов;
- распределительных газопроводов и газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

Внутренние газопроводы страны можно отнести к распределительным газопроводам. К магистральным газопроводам можно отнести МГ MOGE (Kanbauk – Ywarthagi) и экспортный МГ Myanmar – China.

От газового месторождения Yadana, расположенного в Бенгальском заливе, начинается газопровод Yadana – Yangon L=208 *км*, состоящая из двух участков, расположенных последовательно: подводного (Yadana – Daw Nyein Landfall) L=84 *км* D_y=600 *мм* и наземного (Kyaiktaw – Daw Nyein Landfall) L=124 *км* D_y=600 *мм*. Газопровод Yadana – Yangon заканчивается в узловой точке Kyaiktaw, являющейся пригородом города Yangon. К узловой точке Kyaiktaw подключается газопровод L=54 *км* D_y=250 *мм* от газового месторождения Nyaungdon, который на 32 *км* пересекает границу областей Irawadi и Yangon.

От месторождения Nyaungdon начинается газопровод Nyaungdon – Thabaung L=90 *км* D_y=250 *мм* до ГРС Thabaung.

Распределительные газопроводы Aphyauk – Titul L=202 *км* D_y=250 *мм* и Aphyauk – Paleik L=600 *км* D_y=350 *мм*, расположенные параллельно в одном технологическом корриде, начинаются от газового месторождения Aphyauk, которое также соединено газопроводом L=60 *км* D_y=350 *мм* и газопроводом D_y=250 *мм* с узловой точкой, являющейся пригородом города Yangon. К газопроводу D_y=350 *мм* также подходят два параллельных газопровода от месторождения Nyaungdon. В

районе, где расположено месторождение Aphyauk проходит граница областей Yangon и Irawadi.

На 63 *км* РГ Aphyauk – Titul и РГ Aphyauk – Paleik пересекают границу областей Irawadi и Bago. На 94 *км* к газопроводам подключена ГРС Gyobingauk. На 150 *км* в узловой точке Pyay к газопроводам подключено нефтегазовое месторождение Pyay и газопровод, Pyay – Shwe Pyi Thar L=62 *км* D_y=250 *мм* которому на 20 *км* подключена ГРС Seik Thar, на 30 *км* ГРС Kyangin, на 40 *км* (Myanaung) нефтегазовое месторождение Myan Aung и на 62 *км* газовое месторождение Shwe Pyi Thar.

На 169 *км* РГ Aphyauk – Titul и РГ Aphyauk – Paleik подключена ГРС, на 182 *км* ГРС, на 195 *км* газопроводы пересекают границу областей Bago и Magway.

На 202 *км* в узловой точке Titul, к которой подключена ГРС и газопровод отвод L=16 *км* до ГРС Kyaukswekgyo, заканчивается РГ Aphyauk – Titul.

На 337 *км* РГ Aphyauk – Paleik подключена ГРС Magwe. В районе города Magwe газопровод пресекает МГ Myanmar – China. На 420 *км* (Chauk) от РГ Aphyauk – Paleik начинается газопровод L=150 *км* D_y=250 *мм* Chauk – Letpando, к которому на 2 *км* подключено нефтегазовое месторождение Chauk, на 6 *км* (Seikphyu) подключено нефтегазовое месторождение Lanywar, на 10 *км* подключено газовое месторождение Ayadaw, на 66 *км* (Kamma) подключено нефтегазовое месторождение Tangyitaung-Sabei, на 140 *км* подключено газовое месторождение Kyaukkwet, на 150 *км* подключено нефтегазовое месторождение Letpando. От 6 *км* (Seikphyu) газопровода Chauk – Letpando начинается газопровод Seikphyu – Peppi L=130 *км* D_y=250/350/250 *мм*. На 19 *км* (Ta Nyaung) диаметр газопровода меняется с D_y=250 *мм* на D_y=350 *мм*. На 92 *км* к газопроводу подключена ГРС Minbu и нефтегазовое месторождение Mann и газопровод меняет свой диаметр с D_y=350 *мм* на D_y=250 *мм*. Дальше к газопроводу подключаются нефтегазовые месторождения Htaukshabin и Kanni. Газопровод Seikphyu – Peppi заканчивается на 130 *км* в узловой точке Peppi, где к нему подключены ГРС Thanbayakan и газовое месторождение Peppi.

На 422 *км* РГ Aphyauk – Paleik пересекает границу областей Magway и Mandalay. На 514 *км* к газопроводу подключена ГРС Sakar, на 516 *км* ГРС Myingyan, на 550 *км* газопровод пересекает границу областей Mandalay и Sagaing. РГ Aphyauk – Paleik заканчивается на 600 *км* недалеко от города Mandalay, где к нему подключены ГРС Kyaukse и ГРС Paleik.

От газового месторождения Shwe, начинается экспортный МГ Myanmar – China L=793 *км* D_y=1000 *мм*. На 86 *км* к газопроводу подключена ГРС Ann, на 91 *км* ГРС Sink Gone Dain, на 203 *км* ГРС Sagu, на 216 *км* (Magwe) ГРС Magwe и от 216 *км* начинается газопровод L=242 *км* D_y=350/250 *мм* к которому на 122 *км* подключен газопровод отвод до ГРС Pyinmana.

На 244 *км* на МГ Myanmar – China установлена КС Yenanchaung и подключена ГРС Yenanchaung. На 285 *км* газопровод пересекает границу между областями Magway и Mandalay. На 291 *км* к газопроводу подключается ГРС Kyauk-Pa-Daung, на 354 *км* ГРС Taung Tha, на 450 *км* ГРС Kyaukse, на 455 *км* ГРС Belin, на 486 *км* газопровод отвод L=20 *км* до ГРС Mandalay. На 518 *км* к газопроводу подключена

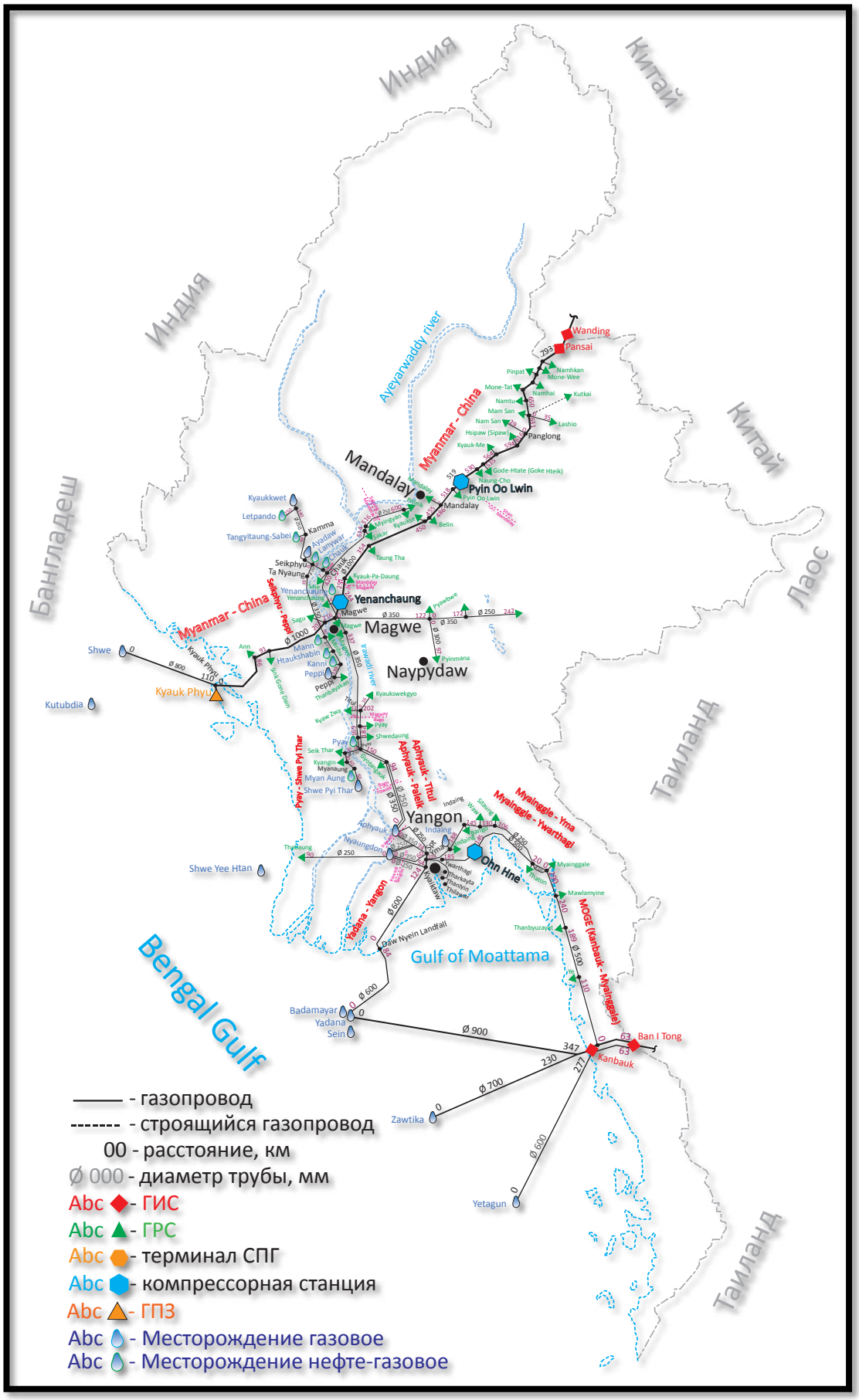


Рис. 2.2.115. Потоковая схема газопроводов Мьянмы

ГРС Pyin Oo Lwin. На 518,5 *км* газопровод пересекает границу областей Mandalay и Shan.

На 519 *км* на МГ Myanmar – China установлена КС Pyin Oo Lwin. На 530 *км* к газопроводу подключена ГРС Naung-Cho, на 535 *км* ГРС Gode-Htate (Goke Hteik), на 564 *км* ГРС Kyauk-Me, на 594 *км* ГРС Hsipaw (Sipaw), на 616 *км* (Panglong) подключен газопровод отвод L=29 *км* до ГРС Nam San, на 631 *км* ГРС Mam San и газопровод отвод L=35 *км* до ГРС Lashio, на 650 *км* ГРС Namtu. Далее к МГ Myanmar – China подключены ГРС Mone-Tat, Namhai, Pinpat, Mone-Wee, Namhkan.

МГ Myanmar – China заканчивается на 793 *км* на границе с Китаем. Перед границей установлена ГИС Pansai. После границы установлена ГИС Wanding.

Газовые месторождения Yadana, Zawtika и Yetagun, расположенные в Бенгальском заливе, подводными газопроводами L=347 *км* D_y=900 *мм*, L=230 *км* D_y=700 *мм* и L=277 *км* D_y=600 *мм* подключаются к ГИС Kanbauk. От ГИС Kanbauk начинаются два параллельных экспортных газопровода L=63 *км* D_y=900 *мм* и D_y=600 *мм* до границы с Таиландом, где установлена ГИС Ban I Tong.

От ГИС Kanbauk начинается МГ MOGE (Kanbauk – Myainggale) L=290 *км* D_y=500 *мм*. На 110 *км* к газопроводу подключается ГРС Ye, на 189 *км* ГРС Thanbyuzayat, на 240 *км* ГРС Mawlamyine, на 240 *км* ГРС Myainggale. МГ MOGE заканчивается на 290 *км,* где от него начинается МГ Myainggale – Ywarthagi и РГ Myainggale – Yma.

МГ Myainggale – Ywarthagi L=185 *км* D_y=500 *мм* начинается на 290 *км* (Myainggale) МГ MOGE. На участке от 0 *км* (Myainggale) до 20 *км* (Thaton) МГ Myainggale – Ywarthagi располагается параллельно РГ Myainggale – Yma. На 20 *км* к газопроводу подключается ГРС Thaton. На 145 *км* МГ Myainggale – Ywarthagi установлена КС Ohn Hne. МГ Myainggale – Ywarthagi заканчивается на 185 *км* в узловой точке Ywarthagi, являющейся пригородом города Yangon.

РГ Myainggale – Yma L=224 *км* D_y=350/250 *мм* начинается на 290 *км* (Myainggale) МГ MOGE. На участке от 0 *км* (Myainggale) до 20 *км* (Thaton) РГ Myainggale – Yma D_y=350 *мм* располагается параллельно МГ Myainggale – Ywarthagi. На 20 *км* к газопроводу подключается ГРС Thaton, и он меняет свой диаметр на D_y=250 *мм*. На 106 *км* к газопроводу подключена ГРС Sitaung, на 130 *км* ГРС Waw, на 145 *км* ГРС Bango и на 188 *км* подключена ГРС Indaing. На 188 *км* к газопроводу подключается газовое месторождение Indaing. РГ Myainggale – Yma заканчивается на 224 *км* в узловой точке Yma, являющейся пригородом города Yangon, где он подключается к газопроводу, расположенному между узловыми точками Kyaiktaw и Spt. От узловой точки Yma вокруг города Yangon проложен полукольцом газопровод D_y=350 *мм*, проходящий по территории районов пригородов города Yangon: Ywarthagi, Tharkayta, Thanlyin, Thilawar.

2.2.9.14. Газотранспортная система Пакистана

Газоснабжение Пакистана осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа с собственных месторождений и регазификации сжиженного природного газа (СПГ). Газотранспортная система Пакистана разделена между двумя основными компаниями Sui Northern Gas Pipe Lines (SNGPL) и Sui South Gas Company (SSGC).

Система газоснабжения Пакистана состоит из:

- магистральных газопроводов;
- распределительных газопроводов и газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

От морских регазификационных терминалов СПГ PGPC (Pakistan Gasport Consortium) и Engro Elengy, расположенных в порту Qasim, недалеко от города Karachi, начинается несколько газотранспортных систем, состоящих из участков магистральных газопроводов различной конфигурации.

МГ Bhit – Bajara L=200 *км* D_y=600 *мм* соединяет терминал СПГ и месторождение Bhit. К этому газопроводу подключено месторождение Sari Singh.

Параллельно МГ Bhit – Bajara расположены два магистральных газопровода МГ IRBP D_y=400 *мм* и МГ IRBP – CEP D_y=500 *мм*. На 43 *км* МГ IRBP – CEP установлена перемычка с 41 *км* МГ SPL. К МГ IRBP подключено месторождение Hundi. Первый участок МГ IRBP заканчивается на 250 *км*, а МГ IRBP – CEP на 260 *км* в узловой точке Dadu, где к ним подключается месторождение Zamzama.

Второй участок МГ IRBP D_y=400 *мм* и МГ IRBP – CEP D_y=500 *мм* начинается от узловой точки Dadu (0 *км*) и заканчивается на месторождении Sui (266 *км*). Оба газопровода располагаются параллельно и работают в одном гидравлическом режиме. На 110 *км* (Larkana) к газопроводам подключается газопровод L=67 *км* от месторождения Mazrani. На 170 *км* (Shkarpur) от газопроводов начинается газопровод Shkarpur – Jacobad L=34 *км*. От узловой точки Jacobad до 220 *км* МГ IRBP расположена перемычка L=60 *км*. Примерно на 200 *км* к МГ IRBP и МГ IRBP – CEP подходит МГ Hassan – Sui D_y=400 *мм* и до месторождения Sui эти газопроводы расположены параллельно в одном технологическом коридоре. На 251 *км* МГ IRBP и МГ IRBP – CEP пересекают границу между провинциями Sindh и Balochistan. МГ IRBP и МГ IRBP – CEP заканчиваются на 266 *км*, подключаясь к месторождению Sui.

От узловой точки Jacobad начинается система распределительных газопроводов, состоящая из двух параллельных РГ QPL L=334 *км* D_y=300 *мм* и РГ QPL – CEP L=334 *км* D_y=500 *мм*. На 10 *км* РГ QPL и РГ QPL – CEP пересекают границу между провинциями Sindh и Balochistan. На 334 *км* к газопроводам подключается газопровод Zarhun – Quetta L=61 *км* D_y=300 *мм* от месторождения Zarhun. К системе распределительных газопроводов подключены ГРС: Dingra, Sibi, Dadhar, Gokart, Abbegum, Mach, Kolpur, Quetta.

От морских регазификационных терминалов СПГ PGPC (Pakistan Gasport Consortium) и Engro Elengy, начинается система газопроводов, состоящая из трех параллельно расположенных магистральных газопроводов (ILBP D_y=400 *мм*, KND D_y=500 *мм* и SPL D_y=600 *мм*). На 41 *км* к МГ ILBP подключается перемычка от 43 *км* МГ IRBP-CEP. На 180 *км* (Hyderabad) к МГ ILBP, МГ KND и МГ SPL подключается газопровод BGFIP L=100 *км* D_y=500 *мм* к которому подключены нефтегазовые месторождения Nur/Bagla, Golarchi, Turk, Khaskheli, Bukhara, Dhabi, Mazari, Tangri, Kunar. На 240 *км* к МГ SPL подключается газопровод L=30 *км* D_y=300 *мм* от нефтегазовых месторождений Sinjoro и Sanghar. На 290 *км* в узловой точке Dour заканчивается МГ SPL.

От узловой точки Dour (290 *км*) продолжается МГ KND до 412 *км*, где к нему подключено месторождение Kadanwari и газопроводом L=58 *км* месторождение Miano. На 350 *км* к МГ KND подключено месторождение Sawan и ГРС Sawan. От

350 *км* (Sawan) МГ KND начинается газопровод Sawan – Qadirpur L=128 *км* D_y=600 *мм* к которому на 95 *км* подключено месторождение Rehmat.

От узловой точки Dour (290 *км*) продолжается МГ ILBP который заканчивается на 480 *км*, где к нему подключается месторождение Hassan и начинается газопровод Hassan-Sui L=105 *км* D_y=400 *мм*, который по сути является продолжением МГ ILBP. К МГ ILBP подключена ГРС Sukkur. На 90 *км* газопровод Hassan – Sui пересекает границу между провинциями Sindh и Balochistan. Газопровод Hassan – Sui заканчивается на 105 *км*, подключаясь к месторождению Sui.

К месторождению Sui подключается газопровод от месторождения Loti, к которому в узловой точке Pesh Bogi подключен газопровод Pesh Bogi – Pirkon L=40 *км* D_y=450 *мм* от месторождения Pirkon и ГРС Pesh Bogi.

От месторождения Sui начинается система газопроводов Sui – Bhong, состоящая из двух параллельных газопроводов L=82 *км* D_y=600 *мм* и D_y=750 *мм*. От 70 *км* до 82 *км* (Bhong) система газопроводов Sui – Bhong состоит из трех параллельных газопроводов D_y=400 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=750 *мм*. На 17 *км* газопроводы Sui – Bhong пересекают границу между провинциями Balochistan и Punjab, на 31 *км* они пересекают границу между провинциями Punjab и Sindh, а на 70 *км* между провинциями Sindh и Punjab.

К узловой точке Bhong, где расположена КС АС1-Х, подключается система газопроводов Qadirpur – Bhong L=66 *км*, которая начинается в узловой точке Qadirpur, к которой подключены месторождения Badar, Qadirpur и ГРС Qadirpur. Система газопроводов Qadirpur – Bhong до 20 *км* состоит из трех параллельных газопроводов D_y=500 *мм*, D_y=900 *мм* и D_y=750 *мм*. На 20 *км* к газопроводам подключен газопровод отвод D_y=400 *мм* до ГРС Energo Fertilizer. От 20 *км* система газопроводов Qadirpur – Bhong продолжается двумя параллельными газопроводами D_y=900 *мм* и D_y=750 *мм*. На 53 *км* газопроводы Qadirpur – Bhong пересекают границу между провинциями Sindh и Punjab. Система газопроводов Qadirpur – Bhong заканчивается на 66 *км* подключаясь в узловой точке Bhong к КС АС1-Х.

От узловой точки Bhong, где расположена КС АС1-Х начинается газотранспортная система Bhong – Shahdara L=596 *км*, состоящая из последовательных участков различной конфигурации.

Первый участок L=138 *км* от КС АС1-Х (Bhong) до КС АС4 (Uch Sharif) состоит из четырёх параллельных газопроводов D_y=900 *мм*, D_y=400 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=750 *мм*. К газопроводу D_y=400 *мм* подключен газопровод D_y=150 *мм* отвод до ГРС Khanpur.

Второй участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara от КС АС4 (Uch Sharif) до КС АС6 (Multan) также состоит из четырёх параллельных газопроводов D_y=900 *мм*, D_y=400 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=750 *мм*. На 248 *км* (Karam) к газопроводу D_y=750 *мм* подключен газопровод Salsabil – Karam L=138 *км* D_y=300 *мм* /400 *мм* / 500 *мм*, который начинается от месторождения Salsabil газопроводом D_y=300 *мм*. На 10 *км* газопровода Salsabil – Karam подключено месторождение Dhodak. На 82 *км* к газопроводу Salsabil – Karam подключается лупинг D_y=500 *мм*. К газопроводу Salsabil – Karam подключены: ГРС Kot Abbu и газопроводы отводы до ГРС D.G/Cement, D.G. Khan, M.Garn, Ch.Permit. К газопроводам второго участка подключены: газопровод отвод D_y=150 *мм* до ГРС Dera Nawad и Ahmadpur East, газопровод отвод D_y=200 *мм* до ГРС Bahawalpur, газопровод отвод D_y=200 *мм* до ГРС Jahanian.

Второй участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara заканчивается на 258 *км* в узловой точке Multan, где установлена КС АС6.

Третий участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara от КС АС6 (Multan) до КС АС7 протяженностью L=130 *км* до 300 *км* состоит из трех параллельных газопроводов D_y=600 *мм*, D_y=600 *мм*, и D_y=900 *мм*. От 268 *км* МГ Bhong – Shahdara D_y=900 *мм* начинается МГ Qadirpur Ran – P.Nagar. От 300 *км* МГ Bhong – Shahdara состоит из двух параллельных газопроводов D_y=400 *мм* и D_y=750 *мм* который затем переходит в D_y=900 *мм*. К третьему участку газотранспортной системы Bhong – Shahdara подключены ГРС Fkpel P.Plant и газопроводы отводы D_y=300 *мм* до ГРС Rouch и D_y=200 *мм* до ГРС Sandhilianwali. Третий участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara заканчивается на 388 *км*, где установлена КС АС7.

Четвертый участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara от КС АС7 до КС АС8 протяженностью L=94 *км* сначала состоит из трех параллельных трубопроводов D_y=600 *мм*, D_y=400 *мм*, и D_y=600 *мм*, затем из трех параллельных трубопроводов D_y=400 *мм*, D_y=400 *мм*, и D_y=900 *мм* и в конце из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=900 *мм*. К четвёртому участку подключены газопроводы отводы D_y=200 *мм* до ГРС Jhang, до ГРС Bhawana, D_y=200 *мм* до Samundary и ГРС Tandlianwala. Четвертый участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara заканчивается на 482 *км*, где установлена КС АС8.

Пятый участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara от КС АС8 до КС ВС1 протяженностью L=56 *км* сначала состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=750 *мм*, и D_y=500 *мм*, затем из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=400 *мм* и в конце из трех параллельных трубопроводов D_y=400 *мм*, D_y=400 *мм* и D_y=600 *мм*. На 484 *км* от газопроводов Bhong – Shahdara начинается система газопроводов FC8–CC1. К пятому участку газотранспортной системы Bhong – Shahdara подключены ГРС All, ГРС Faisalabad и газопровод отвод до ГРС Jarnwala. Пятый участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara заканчивается на 538 *км*, где установлена КС ВС1.

Последний, шестой участок газотранспортной системы Bhong – Shahdara начинается от КС ВС1 и заканчивается в узловой точке Shandra на 596 *км*. Участок состоит из состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм*, и D_y=400 *мм* к которым подключены ГРС Farooqabad, Warda. От средины МГ Bhong – Shahdara D_y=400 *мм* начинается газопровод перемычка, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм* и D_y=400 *мм* L=55 *км*, который соединяется с 263 *км* (Phool Nagar) газопровода Qadirpur Ran – P.Nagar и с 58 *км* (Phool Nagar) газопровода Shahdara – P.Nagar, состоящим из трех параллельных трубопроводов D_y=400 *мм*, D_y=600 *мм* и D_y=400 *мм* до 11 *км* (Lahor) и двух D_y=400 *мм* и D_y=400 *мм* до 58 *км*. К газопроводу перемычке подключена ГРС Orient.

От узловой точки Shahdara начинается большой распределительный газопровод Shahdara-Jhelum L=160 *км* D_y=250/200 *мм*. На 67 *км* к нему подключается газопровод D_y=250 *мм*, начинающийся от средины МГ Bhong – Shahdara D_y=400 *мм* и D_y=600 *мм*. На 93 *км* к РГ Shahdara – Jhelum подключается газопровод D_y=400 *мм*, начинающийся от средины МГ Bhong – Shahdara D_y=600 *мм*. На 93 *км* от РГ Shahdara – Jhelum начинается газопровод отвод L=38 *км* D_y=400 *мм* до ГРС Siakot. К этому газопроводу отводу на 21 *км* подключается газопровод отвод до ГРС Pahroor, Badiana, Narowal, Dhamtal. На 124 *км* (Lala Musa) от РГ Shahdara – Jhelum начинается газопровод перемычка L=82 *км* D_y=300 *мм* с газопроводом АС8–СС1 к которой подключены ГРС M.Bahaudin и ГРС K.Shikham. К РГ Shahdara – Jhelum

подключаются ГРС Warda, Gujranwala, Gujrat, Srai Alamgir, Jhelum и газопроводы отводы до ГРС Hafizabad, Mirpur. РГ Shahdara – Jhelum заканчивается на 160 *км*.

От узловой точки Qadirpur Ran, расположенной на 268 *км* МГ Bhong – Shahdara D_y=900 *мм*, начинается газопровод Qadirpur Ran – P.Nagar L=263 *км*, состоящий из участков различной конфигурации.

Первый участок газопровода Qadirpur Ran – P.Nagar от узловой точки Qadirpur Ran (0 *км*) до узловой точки Sahiwal (165 *км*) состоит из трубопровода L=165 *км* D_y=1000 *мм*. На 80 *км* (Main Channun) от газопровода Qadirpur Ran – P.Nagar начинается газопровод Main Channun – Haroon Abad L=148 *км* D_y=300/200 *мм* к которому подключены ГРС Machiwal, Hasilpur, Haroon Abad.

Второй участок газопровода Qadirpur Ran – P.Nagar от узловой точки Sahiwal (165 *км*) до узловой точки Akhtar (224 *км*) состоит из двух трубопроводов D_y=600 *мм* и D_y=400 *мм*.

Третий участок газопровода Qadirpur Ran – P.Nagar от узловой точки Akhtar (224 *км*) до узловой точки Phool Nagar (263 *км*) состоит из трех трубопроводов D_y=600 *мм*, D_y=400 *мм* и D_y=400 *мм*. К газопроводу Qadirpur Ran – P.Nagar подключены ГРС Saif P.Plant, Deepalpur, Basirpur, R.Khurt, Satgran, Akhtar Abad, Pattoki. Газопровод Qadirpur Ran – P.Nagar заканчивается на 263 *км* (Phool Nagar), где к нему подключается газопровод Shahdara – P.Nagar и газопровод перемычка от МГ Bhong – Shahdara.

МГ АС8 – СС1 L=140 *км*, начинающийся от 484 *км* МГ Bhong – Shahdara, состоит из участков различной конфигурации. До 81 *км* (Bhalval) МГ АС8 – СС1 состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=750 *мм*. При переходе через реку Chenab добавляется лупинг D_y=400 *мм*. Далее, МГ АС8 – СС1 состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=300 *мм*. К МГ АС8 – СС1 подключен газопровод отвод D_y=150 *мм* до ГРС Sagodha. От 81 *км* (Bhalval) МГ АС8 – СС1 начинается большой распределительный газопровод Bhalval – Chashma L=137 *км* D_y=200 *мм*. К этому газопроводу подключены ГРС Shahpur, Khushab, Jauharabad, КСР, Mianwali, Piplan, Chashma и газопровод отвод до ГРС Mid Point, Sahiwal, Sillanwall. МГ АС8-СС1 заканчивается на 140 *км*, где установлена КС СС1. Перед самой КС СС1 к МГ АС8 – СС1 подключается газопровод перемычка от 124 *км* РГ Shahdara – Jhelum.

МГ СС1 – СС3 L=90 *км* состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=750 *мм*. К газопроводу подключены газопроводы отводы до ГРС Chakwal и ГРС Gharibwal. МГ СС1 – СС3 заканчивается на 90 *км* (Galli Jagir) где установлена КС СС3.

МГ СС3 – Nowshera L=110 *км* состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=250 *мм*. К КС СС3 подключается газопровод отвод до ГРС Mor Gah. На 40 *км* (Wah) начинается газопровод отвод L=69 *км* до узловой точки Abbotabad, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=400 *мм* и D_y=250 *мм*. К этому газопроводу отводу подключены ГРС Havelian, Hattau, Abbotabad и газопровод отвод L=20 *км* D_y=200 *мм* до ГРС Mansehra. На 88 *км* (Jahangira) начинается газопровод отвод L=45 *км* до узловой точки Topi, состоящий из двух параллельных трубопроводов D_y=200 *мм* и D_y=200 *мм*, к которому подключена ГРС Swabi. К МГ СС3 – Nowshera подключена ГРС Naughazi и газопровод отвод D_y=150 *мм* до ГРС

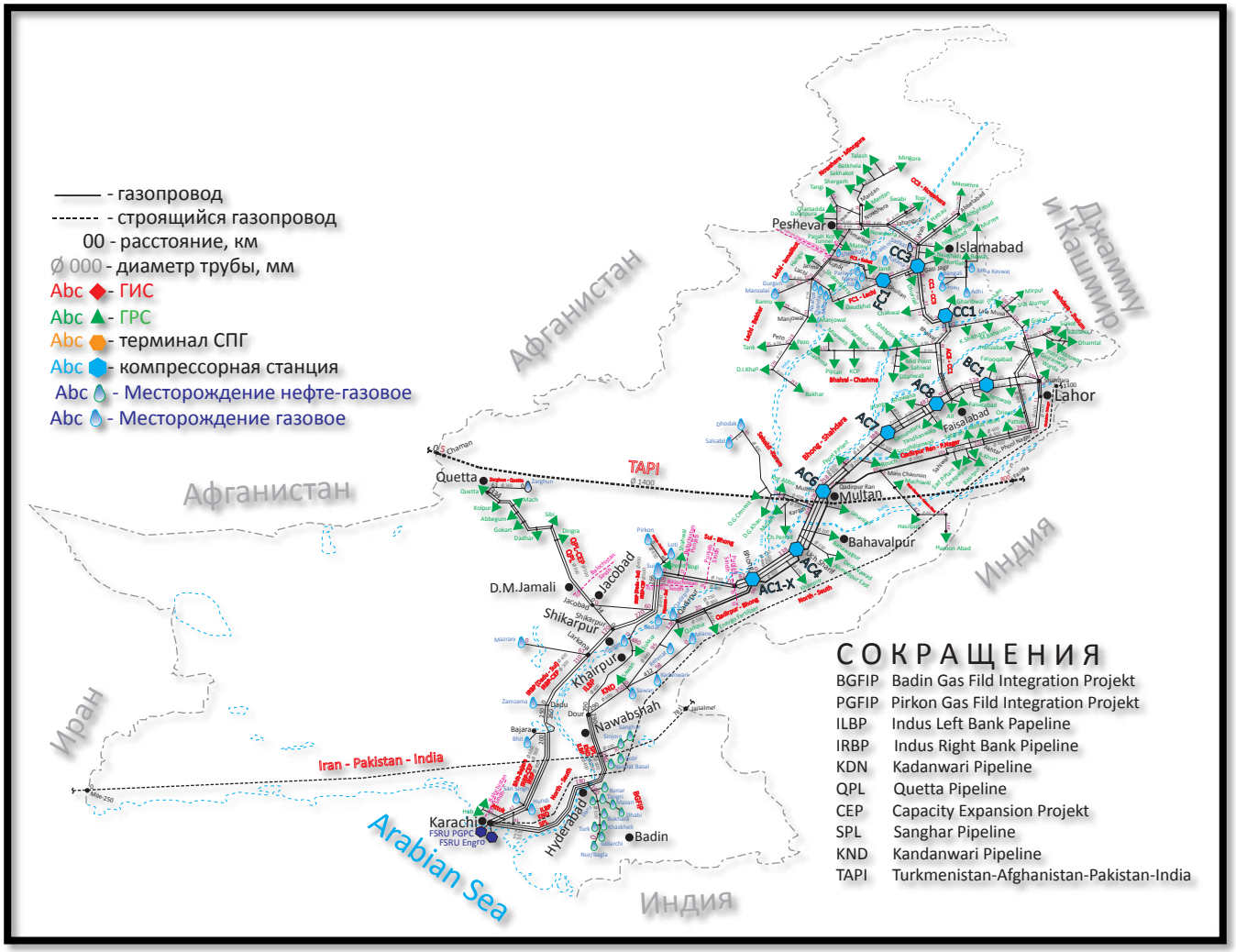


Рис. 2.2.116. Потоковая схема газопроводов Пакистана

Islamabad. МГ СС3 – Nowshera заканчивается на 110 *км* в узловой точке Nowshera, к которой подключена ГРС Nowshera.

От узловой точки Nowshera начинается распределительный газопровод Nowshera – Minogora L=105 *км*. От узловой точки Nowshera (0 *км*) до узловой точки Mardan (23 *км*) РГ Nowshera – Minogora состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=200 *мм* и D_y=200 *мм*. От узловой точки Mardan (23 *км*) до ГРС Minogora газопровод состоит из одного трубопровода D_y=200 *мм*. К РГ Nowshera – Minogora подключены ГРС Mardan, Shergarh, Sakhakot, Batkhela, Talash и Minogora.Узловая точка Nowshera соединяется с узловой точкой Peshevar двумя газопроводами L=40 *км* D_y=200 *мм* и D_y=400 *мм*. От узловой точки Peshevar начинается газопровод отвод L=45 *км* D_y=200 *мм* до ГРС Tangi, к которому подключена ГРС Charsadda и газопровод отвод до ГРС Dalatpur.

Узловая точка Lachi соединена газопроводом L=53 *км* D_y=600 *мм* с месторождением Manzalai и газопроводом L=50 *км* D_y=300 *мм* с месторождением Gurguri.

От узловой точки Lachi начинается большой распределительный газопровод Lachi-Bakhar L=219 *км* D_y=300/200 *мм*, к которому подключены ГРС Manjowal, Pezo, D.I.Khan, Bakhar и газопроводы отводы L=33 *км* D_y=200 *мм* до ГРС Bannu и L=35 *км* D_y=200 *мм* до ГРС Tank.

К узловой точке Lachi подключается газопровод FC1 – Lachi L=144 *км* D_y=200 *мм*.

От узловой точки Lachi начинается газопровод Lachi – Ismailkot. От узловой точки Lachi до узловой точки Kohat (27 *км*) газопровод Lachi – Ismailkot состоит из двух параллельных трубопроводов D_y=600 *мм* и D_y=600 *мм*. От узловой точки Kohat (27 *км*) до узловой точки газопровод Ismailkot (73 *км*) газопровод Lachi – Ismailkot

состоит из трубопровода D_y=600 *мм*. В узловой точке Kohat (27 *км*) к газопроводу Lachi – Ismailkot подключается газопровод FC1 – Kohat L=100 *км* D_y=400/500/200 *мм*. На 30 *км* газопровод Lachi – Ismailkot пересекает границу между провинциями Khyber Pakhtunkhwa и Federally Administered Tribal Areas, а на 42 *км* границу между провинциями Federally Administered Tribal Areas и Khyber Pakhtunkhwa. К газопроводу Lachi – Ismailkot подключены ГРС Tunnel, Matani, Panah Kot и газопровод отвод D_y=200 *мм* до ГРС Hangu. Газопровод Lachi – Ismailkot заканчивается на 73 *км* в узловой точке Ismailkot.

Между КС СС3 и КС FC1 расположены два параллельных газопровода L=90 *км* D_y=250 *мм* и лупинг L=20 *км* D_y=900 *мм*, который начинается от КС СС3. К этим газопроводам подключена ГРС Dhurnal.

Газопровод FC1 – Kohat L=100 *км* начинается на КС FC1 и заканчивается на 100 *км* (Kohat), подключаясь к 27 *км* (Kohat) газопровода Lachi – Ismailkot. К газопроводу FC1 – Kohat подключена ГРС Jand. На своём протяжении газопровод Lachi – Ismailkot меняет свой диаметр с D_y=400 *мм* вначале на D_y=200 *мм* в конце с лупингами D_y=400 *мм* и D_y=500 *мм*.

Газопровод FC1 – Lachi L=144 *км* D_y=200 *мм* расположен между КС и узловой точкой Lachi. К газопроводу подключены ГРС Daudkhel и ГРС Shakardarra.

Месторождения Adhi, Soan, Bangali и Misa Keswal объединены газопроводами в локальную сеть, не соединённую с основной системой газоснабжения Пакистана. К этим месторождениям подключены ГРС Rewat и ГРС Murree.

2.2.9.15. Газотранспортная система Таджикистана

Газоснабжение Таджикистана в основном осуществляется за счет поставок газа из транзитных газопроводов, проложенных с территории Узбекистана.

Система газоснабжения Таджикистана состоит из части магистральных газопроводов из Узбекистана, проходящих по территории страны: Shurtan – Poltoratskoe, Galla-Aral – Fergana, Kelif – Dushanbe (Muzrabad – Dushanbe) и газопроводов внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Таджикистана подразделяются:

- на магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы-отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Магистральный газопровод Shurtan – Poltoratskoe D_y=700 мм, P_y=55 бар на территории Таджикистана начинается на 300 км и заканчивается на 312 км границы с Узбекистаном. На этом участке газопровода подключена ГРС Sypdarya GRES, расположенная на территории Узбекистана.

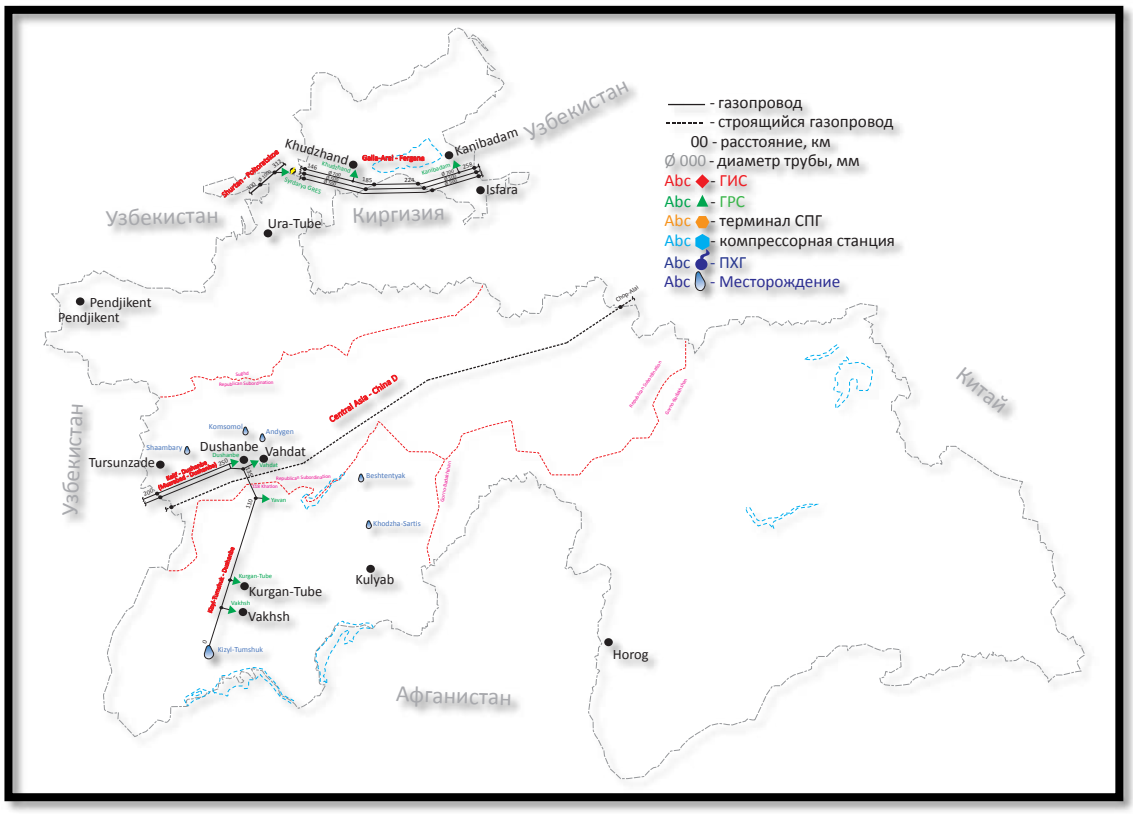


Рис. 2.2.117. Потоковая схема газопроводов Таджикистана

Система магистральных газопроводов Galla-Aral – Fergana, состоящая из трех параллельных трубопроводов D_y=500 мм, P_y=55 бар, D_y=500 мм, P_y=55 бар и D_y=700 мм, P_y=55 бар, начинается на границе с Узбекистаном на 146 км. На 185 км

и на 224 км газопроводы пересекают границу с Киргизией. На 258 км система магистральных газопроводов Galla-Aral – Fergana на территории Таджикистана заканчивается на границе с Узбекистаном. К МГ Galla-Aral – Fergana подключены ГРС Khudzhand и ГРС Kanibadam.

К столице Таджикистана – городу Душанбе – подходят два газопровода. Первый газопровод Kizyl-Tumshuk – Dushanbe L=135 км проложен от газового месторождения Kizyl-Tumshuk. К газопроводу подключаются ГРС: Vakhsh, Kurgan-Tube, Yavan и Vahdat. На 118 км газопровод пересекает границу между регионами страны Khatlon и Republican Subordination.

Второй газопровод Kelif – Dushanbe (Muzrabad – Dushanbe) L=250 км, состоящий из двух параллельных трубопроводов, начинается на границе с Узбекистаном на 200 км. Недалеко от города Душанбе газопроводы Kelif – Dushanbe и Kizyl-Tumshuk – Dushanbe соединены перемычкой.

2.2.9.16. Газотранспортная система Таиланда

Газоснабжение Таиланда осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных месторождений и экспортных поставок из Мьянмы. Основные месторождения газа расположены на шельфе Сиамского (Таиландского) залива и на севере страны.

Система газоснабжения Таиланда состоит из:

- магистральных газопроводов;
- распределительных газопроводов и газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

Основными потребителями газа в стране являются электростанции и другие промышленные предприятия.

От газового месторождения Erawan (Unocal), расположенного в Сиамском заливе, начинаются три газопровода: от платформы ERP-2 (Erawan Riser Platform-2) газопровод Erawan – Rayong 1 L=415 *км* D_y=850 *мм*, от платформы ERP-1 (Erawan Riser Platform-1) газопровод Erawan – Rayong 2 L=418 *км* D_y=900 *мм*, от платформы ECP (Erawan Central Platform) газопровод Erawan – Rayong 3 L=414 *км* D_y=1000 *мм*. Три морские платформы Erawan объединены между собой подводным трубопроводом. К газопроводу Erawan – Rayong 1 примерно на 60 *км* подключено месторождение Chevron-Additional, к газопроводу Erawan – Rayong 2 примерно на 160 *км* подключено газопроводом L=54 *км* D_y=600 *мм* месторождение Tantawan и газопроводом L=55 *км* D_y=450 *мм* Benchamas, к газопроводу Erawan – Rayong 1 примерно на 90 *км* подключено газопроводом L=42 *км* D_y=600 *мм* месторождение Platong. Месторождение Erawan (ERP-2) соединяется подводным газопроводом L=210 *км* с месторождением Thai-Malaysia (JDA). К этому газопроводу подключаются месторождения South Bongkot (50 *км*), Arthit и Arthit FPSO (55 *км*), Pallin (Additioonal) (105 *км*). К месторождению Erawan через платформу ERP-1 газопроводом L=55 *км* D_y=600 *мм* подключаются месторождение Pallin и газопроводом L=171 *км* D_y=800 *мм* месторождение Bongkot. На газопроводах Erawan – Rayong 1, Erawan – Rayong 2 и Erawan – Rayong 3 на 330 *км* на платформе установлена компрессорная станция (Offshore Compressor). Подводные газопроводы Erawan – Rayong 1, Erawan – Rayong 2 и Erawan – Rayong 3 заканчиваются в узловой точке Rayong.

От газопровода Erawan – Rayong 2 после КС примерно на 340 *км* начинается газопровод L=180 *км* до населённого пункта Thap Sakae, где расположена электростанция (Thap Sakae Power Plant).

От газового месторождения Erawan (ERP-1) начинается газопровод L=250 *км* до населенного пункта Khanom, где расположен ГПЗ (Khanom Gas Separation Plant) и электростанция (Khanom Power Plant).

От месторождения Thai-Malaysia (JDA) начинается подводный газопровод D_y=850 *мм* Trans Thailand Malaysia (TTM). Подводный газопровод TTM на участке JDA-Songkhla L=256 *км* D_y=850 *мм* проходит до населенного пункта Songkhla, где расположен ГПЗ (TTM Gas Separation Plant). От ГПЗ начинается газопровод L=7,5 *км* D_y=500 *мм* до электростанции (Chana Power Plant). Далее этот газопровод TTM L=96 *км* D_y=850 *мм* продолжается до населенного пункта Sadao и до границы на 109 *км* (Hi Class Village) между Таиландом и Малайзией.

От газовых месторождений Yadana, Zawtika и Yetagun, расположенных в Бенгальском заливе и принадлежащих Мьянме, подводными газопроводами газ подается к ГИС Kanbauk от которого начинаются два параллельных экспортных газопровода D_y=900 *мм* и D_y=600 *мм* до границы с Таиландом, где установлена ГИС Ban I Tong. От ГИС Ban I Tong начинается магистральный газопровод Myanmar-Thailand L=238 *км* D_y=1000 *мм*. Примерно на 164 *км* МГ Myanmar – Thailand установлена компрессорная станция Gamjanaburi. На 189 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Gamjanaburi и Ratchaburi. МГ Myanmar – Thailand заканчивается на 238 *км* у населенного пункта Ratchaburi, где расположены две электростанции (Ratchaburi Power Plant).

От узловой точки Ratchaburi начинается газопровод Ratchaburi – Wang Noi L=153 *км* D_y=750 *мм*. Примерно на 20 *км* этого газопровода установлена КС Ratchaburi. На 32 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Ratchaburi и Nakom Pathom. На 55 *км* (Sai Noi) от газопровода Ratchaburi – Wang Noi начинается газопровод Sai Noi – Bangplee L=67 *км* D_y=750 *мм* до узловой точки Bangplee к которой подключена электростанция (South Bang Pakong Power Plant). На 40 *км* (Samut Prakan) этого газопровода подключена электростанция (Samut Prakan Power Plant). На 63 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Samut Prakan и Chachengsao. Недалеко от узловой точки Sai Noi расположена электростанция (Sai Noi Power Plant). Далее газопровод Ratchaburi – Wang Noi пересекает границы провинций: на 77 *км* между провинциями Nakom Pathom и Nonthaburi, на 85 *км* между провинциями Nonthaburi и Pathum Thaani, на 100 *км* между провинциями Pathum Thaani и Ayuthaya, на 142 *км* между провинциями Ayuthaya и Saraburi. На 120 *км* (Romruen) к газопроводу Ratchaburi – Wang Noi подключается строящийся (по данным 2015 г.) газопровод Nakhorn Swan – Romruen L=186 *км* от месторождения Nakhorn Swan. Этот газопровод пересекает границы провинций: на 32 *км* между провинциями Nakhorn Swan и Chai Nat, на 73 *км* между провинциями Chai Nat и Sing Buri, на газопровод Ratchaburi – Wang Noi между провинциями Sing Buri и Ang Thong, на 136 *км* между провинциями Ang Thong и Ayuthaya. Газопровод Ratchaburi – Wang Noi заканчивается на 153 *км* в узловой точке Wang Noi, где установлена электростанция (Wang Noi Power Plant).

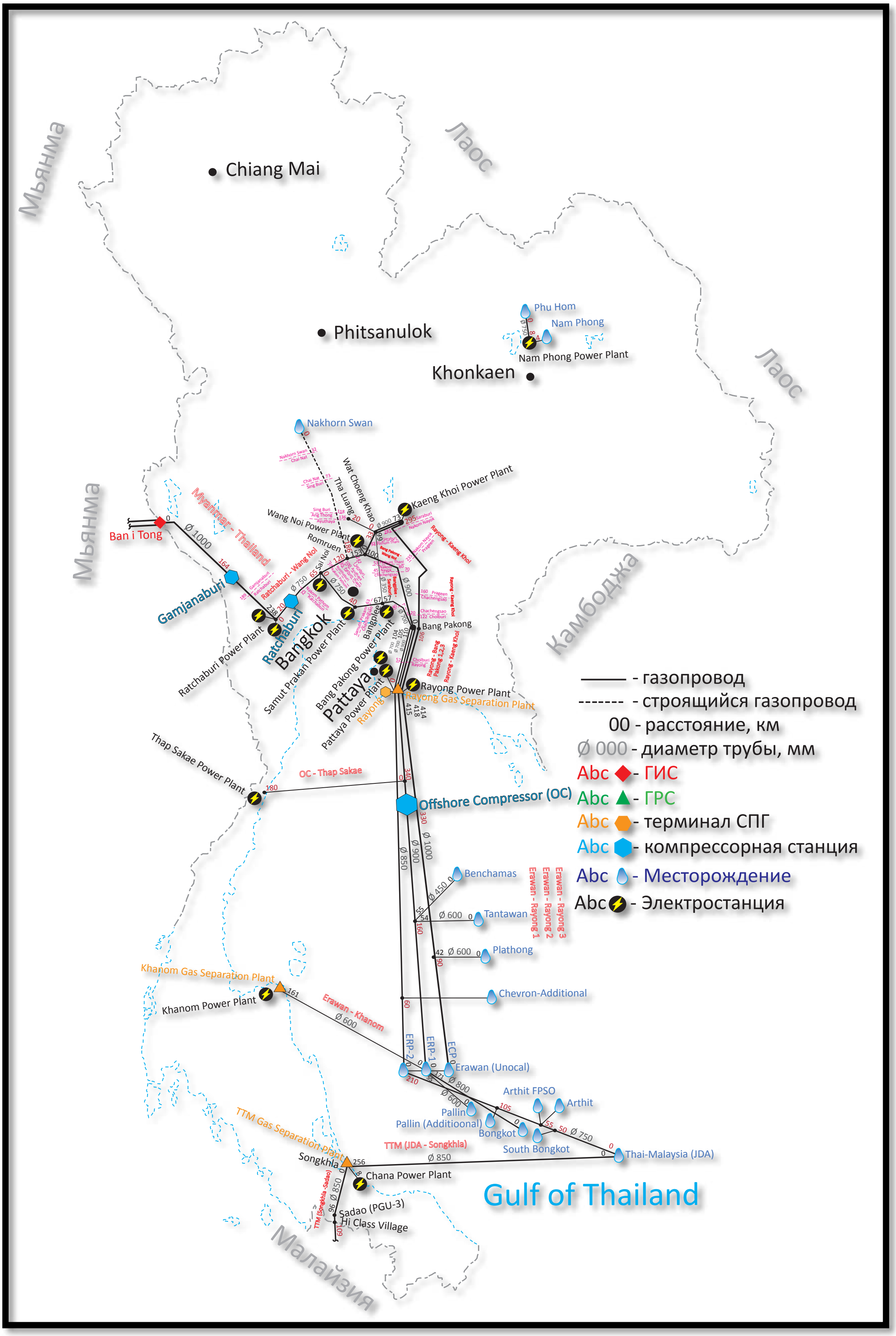


Рис. 2.2.118. Потоковая схема газопроводов Таиланда

В узловой точке Rayong, где заканчиваются подводные газопроводы Erawan-Rayong 1, Erawan – Rayong 2 и Erawan – Rayong 3 установлен ГПЗ (Rayong Gas Separation Plant) и подключен терминал регазификации СПГ Rayong. От узловой точки Rayong начинается газопровод отвод до ГРС города Pattaya, рядом с которым расположены две электростанции (Pattaya Power Plant). Возле узловой точки Rayong расположена электростанция (Rayong Power Plant).

От узловой точки Rayong начинаются три параллельных газопровода Rayong – Bang Pakong 1 L=104 *км* D_y=700 *мм*, Rayong – Bang Pakong 2 L=105 *км* D_y=700 *мм*, Rayong – Bang Pakong 3 L=110 *км* D_y=900 *мм*, и газопровод Rayong – Kaeng Khoi, который до узловой точки Bang Pakong (106 *км*) расположен параллельно в одном технологическом коридоре с газопроводами Rayong – Bang Pakong. На 52 *км* газопроводы Rayong – Bang Pakong и Rayong – Kaeng Khoi пересекают границу провинций Rayong и Cholburi. В узловой точке Bang Pakong три газопровода Rayong – Bang Pakong заканчиваются. Газопровод Rayong – Kaeng Khoi продолжается далее

и на 122 *км* пересекает границу между провинциями Cholburi и Chachengsao, а на 160 *км* границу провинций Chachengsao и Prageen, на 235 *км* границу провинций Prageen и Nakom Nayok, а на 281 *км* границу провинций Nakom Nayok и Saraburi. Газопровод Rayong – Kaeng Khoi заканчивается на 295 *км* в узловой точке Kaeng Khoi, где расположена электростанция (Kaeng Khoi Power Plant).

От узловой точки Bang Pakong начинается газопровод Bang Pakong – Bangplee L=57 *км* D_y=700 *мм* до узловой точки Bangplee. На 40 *км* этот газопровод пересекает границу провинций Cholburi и Chachengsao. Газопровод Bang Pakong – Bangplee заканчивается на 57 *км* в узловой точке Bangplee, где он соединяется с 67 *км* газопровода Sai Noi – Bangplee. К узловой точке Bangplee (57 *км*) подключена электростанция (South Bang Pakong Power Plant).

От узловой точки Bangplee начинается газопровод Bangplee – Saraburi L=99 *км* D_y=350 *мм*, который на 45 *км* пересекает границу между провинциями Chachengsao и Nakom Nayok, на 80 *км* границу между провинциями Nakom Nayok и Pathum Thani, а на 94 *км* границу между провинциями Pathum Thani и Saraburi. Газопровод Bangplee – Saraburi заканчивается на 99 *км* в узловой точке Wat Choeng Khao.

От узловой точки Bang Pakong начинается газопровод L=100 *км* D_y=900 *мм* Bang Pakong – Wang Noi. На 20 *км* этот газопровод пересекает границу провинций Cholburi и Chachengsao, на 70 *км* газопровод пересекает границу между провинциями Chachengsao и Nakom Nayok, а на 80 *км* границу между провинциями Nakom Nayok и Pathum Thani. Газопровод Bang Pakong – Wang Noi заканчивается на 100 *км* в узловой точке Wang Noi к которой подключен газопровод Ratchaburi – Wang Noi (153 *км*) и электростанция (Wang Noi Power Plant).

От узловой точки Wang Noi, где сходятся газопроводы Ratchaburi – Wang Noi и Bang Pakong – Wang Noi начинается газопровод Wang Noi – Kaeng Khoi L=73 *км*. На 33 *км* (Wat Choeng Khao) к газопроводу подключается газопровод Bangplee – Saraburi (99 *км*) и от узловой точки Wat Choeng Khao начинается газопровод Wat Choeng Khao – Tha Luang L=20 *км*. От узловой точки Wat Choeng Khao (33 *км*) до узловой точки Kaeng Khoi (51 *км*) расположены два параллельных газопровода. К узловой точке Kaeng Khoi, где расположена электростанция (Kaeng Khoi Power Plant), также подходит газопровод Rayong-Kaeng Khoi (295 *км*).

Отдельная локальная система газоснабжения расположена на севере страны недалеко от города Khonkaen. Электростанция (Nam Phong Power Plant) подключена газопроводом L=3,5 *км* D_y=400 *мм* к месторождению Nam Phong и газопроводом L=0,25 *км* D_y=750 *мм* к месторождению Phu Hom.

2.2.9.17. Газотранспортная система Туркменистана

Газоснабжение Туркменистана осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа с собственных месторождений. В Туркменистане имеется достаточно большое количество месторождений газа в том числе значительных, позволяющих стране осуществлять экспорт газа.

Система газоснабжения Туркменистана состоит из системы экспортных магистральных газопроводов: Central Asia – Center, Turkmenistan – China, Okarem – Beyneu, Dauletabad – Sarahs – Khangiran, Korpedzhe – Kurt-Kuin, Bukhara – Ural и газопроводов внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Туркменистана подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

На некоторых газотранспортных системах между газопроводами разных рабочих давлений установлены технологические узлы (узлы редуцирования газа), осуществляющие функции распределения газа между газопроводами. К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

Система магистральных газопроводов Central Asia – Center начинается от месторождений Gugurtli и месторождений группы Dauletabad и состоит из нескольких участков магистральных газопроводов различной конфигурации.

От месторождения Gugurtli газотранспортная система Central Asia – Center начинается газопроводом подключения L=98 *км* P_y=55 *bar* до узловой точки на 98 *км*. От узловой точки на 98 *км* до 248 *км* участок системы Central Asia – Center состоит из двух параллельных газопроводов D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar* Central Asia – Center 1 и D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar* Central Asia – Center 2. На 207 *км* к этим газопроводам подключается перемычка D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar* от 169 *км*, а на 241 *км* две перемычки D_y=1000 *мм* и D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar* от 199 *км* газотранспортной системы Bukhara – Ural. На 248 *км* к МГ Central Asia – Center 1 и МГ Central Asia – Center 2 газопроводом длиной L=49 *км* подключено месторождение Naip, к которому, в свою очередь, подключено месторождение Balkui и месторождение Kirpichly. От 248 *км* начинается МГ Central Asia – Center 3 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, расположенный параллельно МГ Central Asia – Center 1 и МГ Central Asia – Center 2. На 289 *км* к МГ Central Asia – Center 3 подключено месторождение Achak. Между 323 *км* МГ Central Asia – Center 1, МГ Central Asia – Center 2, МГ Central Asia – Center 3 и 444 *км* МГ Central Asia – Center 4-2, МГ Central Asia – Center 4-3 установлен узел редуцирования газа, позволяющий обеспечивать перетоки газа между системами с рабочим давлением P_y=75 *bar* и P_y=55 *bar*. Участок системы Central Asia – Center заканчивается на 340 *км* на границе с Узбекистаном.

От месторождений Dauletabad, Dauletabad-15, Dauletabad-45 начинается другой участок системы экспортных магистральных газопроводов Central Asia – Center. Газопроводы подключения объединяются в узловой точке Dauletabad от

месторождения Dauletabad через 24 *км*, от месторождения Dauletabad-15 через 3 *км* и от месторождения Dauletabad-45 через 30 *км*.

От узловой точки Dauletabad (0 *км*) первый участок системы Central Asia – Center начинается двумя параллельными магистральными газопроводами D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* Central Asia – Center 4-1 L=113 *км* и Central Asia – Center 4-2 L=128 *км* до КС Shatlyk.

На 30 *км* МГ Central Asia – Center 4-2 начинается МГ Dauletabad – Sarahs – Khangiran D_y=1200 *мм* L=30 *км* P_y=55 *bar* до ГИС Sarahs расположенного на границе с Ираном. На 30 *км* МГ Central Asia – Center 4-1 и Central Asia – Center 4-2 пересекают границу между Mary velayat и Ahal velayat. На 100/115 *км* газопроводы пересекают водохранилище Hanhowuz Howdany Resrvair.

От узловой точки Dauletabad начинается газопровод D_y=700 *мм* L=109 *км* P_y=55 *bar* Dauletabad – Mary который соединяется с 23 *км* газопровода East – West на участке Maysk – Shatlyk D_y=500 *мм* L=60 *км* P_y=55 *bar*, начинающемся на месторождении Maysk и заканчивающемся на КС Shatlyk.

От КС Shatlyk (0 *км*) начинается второй участок системы Central Asia – Center, состоящий из двух параллельных магистральных газопроводов D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* Central Asia – Center 4-1 и Central Asia – Center 4-2, который заканчивается на КС Karakumskaya (118 *км*). К КС Shatlyk подключается газопроводом D_y=400 *мм* L=24 *км* месторождение Shatlyk-2 и участок Maysk – Shatlyk D_y=500 *мм* L=60 *км* P_y=55 *bar* газопровода East – West. От КС Shatlyk начинается второй участок Shatlyk – Karatepe газопровода East – West D_y=700 *мм* L=830 *км* P_y=55 *bar*. РГ Shatlyk–Ashgabat D_y=700/500 *мм* L=181 *км* P_y=55 *bar* начинается на месторождении Shatlyk-1. На 102 *км* к МГ Central Asia – Center 4-1 и МГ Central Asia – Center 4-2 газопроводом L=25 *км* подключается месторождение Bayram-Ali. К 117 *км* газотранспортной системы Central Asia – Center газопроводом D_y=1000 *мм* L=88 *км* подключается месторождение Uch-Adzhi, а к КС Karakumskaya газопроводом D_y=1000 *мм* L=128 *км* подключается месторождение Malay. Эти два газопровода связаны между собой перемычкой на 3-м и 44-м километрах соответственно.

Третий участок газотранспортной системы Central Asia – Center от КС Karakumskaya (118 *км*) до КС Pustynnaya (Chollyk) (304 *км*) состоит из трех параллельных магистральных газопроводов D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* Central Asia – Center 4-1, Central Asia – Center 4-2 и Central Asia – Center 4-3. На 238 км газопроводы пересекают границу между Mary velayat и Lebap velayat. К КС Pustunnay подключается месторождение Beurdeshik.

Четвертый участок газотранспортной системы Central Asia – Center от КС Pustynnaya (304 *км*) до границы с Узбекистаном (458 *км*) состоит из трех параллельных магистральных газопроводов D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* Central Asia – Center 4-1, Central Asia – Center 4-2 и Central Asia – Center 4-3. На 305 *км* к МГ Central Asia – Center 4-3 подключается месторождение Kirpichli от которого начинается газопровод D_y=1000 *мм* L=90 *км* Kirpichli – Naip. На 410 *км* газопроводы пересекают границу между Lebap velayat и Dashoguz velayat. На 435 *км* МГ Central Asia – Center 4-2 и МГ Central Asia – Center 4-3 начинаются два газопровода D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* в обход границы Узбекистана недалеко от города Хивы. Между 444 *км* МГ Central Asia – Center 4-2, МГ Central Asia – Center 4-3 и 323 *км* МГ Central Asia – Center 1, МГ Central Asia – Center 2, МГ Central Asia – Center 3 установлен узел редуцирования газа, позволяющий обеспечивать перетоки газа между системами с рабочим давлением P_y=75 *bar* и P_y=55 *bar*.

На КС Хива, расположенной на территории Узбекистана, происходит изменение километража и названия некоторых магистральных газопроводов. Пятый

участок газотранспортной системы Central Asia – Center на территории Туркменистана продолжается с 355 *км* на границе с Узбекистаном магистральными газопроводами Central Asia – Center 1 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*, Central Asia – Center 2 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, Central Asia – Center 3 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, Khiva – Beyneu D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, Central Asia – Center 4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* и Looping Central Asia – Center 4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar*. Сразу после границы на 355,5 *км* заканчивается МГ Central Asia – Center 1, соединяясь с МГ Central Asia – Center 2. На 395 *км* заканчивается МГ Looping Central Asia – Center 4, соединяясь с МГ Central Asia – Center 4. На 437 *км* к МГ Central Asia – Center 2, Central Asia – Center 3 и Khiva – Beyneu подключается газопровод перемычка с МГ Bukhara – Ural 1 и Bukhara – Ural 2 на которой установлен узел редуцирования газа. На 438 *км* МГ Central Asia – Center 2 и МГ Central Asia – Center 3 установлена КС Yylanly к которой подключается МГ Darvaza – Ilyalu L=215 *км*, начинающийся от месторождений газа (Shiikh, Topdzhulba, Atabay, Koyun и др.), расположенных недалеко от города Darvaza. На 438 *км* от МГ Central Asia – Center 4 продолжается МГ Looping Central Asia – Center 4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar*. Пятый участок газотранспортной системы Central Asia – Center заканчивается на 530 *км,* где установлена КС Daryalyk.

Последний, шестой участок газотранспортной системы Central Asia – Center начинается на КС Daryalyk и заканчивается на границе с Казахстаном четырьмя параллельными магистральными газопроводами: МГ Central Asia – Center 2 и МГ Khiva-Beyneu (581 *км*), МГ Central Asia-Center 4 и МГ Looping Central Asia – Center 4 (541 *км*). Перед границей с Казахстаном установлена ГИС Daryluk.

От месторождения Maysk начинается МГ East – West D_y=500/700 *мм* L=890 *км* P_y=55 *bar*. Первый участок МГ East – West от месторождения Maysk до КС Shatlyk D_y=500 *мм* L=60 *км* P_y=55 *bar*. На 23 *км* к нему подключается МГ Dauletabad – Mary D_y=700 *мм* L=109 *км* P_y=55 *bar*, на 34 *км* установлена ГРС Mary, на 60 *км* газопровод проходит КС Shatlyk и на 166 *км* соединяется перемычкой с 66 *км* РГ Shatlyk – Ashgabat с которым он проходит параллельно до города Ashgabat. К МГ East – West на 187 *км* подключается месторождение Tejen E. На 327 *км* к МГ East – West подключается ГРС Yaslyk, на 363 *км* ГРС Anew, на 384 *км* ГРС Ashgabat-2, на 400 *км* ГРС Abadan, на 479 *км* ГРС Baherden, на 689 *км* ГРС Serdar, на 765 *км* ГРС Bereket, на 859 *км* ГРС Balkanabad. На 640 *км* МГ East – West пересекает границу между Ahal velayat и Balkan velayat. МГ East – West заканчивается на 890 *км* подключаясь к месторождению Karatepe, которое в свою очередь подключено к МГ Korpedzhe – Balkanabad и МГ Okarem – Beyneu.

От месторождения Shatlyk-1 начинается РГ D_y=700/500 *мм* L=247 *км* P_y=55 *bar* Shatlyk-Ashgabat. До 66 *км* этот газопровод проложен параллельно с МГ East – West и имеет диаметр D_y=700 *мм*. На 66 *км* РГ Shatlyk – Ashgabat соединяется перемычкой с 166 *км* МГ East – West, меняет свой диаметр на D_y=500 и километраж (0 *км*). РГ Shatlyk – Ashgabat заканчивается на 181 *км,* где подключена ГРС Ashgabat-1.

МГ Okarem – Beyneu D_y=1000 *мм* L=315 *км* P_y=55 *bar* начинается от месторождения Okarem, которое расположено недалеко от города Okarem на берегу Каспийского моря. На 41 *км* к газопроводу подключается месторождение Kamyshidzha, на 150 *км* месторождение Kizyl-Kum, на 200 *км* с газопроводом от месторождения Karatepe. На 250 *км* установлена КС Belek к которой подходит газопровод D_y=500 *мм* L=45 *км* P_y=55 *bar* от месторождения Kotur Tepe и месторождений, расположенных в Каспийском море. От 250 *км* начинается лупинг МГ Okarem – Beyneu D_y=1000 *мм* L=47 *км* P_y=55 *bar*, на 265 *км* подключается газопровод отвод до ГРС

Turkmenbashi, на 320 *км* подключается второй газопровод отвод до другой ГРС Turkmenbashi, на 360 *км* снова начинается лупинг МГ Okarem – Beyneu D_y=1000 *мм* L=47 *км* P_y=55 *bar*, который проходит через весь залив Kara Bogaz. МГ Okarem – Beyneu на территории Туркменистана заканчивается на границе с Казахстаном на 315 *км*. Перед границей установлена ГИС Begdash.

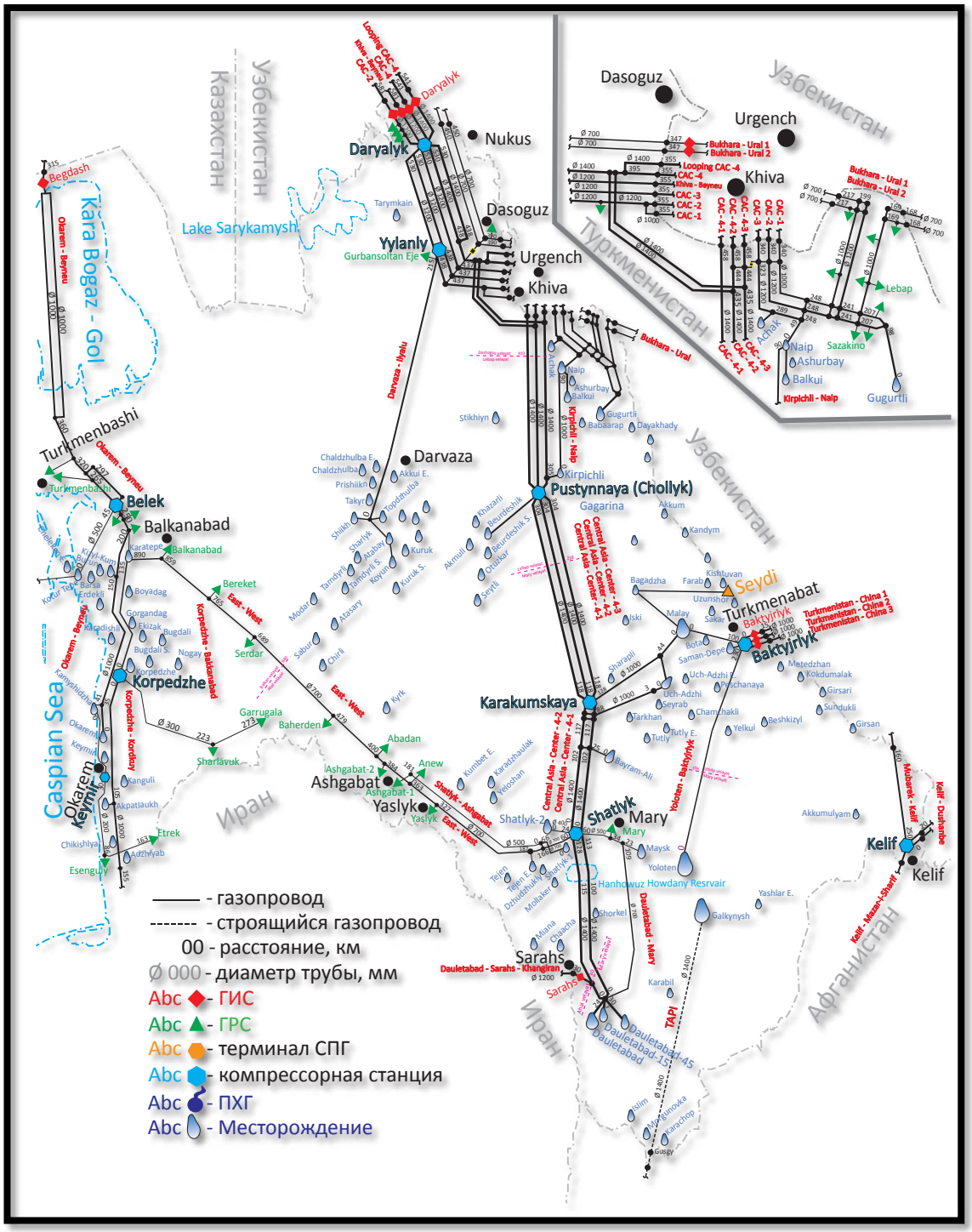


Рис. 2.2.119. Потоковая схема газопроводов Туркменистана

Месторождение Korpedzhe подключено газопроводом к КС Korpedzhe, от которой начинается МГ Korpedzhe – Balkanabad L=135 *км* P_y=55 *bar*, который

заканчивается, подключаясь к месторождению Karatepe. На всем своем протяжении МГ Korpedzhe – Balkanabad расположен параллельно МГ Okarem – Beyneu.

От КС Korpedzhe также начинается экспортный МГ Korpedzhe – Kurt-Kuin D_y=1000 *мм* L=135 *км* P_y=55 *bar*, который заканчивается на границе с Ираном. На L=95 *км* к газопроводу подключено месторождение Akpatlaukh.

От КС Korpedzhe начинается РГ Korpedzhe – Garrugala D_y=300 *мм* L=273 *км*. На 223 *км* к газопроводу подключена ГРС Sharlavuk, на 273 *км* ГРС Garrugala.

От месторождения Kamyshidzha начинается РГ Kamyshidzha – Etrek D_y=200 *мм* L=163 *км*. На 30 *км* этого газопровода, недалеко от города Okarem установлена КС Keymir, на 86 *км* к газопроводу подключена ГРС Esenguly, на 163 *км* ГРС Etrek.

От КС Baktyjrlyk расположенной в 15 *км* от границы с Узбекистаном начинается экспортная газотранспортная система Turkmenistan – China, состоящая из трех параллельных магистральных газопроводов D_y=1000 *мм* Turkmenistan – China 1, Turkmenistan – China 2 и Turkmenistan – China 3. После КС Baktyjrlyk установлена ГИС Baktyjrlyk. Основной ресурсной базой этой газотранспортной системы являются месторождения: Malay, Yoloten и Saman-Depe. От месторождения Yoloten газ направляется на по МГ Yoloten – Baktyjrlyk L=230 *км*. На 106 *км* этот газопровод пересекает границу между Mary velayat и Lebap velayat. От месторождения Malay газ направляется на КС Baktyjrlyk по МГ L=100 *км*. Месторождение Saman-Depe расположено рядом с КС Baktyjrlyk.

От месторождения Bagadzha газ направляется на ГПЗ Seydi, расположенный не далеко от границы с Узбекистаном.

На 168 *км* на границе с Узбекистаном на территории Туркменистана начинается экспортная газотранспортная система Bukhara – Ural двумя параллельными магистральными газопроводами D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* Bukhara – Ural 1 и Bukhara – Ural 2. На 169 *км* эти газопроводы прерываются и вновь начинаются только на 199 *км*. На 169 *км* между МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2 и 207 *км* МГ Central Asia – Center 1 и МГ Central Asia – Center 2 установлена перемычка D_y=1000 *мм*, к которой подключено несколько ГРС. На 199 *км* между МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2 и 241 *км* МГ Central Asia – Center 1 и МГ Central Asia – Center 2 установлены две перемычки D_y=1000 *мм* и D_y=1200 *мм*. МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2 на 217 *км* пересекает границу с Узбекистаном и вновь возвращается на территорию Туркменистана уже на 347 *км* на границе с Узбекистаном. На 390 *км* МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2 соединяются перемычкой с МГ Central Asia – Center 2, Central Asia – Center 3 и Khiva – Beyneu на которой установлен узел редуцирования газа. Экспортная газотранспортная система Bukhara – Ural заканчивается на 450 *км* на границе с Казахстаном.

От ГПЗ Mubarek, расположенного на территории Узбекистана, от границы (160 *км*) газ по магистральному газопроводу Mubarek – Kelif направляется на КС Kelif от которой по МГ Kelif – Dushanbe направляется на территорию Узбекистана и далее Таджикистана (20 *км*) к городу Dushanbe и на территорию Афганистана (3,5 *км*) к городу Mazar-i-Sharif.

От месторождения Galkynysh начинается строящийся (по данным 2015 г.) магистральный экспортный газопровод Turkmenistan – Afghanistan – Pakistan – India

(TAPI), который заканчивается на границе с Афганистаном возле населенного пункта Gusgy.

2.2.9.18. Газотранспортная система Узбекистана

Газоснабжение Узбекистана в основном осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа с собственных месторождений и частично из транзитных газопроводов, проложенных с территории Туркменистана. В Узбекистане имеется большое количество месторождений газа, позволяющих стране осуществлять его экспорт.

Система газоснабжения Узбекистана состоит из системы экспортных магистральных газопроводов: Central Asia – Center, Central Asia – China, Kelif – Dushanbe, Bukhara – Ural и газопроводов внутренней газораспределительной системы.

Газопроводы Узбекистана подразделяется на:

- магистральные газопроводы;
- распределительные газопроводы и газопроводы отводы;
- газопроводы газоснабжения потребителей.

Между газопроводами разных рабочих давлений, установлены технологические узлы (узлы редуцирования газа), осуществляющие функции распределения газа между газопроводами. К магистральным и распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

Система газопроводов Central Asia – Center начинается от месторождений Gugurtli и месторождений группы Dauletabad и состоит из нескольких участков магистральных газопроводов различной конфигурации.

От месторождений Gugurtli и Dauletabad, расположенных на территории Туркменистана начинаются участки газотранспортная система Central Asia – Center. Магистральные газопроводы этой системы пересекают границу между Туркменистаном и Узбекистаном на 340 *км* Central Asia – Center 1, Central Asia – Center 2 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar* и Central Asia – Center 3 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar* и на 458 *км* Central Asia – Center 4-1, Central Asia – Center 4-2 и Central Asia – Center 4-3 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar*. Далее все эти газопроводы направляются на КС Khiva. На 347 *км* МГ Central Asia-Center 3 заканчивается, соединяясь с МГ Central Asia – Center 1 и МГ Central Asia – Center 2, которые продолжаются до 350 *км*, где установлена КС Khiva. МГ Central Asia – Center 4-1, Central Asia – Center 4-2 и Central Asia – Center 4-3 продолжаются до 468 *км* (КС Khiva).

На 468 *км*, перед КС Khiva, от МГ Central Asia – Center 4-2 начинается МГ Khiva – Beyneu D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*. На КС Khiva происходит изменение километража и названия некоторых магистральных газопроводов. Километраж всех газопроводов после КС Khiva изменяется на 350 *км*. Сразу после от МГ Central Asia – Center 2 начинается МГ Central Asia – Center 1. Газотранспортная система Central Asia – Center от КС Khiva продолжается по территории Узбекистана до 355 *км* на границе с Туркменистаном магистральными газопроводами: Central Asia – Center 1 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*, Central Asia – Center 2 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, Central Asia – Center 3 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, Khiva – Beyneu D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar*, Central Asia – Center 4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar*, Looping Central Asia – Center 4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar*.

Газотранспортная система Central Asia – Center вновь продолжается на территории Узбекистана от границы с Туркменистаном магистральными газопроводами: Central Asia – Center 2 D_y=1200 *мм* P_y=55 *bar* и МГ Khiva – Beyneu D_y=1200 *мм*

P_y=55 *bar* на 581 *км* и МГ Central Asia – Center 4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* и Looping Central Asia – Center 4 D_y=1400 *мм* P_y=75 *bar* на 541 *км*. На 654/644 *км* газотранспортной системы Central Asia – Center установлена КС Akchalak. Сразу после КС Akchalak к МГ Central Asia – Center 2 подключается газопровод D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar* от 52 *км* МГ Central Asia – Center 2, начинающегося на КС Kungrat. Также от КС Kungrat начинается МГ Central Asia – Center 1 D_y=1000 *мм* P_y=55 *bar*, который идёт параллельно МГ Central Asia – Center 2, МГ Khiva – Beyneu, МГ Central Asia – Center 4, Luping Central Asia – Center 4. На 80 *км* МГ Central Asia – Center 1, на 687 *км* МГ Central Asia – Center 2 и МГ Khiva – Beyneu, на 677 *км* МГ Central Asia – Center 4 и МГ Luping Central Asia – Center 4 установлена перемычка с узлом редуцирования газа с 641 *км* МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2. После этой перемычки все газопроводы газотранспортной системы Central Asia – Center меняют свой километраж на 80 *км*. На 105 *км* МГ Luping Central Asia – Center 4 заканчивается, соединяясь с МГ Central Asia – Center 4. На 150 *км* газотранспортной системы Central Asia – Center установлена КС Tuley, а на 290 *км* КС Karakalpakiya. К КС Karakalpakiya подключается газопровод Shakhpakhty – Karakalpakiya D_y=800 *мм* L=236 *км* P_y=55 *bar* от месторождения Shakhpakhty. Газотранспортная система Central Asia – Center на территории Узбекистана заканчивается на 311 *км* на границе с Казахстаном газопроводами: МГ Central Asia – Center 1, МГ Central Asia – Center 2, МГ Khiva – Beyneu и МГ Central Asia – Center 4.

От КС Gazli, подключённой к месторождению Gazli тремя магистральными газопроводами D_y=700 *мм* P_y=55 *bar* Bukhara – Ural 1, Bukhara – Ural 2 и Bukhara – Ural 3, начинается экспортная газотранспортная система Bukhara – Ural. К газопроводам системы на первом участке подключаются и другие месторождения газа (Uchkyr, Yangikazgan). На 120 *км* газопроводы пересекают границу между областями Bukhara и Khorezm.

На 159 *км* от МГ Bukhara – Ural 3 и МГ Bukhara – Ural 1 начинаются МГ Gazli – Nukus 1 D_y=1000 *мм* L=350 *км* P_y=55 *bar* и МГ Gazli – Nukus 2 D_y=1200 *мм* L=350 *км* P_y=55 *bar*. На 160 *км* МГ Bukhara – Ural 3 заканчивается, соединяясь с МГ Bukhara – Ural 1. На 168 *км* МГ Bukhara – Ural 1 и Bukhara – Ural 2 пересекают границу с Туркменистаном. Вновь на территории Узбекистана газотранспортная система Bukhara – Ural продолжается на 217 *км,* где магистральные газопроводы Bukhara – Ural 1 и Bukhara – Ural 2 пересекают границу с Туркменистаном. На 288 *км* газотранспортной системы Bukhara – Ural установлена КС Urgench. На участке между 217 и 288 км МГ Bukhara – Ural 1, МГ Bukhara – Ural 2 и 200 км МГ Gazli – Nukus 1, МГ Gazli – Nukus 2 установлена перемычка. На 347 *км* газопроводы газотранспортной системы Bukhara – Ural вновь пересекают границу и далее проходит по территории Туркменистана. Перед границей установлена ГИС. На 450 *км* газопроводы вновь пересекают границу с Туркменистаном и возвращаются на территорию Узбекистана. На 470 *км* газопроводы к МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2 подключаются МГ Gazli – Nukus 1 и МГ Gazli – Nukus 2. На 450 *км* МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2 установлена КС Kungrat от которой начинаются МГ Central Asia – Center 1, проходящий далее параллельно с газопроводами газотранспортной системы Central Asia – Center и МГ Central Asia – Center 2, который через 52 *км* соединяется с МГ Central Asia – Center 2 газотранспортной системы Central Asia – Center, идущим от КС Akchalak. Газотранспортная система Bukhara – Ural вновь продолжается на 641 *км,* где она соединяется через перемычку с газопроводами газотранспортной системы Central Asia – Center. На 679 *км* установлена КС S. Usturt. Газотранспортная система Bukhara – Ural заканчивается на границе с Казахстаном (857 *км*). Перед границей на газопроводах установлена ГИС.

МГ Gazli – Nukus 1 D_y=1000 *мм* L=350 *км* P_y=55 *bar* и МГ Gazli – Nukus 2 D_y=1200 *мм* L=350 *км* P_y=55 *bar* начинаются на 470 *км* МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2. На 5 *км* газопроводы пересекают границу между областью Khorezm и республикой Karakalpakstan. На 30 *км* газопроводы пересекают границу между республикой Karakalpakstan и областью Bukhara. На 60 *км* газопроводы пересекают границу между областью Bukhara и областью Navoiy. На 191 *км* газопроводы пересекают границу между областью Navoiy и республикой Karakalpakstan. На 200 *км* к газопроводам Gazli – Nukus 1 и Gazli – Nukus 2 подключатся газопровод перемычка, начинающаяся от МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2 недалеко от КС Urgench. На всем протяжении к газопроводам подключены ГРС Tujamujn, Miskin, Ymbashkala, Bustan, Kipchak, Berdah, Kurzulyk, Kurguzabad, Ellikkala, Beruni, Ahunbabayv, Namuna, Turtkul, Galaba и другие. Газопроводы Gazli – Nukus 1 и Gazli – Nukus 2 заканчиваются на 350 *км*, подключаясь к 470 *км* МГ Bukhara – Ural 1 и МГ Bukhara – Ural 2.

От КС Gazli начинается МГ Gazli – Chimkent (Gazli – Samsonovka) D_y=1200 *мм* L=312 *км* P_y=55 *bar*. На 135 *км* газопровод пересекает границу между областями Bukhara и Navoiy. Примерно от этого места далее газопровод располагается параллельно с газопроводами экспортной газотранспортной системы Central Asia – China. МГ Gazli – Chimkent заканчивается на 312 *км* на границе с Казахстаном.

От КС Baktyjrlyk расположенной в 15 *км* от границы с Узбекистаном на территории Туркменистана начинается экспортная газотранспортная система Central Asia – China, состоящая из трех параллельных магистральных газопроводов D_y=1000 *мм* P_y=98,1 *bar* Central Asia – China A, Central Asia – China B и Central Asia – China C. На 105 *км* эти газопроводы пересекают 55 *км* МГ Gazli – Kogon 1 и МГ Gazli – Kogon 2, на 215 *км* они пересекают границу между областями Bukhara и Navoiy. Примерно от этого места далее газопроводы располагается параллельно с газопроводом Gazli – Chimkent. Экспортная газотранспортная система Central Asia – China на территории Узбекистана заканчивается на 390 *км* на границе с Казахстаном.

Между КС Gazli и КС Kogon располагаются два магистральных газопровода D_y=1000 *мм* L=67 *км* P_y=55 *bar* Gazli – Kogon 1 и Gazli – Kogon 2. К этим газопроводам ближе к КС Kogon подключается месторождение Dgerkas. К КС Gazli подключено ПХГ Gazli.

От КС Kogon начинается система газопроводов Bukhara gas-bearing region – Tashkent-Bishkek-Almaty (BGR – TBA) L=424 *км* P_y=55 *bar*, состоящая из участков газопроводов различной конфигурации.

Первый участок система газопроводов BGR – TBA от КС Kogon до КС Zirabulak состоит из двух параллельных газопроводов D_y=1000 *мм* L=120 *км* P_y=55 *bar* BGR – TBA 1 и BGR – TBA 2. На 27 *км* эти газопроводы пересекают границу между областями Bukhara и Navoiy, а на 42 *км* границу между областями Navoiy и Samarkand. Между 27 и 42 *км* к газопроводам подключаются несколько газопроводов от КС Muborak и ГПЗ Muborak.

Второй участок система газопроводов BGR – TBA от КС Zirabulak (120 *км*) до КС Galla – Aral (262 *км*) состоит из двух параллельных газопроводов с лупингами D_y=1000 *мм* L=142 *км* P_y=55 *bar* BGR – TBA 1, BGR – TBA 2, Luping BGR – TBA 1 и Luping BGR – TBA 2. На 220 *км* газопроводы пересекают границу между областями Samarkand и Jizzakh. На участки подключена ГРС Samarkand.

Третий участок система газопроводов BGR – TBA от КС Galla-Aral (262 *км*) до границы с Казахстаном (368 *км*) состоит из двух параллельных газопроводов D_y=1000 *мм* L=106 *км* P_y=55 *bar* BGR – TBA 1 и BGR – TBA 2. От КС Galla-Aral начинается газопровод Galla-Aral – Yangiyer D_y=1000 *мм* L=180 *км* P_y=55 *bar*. Этот газопровод на протяжении 100 *км* проходит параллельно газопроводам BGR – TBA 1 и BGR – TBA 2, а затем поворачивает в стороны КС Yangiyer. На 320 *км* МГ BGR – TBA 1 и МГ BGR – TBA 2 и на 53 *км* газопровод Galla-Aral – Yangiyer пересекают границу между областями Jizzakh и Syrdarya. От КС Galla-Aral начинается газопровод Galla-Aral – Fergana L=388 *км*. Третий участок система газопроводов BGR – TBA заканчивается на 368 *км* на границе с Казахстаном.

Далее газопроводы BGR – TBA 1 и BGR – TBA 2 с 368 *км* по 412 *км* проложены по территории Казахстана.

Последний четвертый участок система газопроводов BGR – TBA расположен между границами с Казахстаном (с 412 *км* по 424 *км*). На территории Казахстана на 440 *км* установлена КС Chinoz, недалеко от которой на территории Узбекистана расположен город Chinoz.

Целый ряд месторождений газа (Kultak, Papgus, Zevardy, Urtulak, Dengizkul) подключены газопроводами к ГПЗ Muborak и КС Muborak. ГПЗ Muborak и КС Muborak соединены газопроводами с МГ BGR – TBA 1 и МГ BGR – TBA 2. От КС Muborak начинается МГ Muborak – Kelif L=160 *км* до границы с Туркменистаном.

От ГПЗ Shurtan, расположенного рядом с одноименным месторождением газа, начинаются МГ Shurtan – Muborak и МГ Shurtan – Poltoratskoe. МГ Shurtan – Muborak L=97 *км* располагается параллельно МГ Muborak – Kelif и заканчивается на КС Muborak. МГ Shurtan – Poltoratskoe D_y=1000 *мм* L=454 *км* P_y=55 *bar* на 106 *км* пересекает границу областей Kasdkadarya и Samarkand, на 120 *км* установлена КС Agalyk, на 130 *км* пересекает границу областей Samarkand и Jizzakh, на 278 *км* пересекает границу областей Jizzakh и Syrdarya, на 300 *км* и 312 *км* пересекает границу Таджикистана. Далее МГ Shurtan – Poltoratskoe огибая КС поворачивает на север, на 454 *км* пересекает границу с Казахстаном и заканчивается, подключаясь к ПХГ Poltoratskoe, расположенному на территории Казахстана.

От КС Galla-Aral начинается газопровод Galla-Aral – Fergana L=388 *км*. Этот газопровод состоит из участков различной конфигурации газопроводов. Первый участок от КС Galla-Aral до КС Yangiyr D_y=700 *мм* L=100 *км* P_y=55 *bar*. На 53 *км* газопровод пересекает границу областей Jizzakh и Syrdarya.

Второй участок газопровода Galla-Aral – Fergana от КС Yangiyr до КС N. Sokh состоит из трех параллельных газопроводов D_y=700 *мм*, D_y=500 *мм* и D_y=500 *мм* L=198 *км* P_y=55 *bar*. На 146 *км* газопроводы пересекают границу с Таджикистаном и до 258 *км* проходят по территории этой страны. На 298 *км* газопровода Galla-Aral – Fergana установлена КС N. Sokh. К КС N. Sokh подключено ПХГ N. Sokh, расположенное в Сохском районе Ферганской области на границе с Киргизией.

Третий участок газопровода Galla-Aral – Fergana от КС N. Sokh до узловой точки Avval, расположенной недалеко от города Fergana состоит из двух параллельных газопроводов D_y=700 *мм* и D_y=500 *мм* L=90 *км* P_y=55 *bar*.

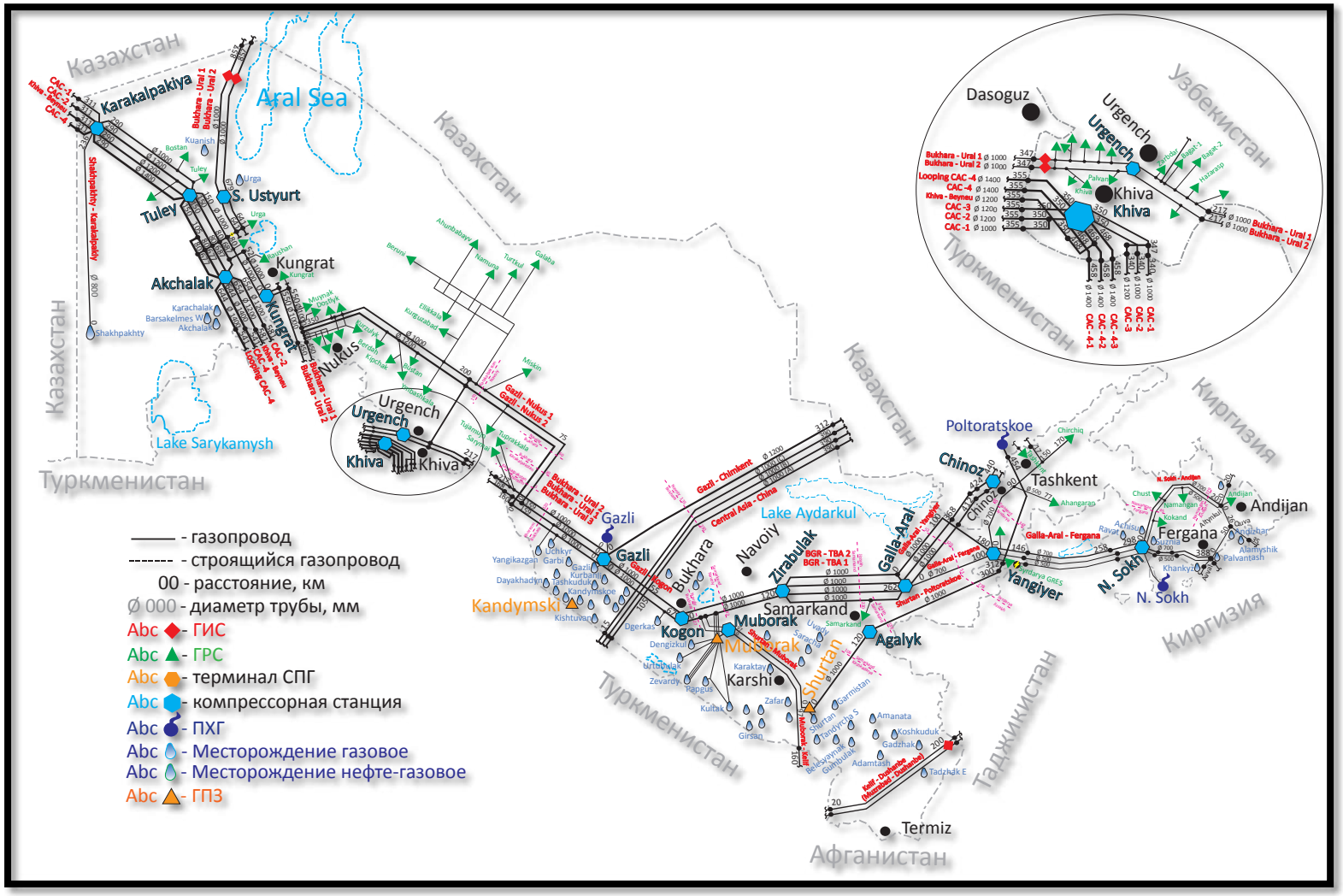


Рис. 2.2.120. Потоковая схема газопроводов Узбекистана

От КС N. Sokh начинаются два параллельных газопровода N. Sokh – Andijan D_y=700 *мм* и D_y=500 *мм* L=201 *км* P_y=55 *bar* до узловой точки Altynkul, расположенной недалеко от города Andijan. На 45 *км* газопроводы пересекают границу областей Fergana и Namangan, а на 179 *км* пересекают границу областей Namangan и Andijan. От узловой точки Altynkul газопровод L=26 *км* направляется в узловую точку Quva. В эту же узловую точку направляется газопровод L=50 *км* из узловой точки Avval. От узловых точек Altynkul и Quva начинаются два газопровода L=20 *км* и L=35 *км* соответственно до границы с Киргизией. К газопроводу N. Sokh – Andijan подключены ГРС Kokand, Chust, Namangan и Andijan.

От границы с Туркменистаном (20 *км*) начинается газопровод Kelif – Dushanbe до границы с Таджикистаном (200 *км*). Этот газопровод, состоящий из двух параллельных трубопроводов L=250 *км*, дальше продолжается по территории Таджикистана до города Dushanbe.

2.2.9.19. Газотранспортная система Филиппин

Газоснабжение Филиппин осуществляется за счёт поставок газа от добычи газа из собственных морских месторождений. Большинство газовых месторождений расположены на шельфе Южно-Китайского моря (South China Sea) и лишь некоторые на шельфе моря Сулу (Sulu Sea). В настоящее время основным месторождением, поставляющим газ в систему газоснабжения, является месторождение Malampata. Филиппины расположена островах. На основном острове Luzon, где расположена столица страны Manila, находятся основные объекты системы газоснабжения.

Система газоснабжения Филиппин состоит из:

- магистральных газопроводов;
- газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

Основными потребителями газа в стране являются промышленные предприятия. Несмотря на наличие запасов, на газе работают только четыре электростанции.

Филиппины стремятся стать потребителями сжиженного природного газа для чего в стране начато строительство нескольких приемных терминалов СПГ.

От месторождения Malampata, расположенного на шельфе Южно-Китайского моря (South China Sea), недалеко от северной части острова Palawan, начинается подводный магистральный газопровод Malampata – Batangas D_y=750 *мм* L=530 *км*. Газопровод заканчивается в узловой точке Batangas, недалеко от города Batangas.

К узловой точке Batangas подключены строящийся терминал СПГ FSRU Shell Batangas и газопровод длиной около 15 *км*, к которому подключены электростанции San Lorenzo и Ilijan.

От узловой точки Batangas начинается газопровод Batangas – Manila (Batman-1) L=104 *км*. Примерно через 5 *км* в узловой точке Tinga Labac от газопровода Batman-1 начинается газопровод Calaca Spurline (Catline) L=30 *км* до строящегося терминала СПГ Fist Gen. К узловой точке Tinga Labac подключена электростанция Avion и дальше к газопроводу Batman-1 подключены электростанции Santa Rita и San Gabriel.

В узловой точке Binan на 76 *км* от газопровода Batman-1 начинается газопровод Rosario – Binan (Ro – Bin) L=35 *км*, который заканчивается в узловой точке Rosario

на берегу Manila Bay. От 94 *км* (Sucat) газопровода Batman-1 начинается газопровод Sucat – Malaya (Su – Ma) L=35 *км*, который заканчивается ГРС Malaya.

Газопровод Batman-1 заканчивается на 104 *км*, подключаясь к кольцевому газопроводу города Manila Edsa-Taft Loop (Et Loop) L=40 *км*.

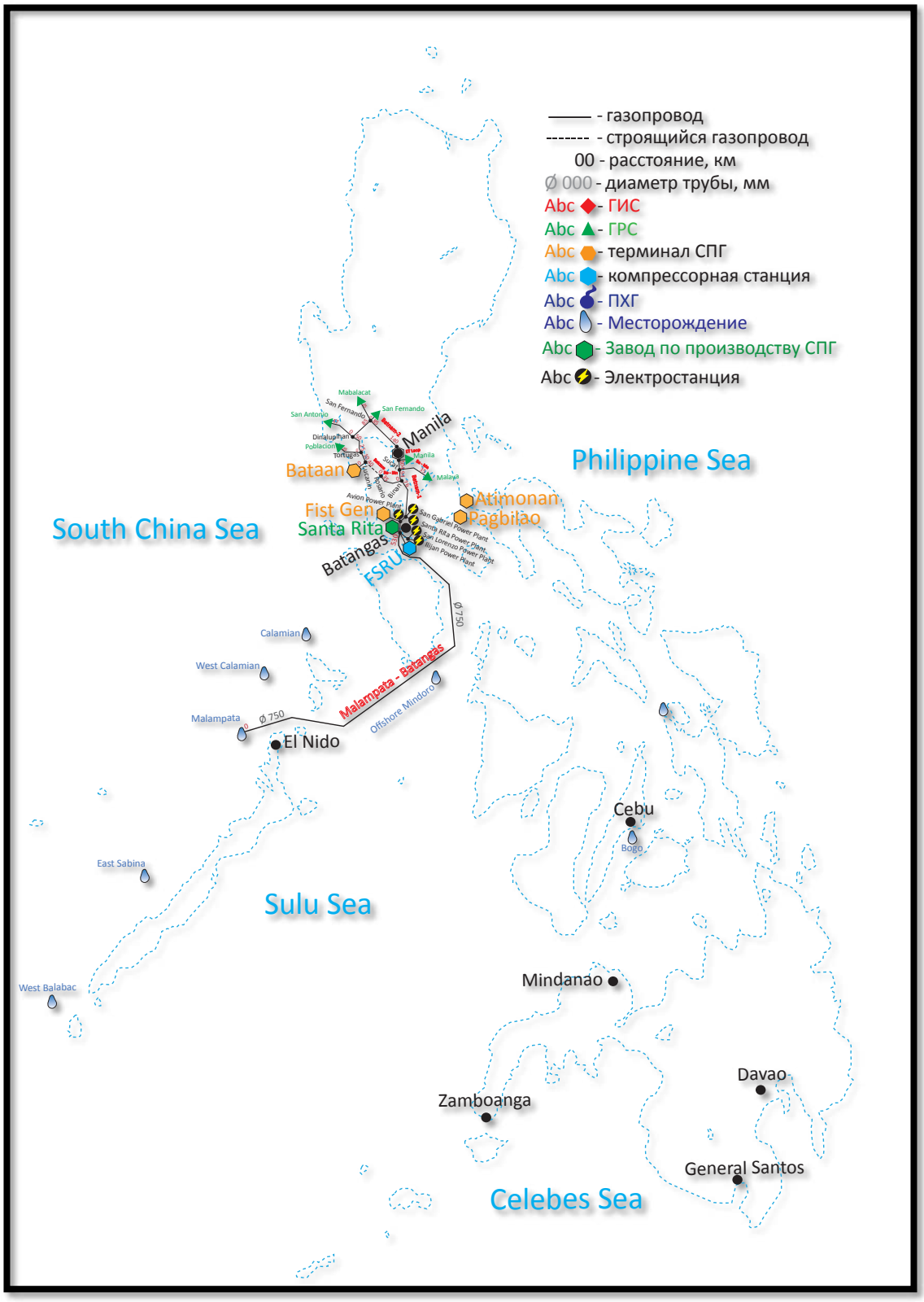


Рис. 2.2.121. Потоковая схема газопроводов Филиппин

От узловой точки Sisiman, расположенной на полуострове и провинции Bataan, где планируется строительство терминала СПГ, начинается газопровод Bataan – Manila (Batman-2) L=140 *км*. На 10 *км* в узловой точке Lucanin к газопроводу Batman-2 подключается строящийся подводный газопровод Batangas – Cavite (Batcave), соединяющий узловые точки Rosario и Lucanin. На 25 *км* (Tortugas) от газопровода Batman-2 начинается газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Poblacion, на 50 *км* (Dinalupihan) начинается газопровод отвод L=47 *км* до ГРС San Antonio, на 85 *км* в узловой точке San Fernando подключена ГРС San Fernando и начинается газопровод отвод L=25 *км* до ГРС Mabalacat. Газопровод Batman-2 заканчивается на 140 *км*, подключаясь к кольцевому газопроводу города Manila Et Loop.

2.2.9.20. Газотранспортная система Японии

Газоснабжение Японии осуществляется из собственных газовых и нефтегазовых месторождений (Yufutsu, Ayukawa, Yurihara, Higashi-Hiigata, Iwafune-oki, Yoshii и Katakai) и за счёт поставок газа от регазификации сжиженного природного газа на терминалах СПГ (Yufutsu, Ishikari, Hakodate, Hachinohe, Shin-Sendai, Shin-Minato, Soma, Higasi-Ohgishima, Sodegaura, Futtsu, Negishi, Ohgishima, Sodeshi, Chita, Kawagoe, Yokkaichi, Senboku, Sakai, Sakaide, Oita, Kagoshima, Nagasaki, Hibiki, Tobata, Yanai, Hatsukaichi, Mizushima, Himeji, Toyama, Naoetsu, Joetsu, Nihonkai, Yoshnoura, Wakayama, Fukuoka).

Система газоснабжения Японии состоит из:

- распределительных газопроводов;
- газопроводов отводов;
- газопроводов газоснабжения потребителей.

К распределительным газопроводам подключены ГРС, от которых газ направляется в газопроводы газоснабжения потребителей.

В южной части острова Hokkaido (префектура Hokkaido) расположено нефтегазовое месторождение Yufutsu, от которого газ поступает на завод по сжижению газа Yufutsu, терминал регазификации СПГ Yufutsu и локальный газопровод L=43 *км* до ГРС Kitahiroshima, от которого на 0 *км* подключена ГРС Tomakomai, а на 22 *км* подключена ГРС Chtose.

Недалеко от города Sapporo в префектуре Hokkaido расположен терминал СПГ Ishikari.

В префектуре Aomori расположен терминал СПГ Hachinohe.

Недалеко от города Sendai в префектуре Miyagi расположены терминалы СПГ Shin – Sendai и Shin – Minato.

В префектуре Miyagi на границе с префектурой Fukushima расположен терминал СПГ Soma. От терминала СПГ Soma начинается газопровод Soma-Koriyama L=106 *км*, к которому на 50 *км* подключена ГРС Sendai, на 36 *км* – ГРС Shiroshi, на 68 *км* – ГРС Fukushima, на 88 *км* – ГРС Nihonmatsu и газопровод-отвод L=21 *км* до ГРС Tamura и на 106 *км* – ГРС Koriyama. На 48 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Miyagi и Fukushima.

От 36 *км* (Shiroshi) газопровода Soma – Koriyama начинается газопровод Shiroshi – Nihonkai L=130 *км* до терминала СПГ Nihonkai, расположенного на западном берегу острова Хонсю. На 24 *км* от газопровода Shiroshi – Nihonkai начинается газопровод-отвод L=26 *км* до ГРС Yamagata, который на 4 км пересекает границу между префектурами Miyagi и Yamagata. На 30 *км* газопровод Shiroshi – Nihonkai

пересекает границу между префектурами Miyagi и Yamagata, а на 92 *км* – границу между префектурами Yamagata и Niigata. На 118 *км* к газопроводу подключается газовое месторождение Shiunji. Газопровод Shiroshi – Nihonkai заканчивается на 130 *км*, где к нему подключаются терминал СПГ Nihonkai и нефтегазовые месторождения Higashi-Hiigata и Iwafune-oki.

От узловой точки, к которой подключены терминал СПГ Nihonkai и нефтегазовые месторождения Higashi-Hiigata и Iwafune-oki, начинается газопровод Nihonkai – Toyama L=251 *км*. На 20 *км* к газопроводу подключена ГРС Niigata, на 60 *км* – ГРС Mitsuke, на 70 *км* – газовое месторождение Yoshii, на 80 *км* – газопровод-отвод L=12 *км* до ГРС Kawaguchi и газовое месторождение Katakai, на 114 *км* – терминал СПГ Joetsu, на 136 *км* – терминал СПГ Naoetsu (установлен на границе префектур Nigata и Toyama), от которого начинается газопровод Naoetsu – Saitama. Газопровод Nihonkai – Toyama заканчивается на 251 *км*, подключаясь к терминалу СПГ Toyama.

От 136 *км* газопровода Nihonkai – Toyama, где установлен терминал СПГ Naoetsu, начинается газопровод Naoetsu – Saitama L=243 *км.* На 24 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Nigata и Nagano, на 119 *км* в узловой точке Karuizawa к нему подключается газопровод-перемычка L=45 *км* от 178 *км* газопровода Sodeshi – Matsumoto. На 125 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Nagano и Gunma, а на 189 *км* – границу между префектурами Gunma и Saitama, на 208 *км* от газопровода Naoetsu – Saitama начинается газопровод-отвод L=58 *км* до ГРС Utsunomiya, который на 3 *км* пересекает границу между префектурами Saitama и Gunma, а на 10 *км* – границу между префектурами Gunma и Tochigi. Газопровод Naoetsu – Saitama заканчивается на 234 км в узловой точке Saitama, где он подключается к 45 *км* кольцевого газопровода города Tokyo Ring Gas Pipeline Tokyo (RGPT).

Кольцевой газопровод Ring Gas Pipeline Tokyo (RGPT), соединяющий между собой терминалы СПГ Negishi, Ohgishima, Higasi-Ohgishima с терминалами Sodegaura и Futtsu, начинается от терминала СПГ Higasi-Ohgishima, расположенного недалеко от города Yokma. Газопровод проходит по территориям префектур Kanagawa, Tokyo, Saitama и Chiba. На 45 *км* в узловой точке Saitama, к нему подключается газопровод Naoetsu – Saitama (234 *км*). Газопровод RGPT заканчивается на 120 *км*, подключаясь к терминалу СПГ Sodegaura, от которого начинается газопровод L=63 *км* до ГРС Kashima.

От терминала СПГ Sodeshi, расположенного в префектуре Shizuoka, начинается газопровод Sodeshi – Matsumoto L=208 *км*. На 45 *км* к газопроводу подключена ГРС Susono. На 68 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Shizuoka и Yamanashi, а на 132 *км* – границу между префектурами Yamanashi и Nagano. На 178 *км* газопровода Sodeshi – Matsumoto начинается газопровод-перемычка L=45 км до 119 *км* (узловая точка Karuizawa) газопровода Naoetsu – Saitama. Газопровод Sodeshi – Matsumoto заканчивается на 208 *км*, где подключена ГРС Matsumoto.

От терминала СПГ Sodeshi, начинается газопровод Sodeshi – Chita L=170 *км*. На 83 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Shizuoka и Aichi. Газопровод заканчивается на 170 *км* подключаясь к терминалу СПГ Chita.

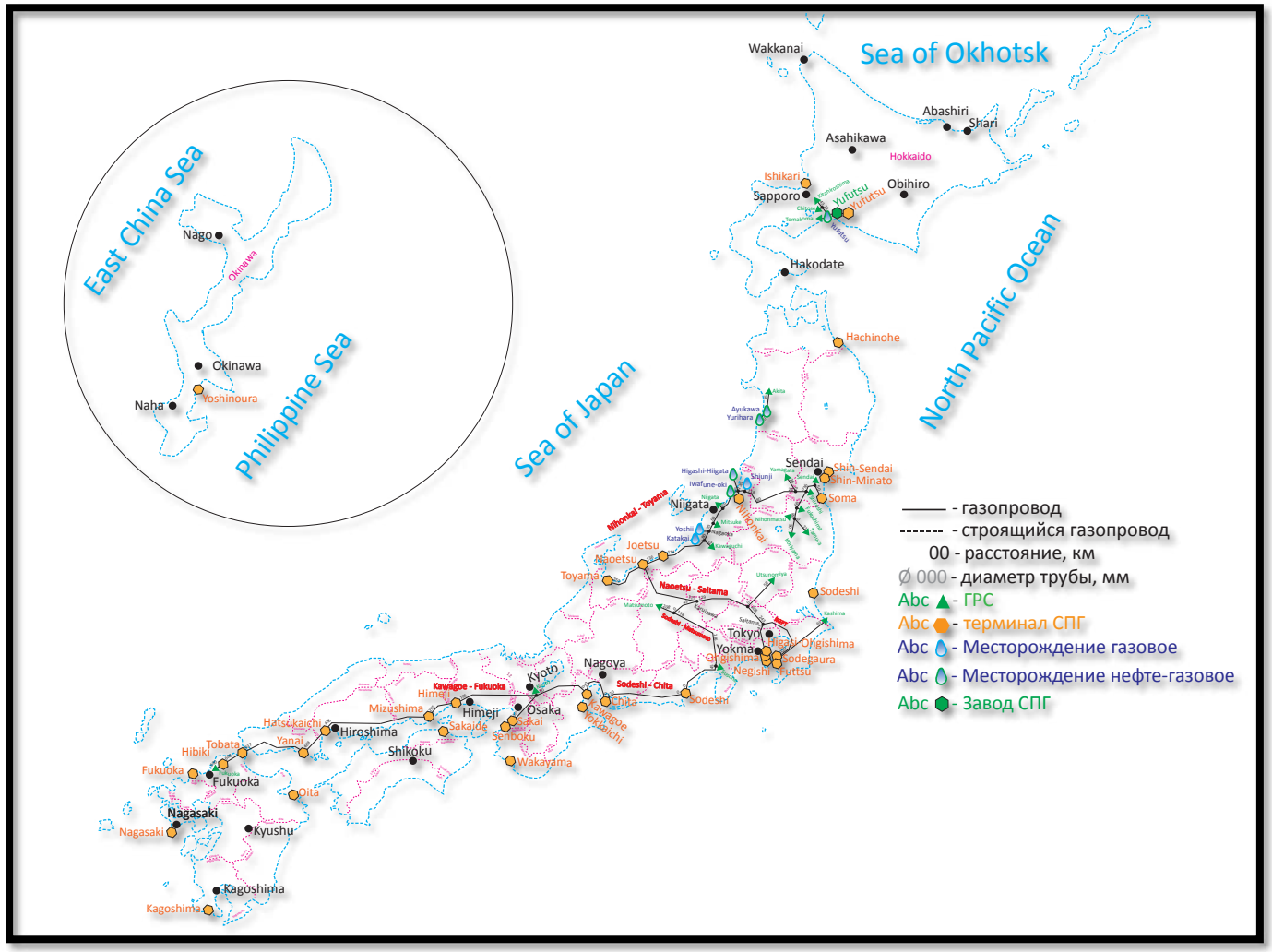


Рис. 2.2.121. Потоковая схема газопроводов Японии

Терминалы СПГ Chita и Kawagoe соединены между собой газопроводом перемычкой L=22 *км*, которая на 11 *км* пересекает границу между префектурами Aichi и Mie.

В префектуре Mie, недалеко от терминала СПГ Kawagoe расположен терминал СПГ Yokkaichi.

От терминала СПГ Kawagoe, начинается газопровод Kawagoe – Fukuoka L=690 *км*. На 21 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Mie и Shiga, а на 79 *км* границу между префектурами Shiga и Kyoto. На 90 *км* к газопроводу подключена ГРС Kyoto и начинается газопровод L=50 *км* до терминала СПГ Sakai и далее до терминала СПГ Senboku, который на 11 *км* пересекает границу между префектурами Kyoto и Osaka.

В префектуре Wakayama, недалеко от населенного пункта Tanabe расположен терминал СПГ Wakayama.

Газопровод Kawagoe – Fukuoka продолжается от узловой точки Kyoto (90 *км*) и на 97 *км* пересекает границу между префектурами Kyoto и Osaka, а на 123 *км* границу между префектурами Osaka и Hyogo. На 195 *км* газопровода установлен терминал СПГ Himeji. На 230 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Hyogo и Okayama. На 295 *км* газопровода установлен терминал СПГ Mizushima. На 323 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Okayama и Hiroshima. На 436 *км* газопровода установлен терминал СПГ Hiroshima. На 473 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Hiroshima и Yamaguchi. На 488 *км* газопровода установлен терминал СПГ Yanai. На 637 *км* газопровод пересекает границу между префектурами Yamaguchi и Fukuoka и установлен терминал СПГ Tobata. На 688 *км* газопровода установлен терминал СПГ Hibiki. Газопровод Kawagoe – Fukuoka заканчивается на 690 *км*, где установлена ГРС Fukuoka.

В префектуре Fukuoka, недалеко от границы префектурой Saga, установлен терминал СПГ Fukuoka.

В префектуре Nagasaki, недалеко от города Nagasaki, установлен терминал СПГ Nagasaki.

В префектуре Kagoshima установлен терминал СПГ Kagoshima.

В префектуре Oita установлен терминал СПГ Oita.

В префектуре Akita от нефтегазовых месторождений Yurihara и Ayukawa начинается локальный газопровод L=50 *км* до ГРС Akita.

В префектуре Okinawa (остров Okinawa) установлен терминал СПГ Yoshinoura.

Глава 3
ОБЪЕКТЫ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Добыча газа..... 531
3.1.1. Принципы геологии газа.....532
3.1.2. Принципы технологии добычи газа.....535
3.1.3. Газовая скважина..... 536
3.1.3.1. Конструкция газовой скважины.....536
3.1.3.2. Оборудование устья скважины.....538
3.1.3.3. Способы бурения скважин.....539
3.1.3.4. Типы буровых скважин.....540
3.1.3.5. Виды буровых скважин..... 541
3.1.4. Принципиальная схема газового промысла.....542
3.1.4.1. Конфигурация газосборных сетей..... 544
3.1.4.2. Газосборный коллектор..... 545
3.1.4.3. Подготовка газа к дальнему транспорту..... 546
Сепарация газа..... 548
Классификация сепараторов.....548
Принцип сепарации газа.....549
Низкотемпературная сепарация газа.....550
Осушка газа.....554
Абсорбер.....554
Десорбер.....556
Адсорбер.....556
3.1.4.4. Межпромысловые газопроводы.....557
3.1.5. Этапы и периоды эксплуатации месторождения.....558
3.1.5.1. Дожимные компрессорные станции.....559
3.1.6. Эксплуатация месторождения.....559
3.1.6.1. Ресурсы и запасы газа в месторождении.....559
3.1.6.2. Режим работы месторождения, пласта, скважины.....561
3.1.6.3. Управление режимом работы месторождения, пласта, скважины.....562

3.1. Добыча газа

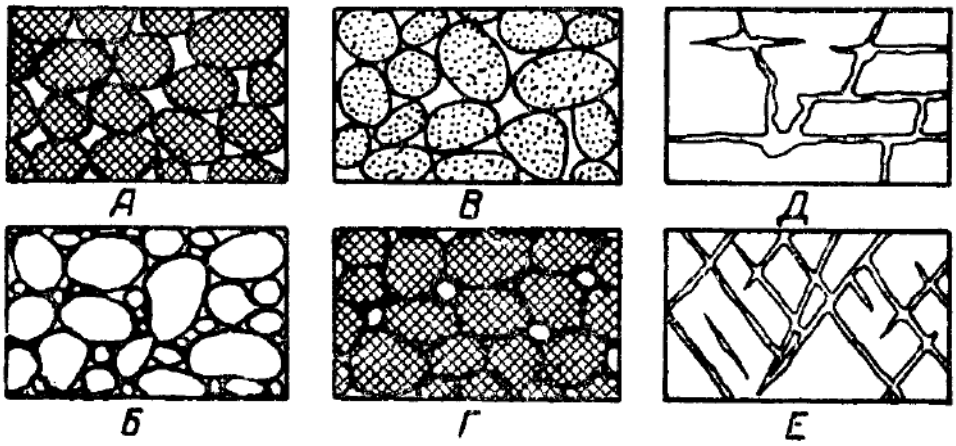
3.1.1. Принципы геологии газа

Движение земной коры, эрозия и другие процессы создали в земле структуры (ловушки), благоприятные для накопления нефти и газа.

Все горные породы пористы, т.е. имеют пустоты. Часть общего объёма породы, представляемая пустотами, называется пористостью породы. Объём всех пустот породы, включая поры, каверны, трещины и т.д., называют физической или абсолютной пористостью. Пористость породы зависит:

- от взаимного расположения и укладки зёрен породы;
- формы зёрен породы;
- величина зёрен породы;
- степени отсортированности слагающих породу частиц;
- количества цемента;
- трещиноватость породы;
- наличия каверн и каналов;
- наличия пор внутри самих зёрен.

Пространство между зёрнами породы называется поровое пространство.



А – хорошо отсортированная порода, имеющая высокую пористость.
Б – плохо отсортированная порода, имеющая низкую пористость.
В – хорошо отсортированная порода, зёрна которой также пористы.
Г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложением минерального вещества в пустотах между зёрнами.
Д – порода, ставшая пористой, благодаря растворению.
Е – порода, ставшая пористой благодаря трещиноватости.

Рис. 3.1.1. Различные типы поровых пространств в породе

Различают пористость (рис.3.1.1):

- общую (полную, абсолютную, физическую) – сумма всех пустот породы (связанных и не связанных между собой);
- открытую (свободную) – только сообщающиеся между собой поры;
- динамическую (эффективную) – та часть поровых каналов, по которой может происходить движение жидкости.

Отношение суммарного объёма пустот данной породы к общему объёму этой породы называется коэффициентом пористости. Коэффициент пористости чаще всего выражается в процентах.

Структура пористого пространства крайне сложная. Различают типы упаковок сферических частиц пористой породы: кубическая, орторомбическая со сквозной

порой, орторомбическая, орторомбическая с закрытой порой, ромбоидальная, тетрагональная сфероидальная и др.

Пустоты горных пород, могут заполняться жидкостями или газами. Нефть и газ имеют меньший удельный вес, чем вода и накапливаются в так называемых ловушках, состоящих из пористых пород, находящихся под непроницаемыми покрывающими породами. Обычно вода подстилает нефтяные и газовые залежи. Образование этих ловушек связано с различными геологическими процессами. Иногда накопление в ловушках происходит в пористом пространстве пласта вследствие его структурной особенности.

Часть горной породы пласта, являющейся ловушками для нефти и газа, принято называть нефтяными и газовыми коллекторами. Нефтяные и газовые коллекторы способны содержать в себе жидкость и газа и пропускать их сквозь себя. Свойство пористой среды пропускать сквозь себя жидкости и газы называется проницаемостью. Так же свойством пористой породы является способность удерживать в состоянии капиллярного равновесия некоторое количество воды.

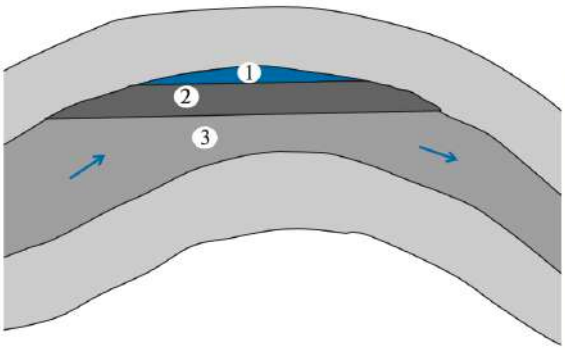
Таблица 3.1.1

Коэффициенты общей пористости осадочных пород

Наименование породы	Коэффициент пористости, %
Глинистые сланцы	0,54 – 1,40
Глины	6,0 – 50,0
Пески	6,0 – 52,0
Песчаники	3,50 – 29,0
Известняки и доломиты плотные	0,65 – 2,50
Известняки нефтеносные	2,0 – 33,0
Доломиты нефтеносные	6,0 – 33,0

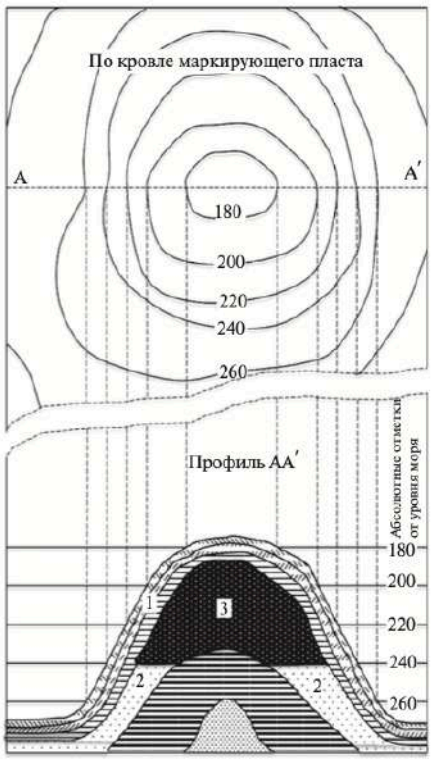
Жидкости и газы содержатся в порах и трещинах песчаников, доломитов, известняков, сланцев, мела и других пористых сред.

Накопление нефти и газа происходит в пористой среде, предварительно заполненной водой. При этом нефть и газ не полностью вытесняют воду из пор пласта. Оставшаяся в пористой среде вода называется связанной (рис. 3.1.2 и 3.1.3).



1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода

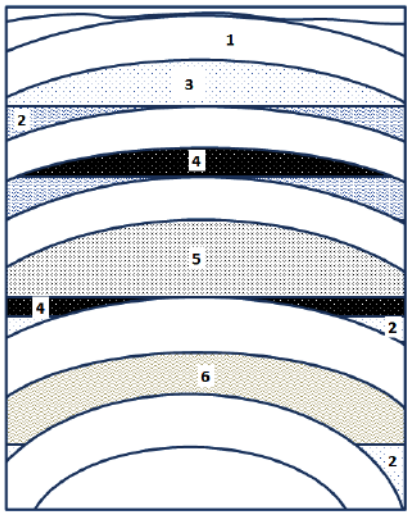
Рис. 3.1.2. Нефтегазовая залежь.



1–порода; 2–вода; 3–нефть и газ

Рис. 3.1.3. Структурная карта и геологический профиль нефтегазовой залежи.

При низких давлениях в неглубоко залегающих пластах природный газ и нефть являются отдельными фазами. По мере увеличения глубины залегания пласта возрастает давление и при контактировании нефти и газа последний растворяется в нефти, а высококипящие компоненты нефти, наоборот, растворяются в газе (рис. 3.1.4).



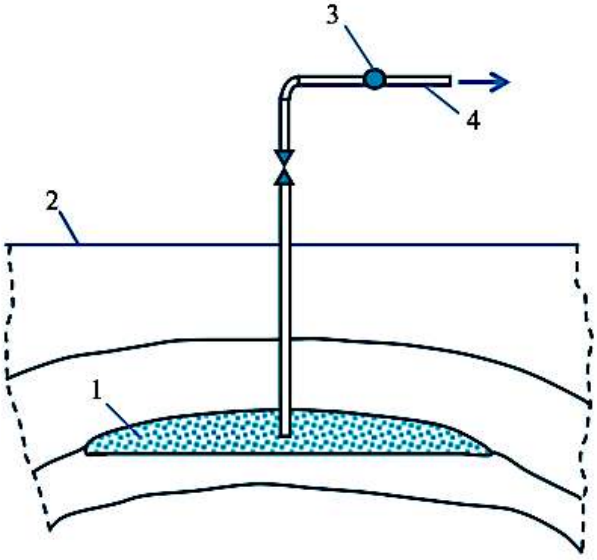
1–поверхность земли; 2–вода; 3-газ; 4–нефть; содержащая растворённый газ; 5–газ, содержащий растворённые жидкие углеводороды; 6–однофазная жидкость

Рис. 3.1.4. Залегание нефти и газа.

3.1.2. Принципы технологии добычи газа

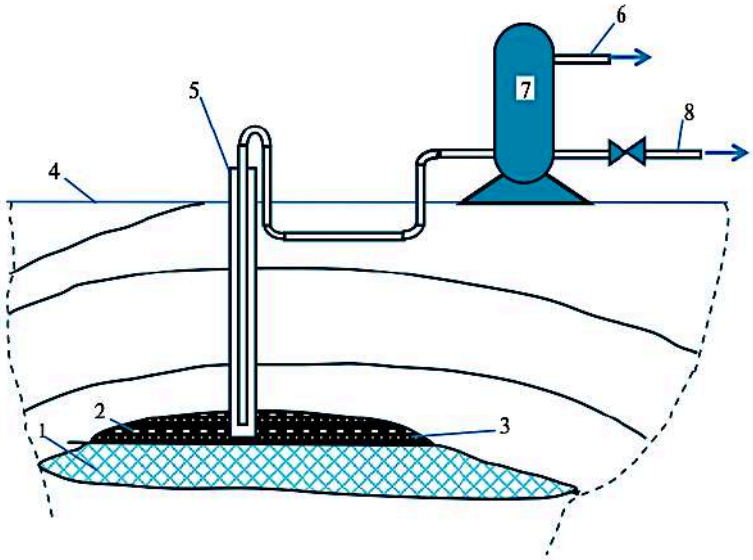
В зависимости от глубины залегания углеводородов (нефть и газ) существуют и различные принципиальные схемы их добычи.

В случае не глубокого залегания, при низких пластовых давлениях, возможна непосредственная, «чистая» добыча нефти или газа (рис. 3.1.5 и 3.1.6).



1–газ; 2–поверхность земли; 3–газовый счётчик; 4–система сбора природного газа

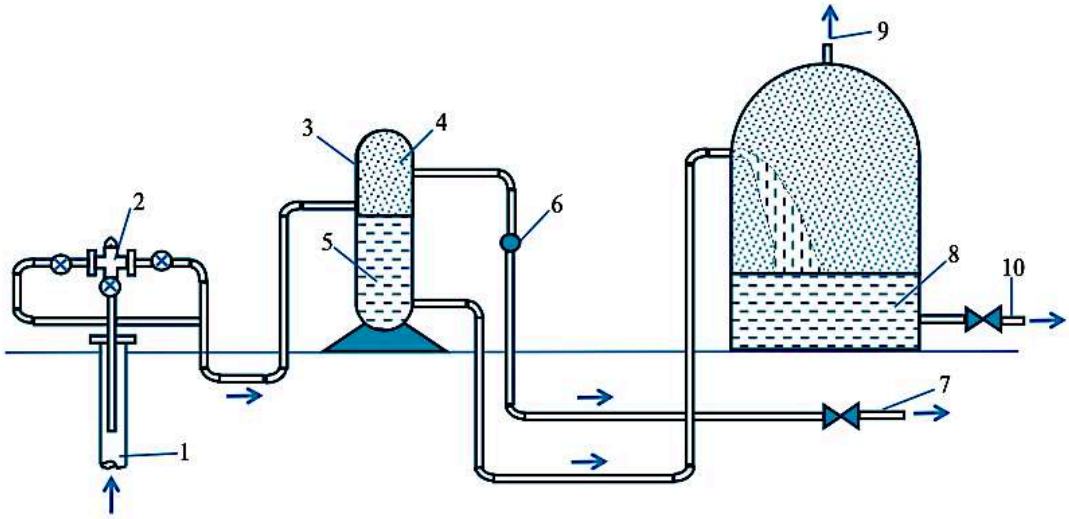
Рис. 3.1.5. Схема добычи газа из скважины небольшой глубины.



1-вода; 2-нефть; 3-контакт нефть-вода; 4- поверхность земли; 5-насос; 6-природный газ из клапана резервуара; 7-сырая нефть; 8-нефтепровод

Рис. 3.1.6. Схема добычи нефти из скважины небольшой глубины

При большой глубине залегания и высоких пластовых давлениях осуществляется добыча смеси газа и жидкости, которые потом необходимо отделять друг от друга (рис. 3.1.7).



1-жидкость, поступающая из пласта; 2-головка скважины; 3-сепаратор; 4-газ; 5-жидкость; 6-газовый счётчик; 7-газ в газопровод; 8-товарная нефть или конденсат; 9-газ выпускаемый в атмосферу; 10-нефтепровод или конденсатопровод

Рис. 3.1.7. Схема добычи газа и жидкости (конденсат или нефть) из скважины с растворённым газом.

3.1.3. Газовая скважина

3.1.3.1. Конструкция газовой скважины

Основой любого способа добычи газа является газовая скважина.

Конструкцией скважины называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично, одна внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза изолирующим материалом (цементным камнем).

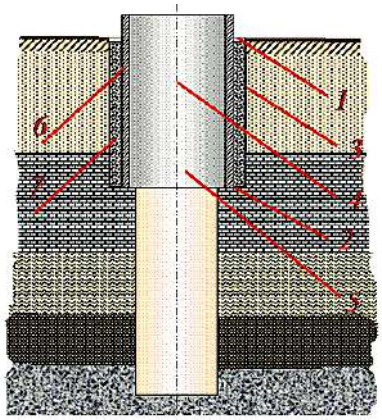


Рис. 3.1.8. Элементы конструкции скважины

Основными элементами любой конструкции газовой скважины являются (рис. 3.1.8):

- устье скважины (1) – пересечение трассы
- забой скважины (2) – дно скважины, которое перемещается в результате воздействия бурового инструмента, разрушающего породу;
- стенки скважины (3) – боковые поверхности скважины;
- ось скважины (4) – воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений скважины;
- ствол скважины (5) – пространство в недрах земли, занимаемое скважиной;
- обсадные колонны (6) – колонны, соединённых между собой металлических обсадных труб;
- изолирующий материал (7) – специальный раствор, подаваемый между стенкой скважины и обсадной колонной.

Конструкция газовых скважин может быть различная и зависит от многих факторов:

- пластового давления и отношения его к гидростатическому давлению;

- геологических условий бурения;
- геолого-физических параметров пласта;
- физических свойств пластового флюида;
- разности давлений между пластами;
- технологических условий эксплуатации скважин;
- режима эксплуатации скважин;
- финансово-экономических возможностей.

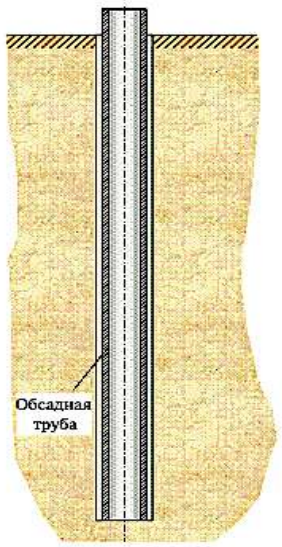


Рис. 3.1.9. Обсадная труба в скважине

Скважины углубляют, разрушая породу по всей площади забоя (сплошным забоем) или по его периферийной части (кольцевым забоем). В последнем случае по центру скважины остаётся колонна породы, которую периодически поднимают на поверхность.

Крепление ствола скважины производят путём спуска в неё специальных стальных труб, называемых обсадными. Трубы, соединённые между собой, составляют обсадную колонну.

Насыщенные различными флюидами пласты разобщены непроницаемыми горными породами – «покрышками». При бурении эти непроницаемые покрышки нарушаются, и создаётся возможность межпластовых перетоков, самопроизвольного излива пластовых флюидов на поверхность, обводнение продуктивных пластов, загрязнение источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных в скважины обсадных колонн (рис 3.1.9).

Для исключения таких явлений кольцевой канал (кольцевое пространство) между стенкой скважины и спущенной в неё обсадной колонной заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом. Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в пространство между стенкой скважины и обсадной трубой. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому процесс разобщения пластов называют цементированием (рис. 3.1.10).

Таким образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создаётся устойчивое подземное сооружение определённой конструкции.

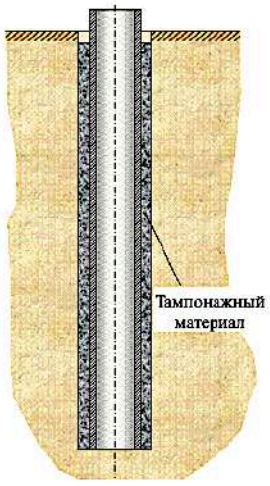


Рис. 3.1.10. Схема крепления скважины

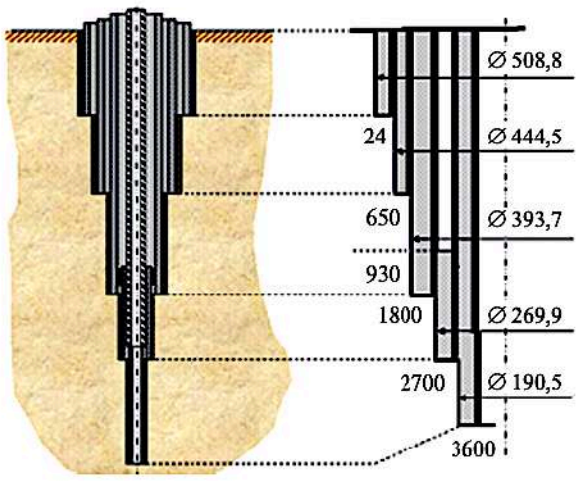


Рис. 3.1.11. Схема конструкции скважины

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также способа и интервалах соенения скважины с продуктивным пластом (рис. 3.1.11).

В скважину опускаются обсадные колонны определённого назначения:

- *направление* – спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья скважины при бурении под кондуктор;
- кондуктор, которым обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы.

Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Кондуктор служит также для установки оборудования на устье скважины и подвески последующих обсадных колонн.

- *промежуточные (технические) колонны* необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений).
- *эксплуатационная колонна* спускается в скважину для извлечения газа.

В случае если давление в скважине меньше пластового давления могут возникать различные проявления:

- перелив - самоизлив жидкости или газа на устье скважины;
- выбросы;
- открытое (неконтролируемое) фонтанирование.

В случае возникновения проявлений для увеличения давления, в скважину закачивают буровой раствор.

3.1.3.2. Оборудование устья скважины

После окончания бурения на устье скважины устанавливают оборудование, предназначенное для улавливания газа, поступающего на поверхность и направления в систему газосборных сетей. Оборудование устья скважины обеспечивает:

- соединение верхних концов обсадных колон и фонтанных труб;
- герметизацию межтрубного пространства и соединений между деталями оборудования;
- контроль и регулирование технологического режима эксплуатации скважины.

Оборудование устья скважины состоит из трёх частей:

- колонной головки;
- трубной головки;
- фонтанной «ёлки».

Колонная головка служит для герметизации межтрубного пространства и соединения всех обсадных колонн, спущенных в скважину. Колонная головка соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационные колонны. Колонная головка служит опорой для трубной головки. Конструкция колонной головки может быть различной в зависимости от конструкции скважины (рис. 3.1.12).

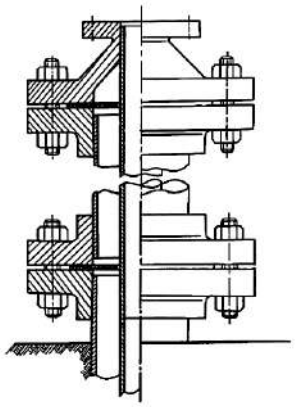
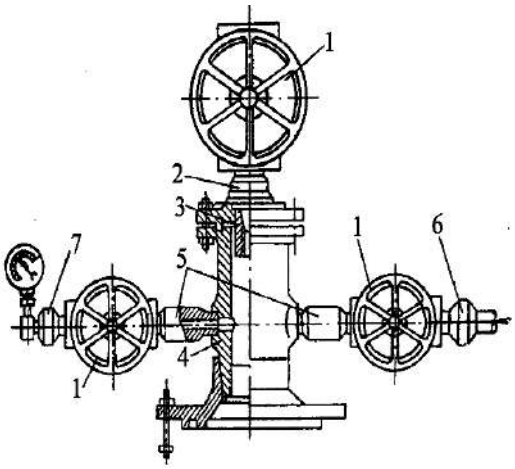


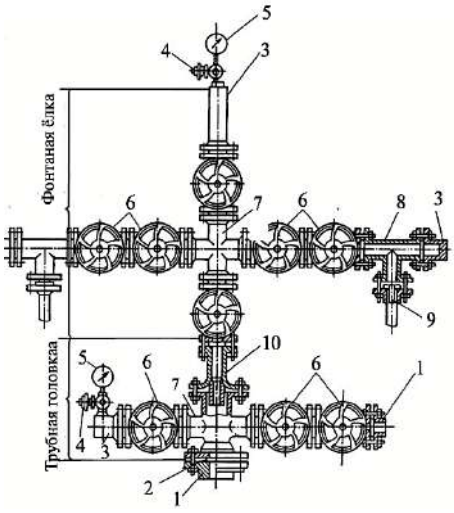
Рис. 3.1.12. Простая конструкция колонной головки

Трубные головки служат для подвески и крепления фонтанных труб (эксплуатационных) и для герметизации кольцевого пространства между фонтанными и об-



1-задвижка; 2-фланец; 3-втулка; 4-крестовина; 5-нипель; 6-переводник; 7-буфер для установки манометра.

Рис. 3.1.13. Простейшая трубная головка



1-фланец; 2-уплотнитель; 3-буфер; 4-вентиль; 5-манометр; 6-задвижка; 7-крестовина; 8-тройник; 9-штуцер; 10-катушка.

Рис. 3.1.14. Крестовая «ёлка»

садными трубами. Боковые отводы на трубных головках позволяют осуществлять необходимые операции, например закачку газа для создания противодавления в скважине, закачку воды или раствора при глушении скважины и т. д. На трубную головку непосредственно устанавливают фонтанную ёлку.

Конструкция трубной головки может быть различной.

Фонтанная «ёлка» монтируется выше верхнего фланца трубной головки. «Ёлка» скважины состоит из вертикального ствола и боковых отводов-выкидов. Она предназначена для:

- освоения скважины;
- закрытия скважины;
- контроля и регулирования технологического режима скважины.

На «ёлке» монтируются штуцера, термометры, установки для ввода ингибитора гидратообразования и коррозии, устьевой клапан-отсекатель.

Конструкции «ёлки», так же, как и другого устьевого оборудования, может иметь множество модификаций.

Ёлка, выпускаемая в комплекте с трубной головкой, называется фонтанная арматура.

В качестве запорной арматуры на оборудовании устья скважины могут применяться вентили, задвижки и краны (см. раздел 3.2).

3.1.3.3. Способы бурения скважин

Бурение скважин можно осуществлять различными способами:

- механическим;
- термическим;
- электроимпульсным и другими.

Промышленное применение нашли только способы механического бурения – ударные и вращательные.

Из разновидностей ударного бурения наибольшее распространение получило ударно-канатное бурение. На нефтегазовых промыслах ударное бурение в настоящее время не применяется.

При вращательном бурении разрушение породы происходит в результате одновременного воздействие на долото вертикальной нагрузки и крутящего момента. Под воздействием вертикальной нагрузки долото внедряется в породу, а под влиянием крутящего момента скалывает её.

Существует две разновидности вращательного бурения – роторный и с забойным двигателем рис. 3.1.15).

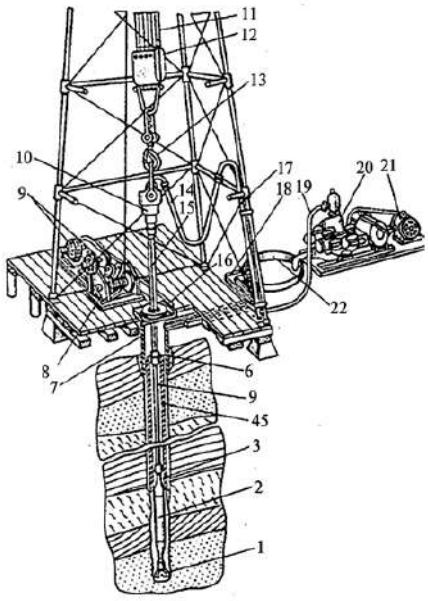


Рис. 3.1.15. Схема вращательного бурения скважины

При роторном бурении мощность двигателя *9* передаётся через лебёдку *8* к ротору *16* – специальному вращательному механизму, установленному над устьем скважины в центре вышки. Ротор вращает бурильную колонну и привинченное к ней долото *1*. Бурильная колонна состоит из ведущей трубы *15* и привинченных к ней с помощь специального переводника 6 бурильных труб *5*.

При бурении с забойным двигателем долото *1* привинчено к валу, а бурильная колонна к корпусу двигателя *2*. При работе двигатель вращается его вал с долотом, а бурильная колонна воспринимает реактивный момент вращения корпуса двигателя, который гасится не вращающимся ротором (в ротор устанавливается специальная заглушка).

3.1.3.4. Типы буровых скважин

По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяют (рис. 3.1.16):

- на вертикальные (1);
- наклонные (2);
- прямолинейно искривлённые (3);
- искривлённые (4);
- прямолинейно искривлённые с горизонтальным участком (5);
- сложно искривлённые. (6)

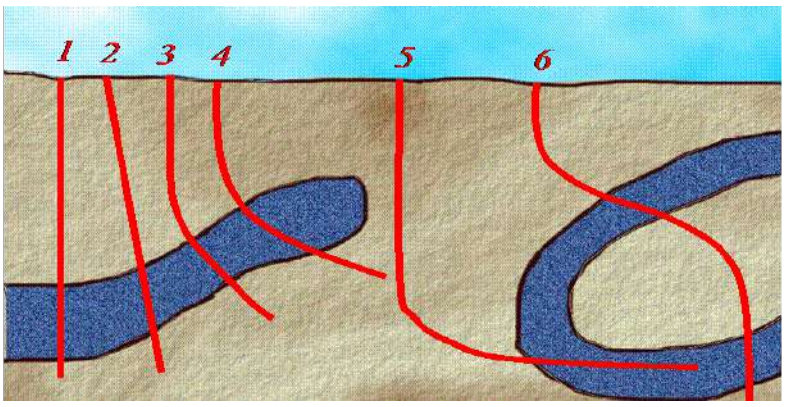


Рис. 3.1.16. Пространственное расположение скважин

Газовые скважины бурят на суше и на море. В последнем случае установки монтируют (рис. 3.1.17):

- на эстакадах;
- плавучих буровых платформах;
- судах.



Рис. 3.1.17. Виды буровых газовых скважин.

3.1.3.5. Виды буровых скважин

По назначению различают буровые скважины:

- опорные;
- параметрические;
- поисковые;
- разведочные;
- эксплуатационные;
- специальные.

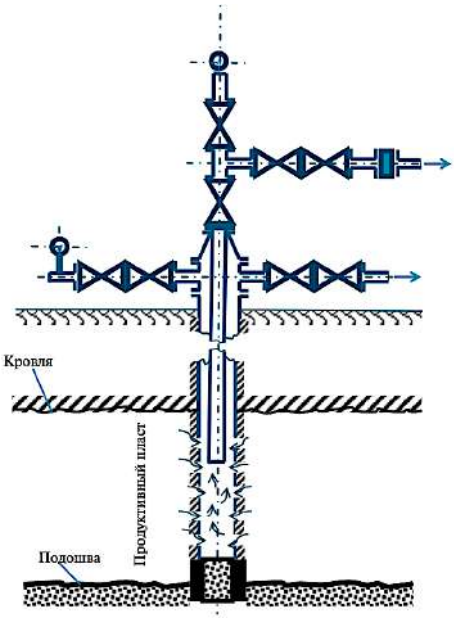


Рис.3.1.18. Принципиальная схема газовой скважины

Опорные скважины бурят для изучения глубинного строения малоисследованных районов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакоплений. По результатам бурений дают прогнозную оценку запасов нефти и газа.

Параметрические скважины бурят с целью изучения глубинного строения и сравнительной нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления. По результатам бурения уточняются запасы по категории C_2.

Поисковые скважины бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях. По результатам бурения запасы категорий C_2 и C_1.

Разведочные скважины бурят на площадках, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением. При предварительной разведке делают оценку промышленного значения месторождения. По результатам подготавливают запасы промышленных категорий $A+B+C_1$ и определяют данные для составления проектов разработки месторождений.

Эксплуатационные скважины бурят для извлечения пластовых залежей газа. В категорию эксплуатационных скважин так же входят: нагнетательные скважины, оценочные, наблюдательные и пьезометрические.

Специальные скважины бурят для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, разведки и добычи технической воды и т. д.

3.1.4. Принципиальная схема газового промысла

Принципиальная схема газового промысла включает в себя (рис. 3.1.19):

- систему сбора сырого газа:
  - кусты скважин;
  - шлейфы (газопроводы подключения);
  - газосборный коллектор;
- установку комплексной подготовки газа;
- установку повышения или понижения давления газа:
  - дожимная компрессорная станция;
  - редуцирующая установка.

Газ от скважин по газопроводам подключения, подсоединённого к оборудованию устья скважины (газовым шлейфам), поступает в газосборный коллектор (газосборный пункт). В газосборный коллектор подводится газ от нескольких скважин, объединённых в кусты скважин. Из газосборного коллектора газ поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Главным назначением УКПГ является подготовка газа к дальнейшему магистральному транспорту. После достижения необходимого качества газ поступает на установку повышение или понижения давления.

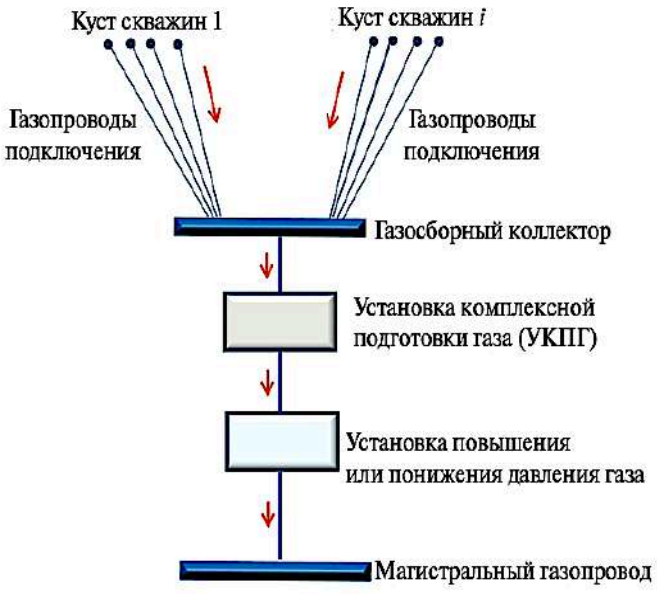


Рис. 3.1.19. Принципиальная схема газового промысла

На первом этапе эксплуатации месторождения газа, как правило, давление пласта выше давления в магистральном газопроводе, при котором происходит его транспортировка. В этом случае приходится понижать давление газа, выходящего из скважины. При истощении месторождения давление газа в пласте становится ниже, чем давление в магистральном газопроводе. В этом случае приходится повышать давление газа.

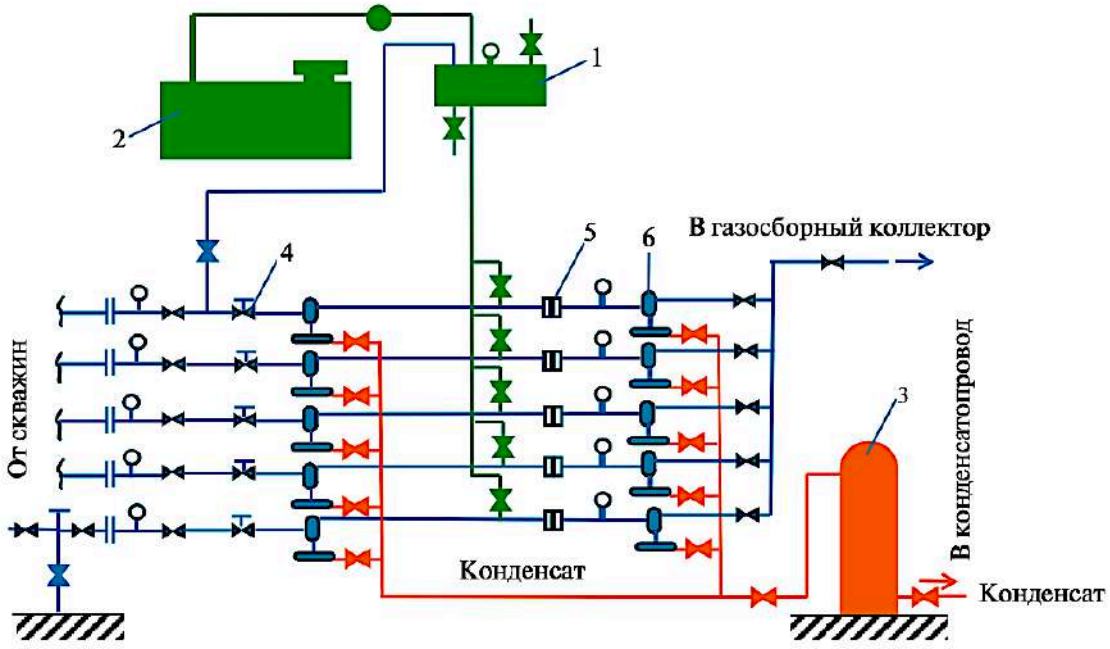
Добыча газа на месторождении заключается в выполнении нескольких технологических процессов:

- сбора газа;
- внутрипромысловой транспортировке газа;
- подготовке газа к дальнему магистральному транспорту.

Сбор сырого газа – это технологический процесс внутрипромысловой транспортировки сырого газа от скважин или кустов скважин до установки подготовки газа к дальнему транспорту. Сырой газ – это продукция газовых и газоконденсатных скважин является газом с примесями породы, конденсата, нефти, пластовой и конденсационной воды, ингибиторов коррозии солеотложений и гидратоотложений и др.

Система сбора газа – это разветвлённая сеть внутрипромысловых трубопроводов, соединяющих скважины и кусты скважин с установками промысловой подготовки, а также устройства, обеспечивающие функционирование этой сети трубопроводов (рис. 3.1.20):

- системы распределения и ввода ингибиторов коррозии солеотложения и гидратообразования;
- системы очистки полости трубопроводов от жидкой и твёрдой фаз;
- устьевые и путевые подогреватели;
- установки предварительной сепарации газа, расположенные на скважинах и кустах;
- запорной арматуры;
- системы автоматического управления оборудованием и контрольно-измерительных приборов и др.;



1-метанольный бак; 2-ёмкость для метанола; 3-ёмкость конденсата; 4 и 5-штуцер регулируемый; 6-сепаратор К-конденсат.

Рис. 3.1.20. Схема группового пункта сбора газа

Внутрипромысловые газопроводы подразделяются на шлейфы и газосборные коллекторы. Шлейфами (выкидными линиями) называются газопроводы малого диаметра (100–*150 мм*), идущие от одиночных скважин или кустов скважин (200-

500 *мм*) до газосборного коллектора. Газовые потоки нескольких шлейфов объединяются в газосборный коллектор – трубопровод (300 *мм* и выше), идущий к установке промысловой обработки сырого газа (ГКПГ или УППГ).

3.1.4.1. Конфигурация газосборных сетей

Скважины могут размещаться на газоносной площади различными способами (рис. 3.1.21-3.1.24):

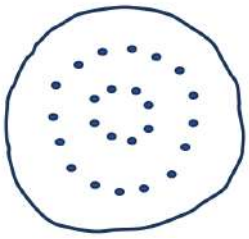


Рис. 3.1.21. Схема размещения скважин в виде кольцевых батарей

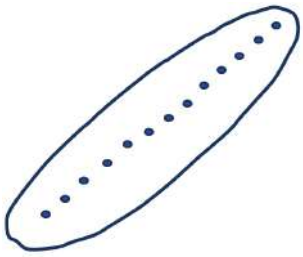


Рис. 3.1.22. Схема размещения скважин в виде цепочки

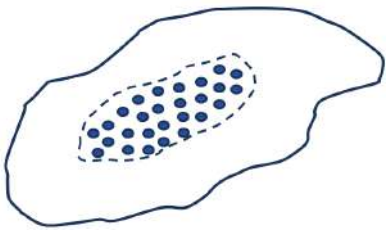


Рис. 3.1.23. Схема размещения скважин в центральной части залежи

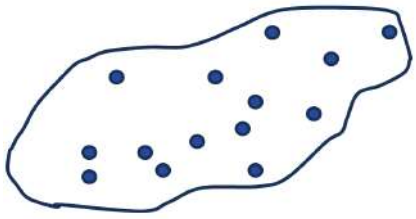


Рис. 3.1.24. Схема размещения скважин по неравномерной сетке

Скважины могут объединяться в кусты скважин. Кусты скважин соединяются шлейфами.

Конфигурация газосборных сетей может быть различной в зависимости от расположения скважин и их технических параметров.

Газосборные сети обычно имеют разновидность (рис. 3.1.25–3.1.29): лучевая газосборная сеть, линейная газосборная сеть, кольцевая газосборная сеть, групповая газосборная сеть

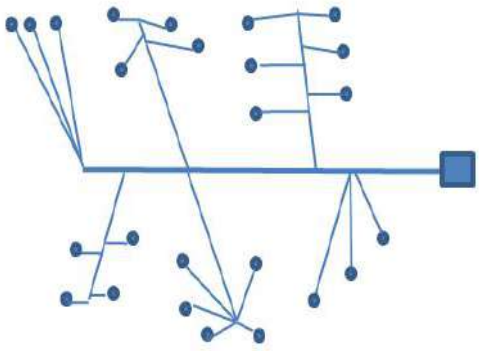


Рис. 3.1.25. Лучевая газосборная сеть

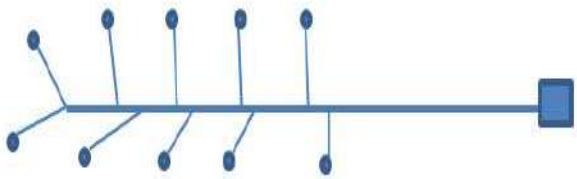


Рис. 3.1.26. Линейная газосборная сеть

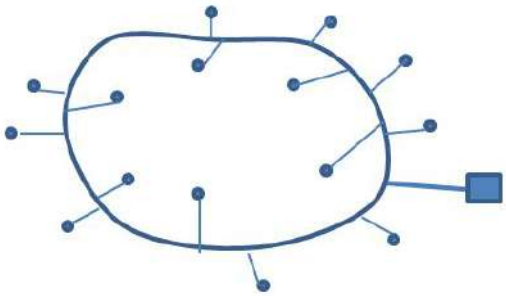


Рис.3.1.27. Кольцевая газосборная сеть

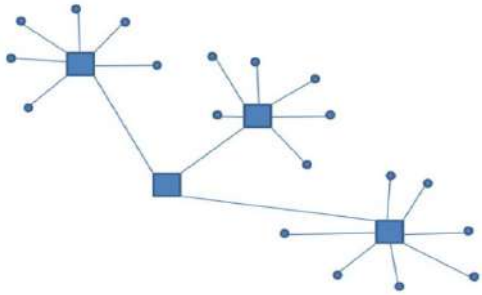


Рис. 3.1.28. Групповая газосборная сеть



Рис. 3.1.29. Классификация систем сбора газа на месторождениях

3.1.4.2. Газосборный коллектор

Газ из скважин, пройдя прискваженные сооружения по очистке от твёрдых взвесей и жидкости, по шлейфам направляется в общий газосборный коллектор. Газосборный коллектор представляет собой трубопровод большого диаметра различной конфигурации. В зависимости от размеров на одном газовом промысле может быть несколько газосборных коллекторов. В этом случае газ из газосборных

коллекторов направляется в общий промысловый газосборный пункт. Конфигурация газосборного коллектора зависит:

- от формы газоносной площади;
- числа и размещения добывающих скважин;
- числа газоносных пластов;
- состава газа в пластах;
- методов промысловой обработки газа;
- способов замера объёма добываемого газа.

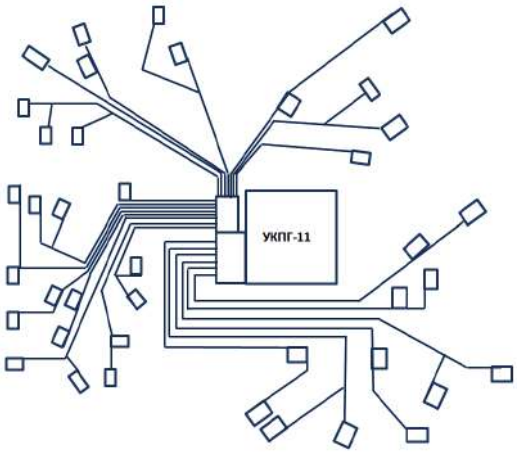


Рис. 2.1.30. Коллекторно-лучевая схема сбора газа на УКПГ-11 Уренгойского месторождения

На подключающих газопроводах и газосборных коллекторах через определённое расстояние устанавливается отключающая запорная арматура и продувочные свечи для возможности организации ремонтных работ на отдельных участках сети (рис. 3.1.30).

3.1.4.3. Подготовки газа к дальнему транспорту

Газ, выходящий из газовой скважины (сырой газ), содержит обычно газ, несколько жидких компонентов (наряду с жидкими углеводородами обычно имеется солёная или пресная вода) и некоторое количество твёрдых примесей. Перед подачей газа в магистральные газопроводы необходимо подготовить его в соответствии с требованиями к качеству газа, подаваемого в магистральные газопроводы, т.е. обеспечить отделение газа от жидкости (нефть, конденсат, вода), очитку газа от механических примесей, осушку газа (повышение температуры точки россы по воде и углеводороду).

Необходимо отметить, что технические требования на газы, подаваемые во внутрипромысловые газопроводы (шлейфы, коллектора) и установки предварительной и комплексной подготовки газа обычно не задаются какими-либо специальными нормативными документами, а фиксируются в соответствующих проектах разработки, обустройства месторождения и конкретизируются в технических регламентах на установки промысловой обработки газа.

При подготовке товарного газа, т.е. газа подаваемого в магистральные газопроводы и далее конечному потребителю газа, необходимо учитывать следующие технические соображения:

- целесообразно обеспечить однофазное состояние газа (в магистральном газопроводе не должна выделяться из газа углеводородная жидкая фаза, водная фаза, т.е. водные растворы метанола, гликолей, аминов с примесями ингибиторов коррозии, а так же лёд и твёрдые гидраты;
- газ не должен вызывать значительную коррозию трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и т. п.;
- необходимо обеспечить потребительские качества газа как топлива или углеводородного сырья (теплотворная способность, ограничения на содержание сероводорода и т. д.).

Технические требования на качество природного газа в настоящее время нормируются следующими стандартами:

- стандарт Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия»;
- ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»;
- ГОСТ 27577-2000 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия».

Выбор технологической схемы и применяемых в ней технологических установок подготовки газа к дальнему транспорту газа для каждого месторождения практически индивидуален и зависит от многих факторов, главными из которых являются:

- фракционный состав газа и особенно наличие или отсутствие в нём тяжёлых углеводородов;
- содержание в газе вредных компонентов (сероводород, углекислота, органические кислоты);
- количество содержащейся в газе воды;
- технические параметры скважин в пластовых условиях и на устье:
  - производительность;
  - давление;
  - температура.
- климатические условия в районе месторождения.

Такие схемы бывают достаточно сложными. Например, подготовка газа к дальнему транспорту Медвежьего месторождения осуществляется по следующей схеме:

- сбор газа от скважин;
- первичная сепарация на сепараторах-пылеуловителях ДКС;
- компримирование на ДКС;
- охлаждение на АВО-газа ДКС;
- сепарация газа на УКПГ;
- осушка;
- транспорт газа по межпромысловому коллектору;
- компримирование на ЦДКС;
- подача газа в магистральный газопровод;

В последние годы на всё больших месторождениях стали применять групповую – коллекторную схему сбора и внутрипромыслового транспорта газа. В этом случае подготовку газа к дальнему транспорту производят на общем газосборном пункте, который стал называться установкой комплексной подготовки газа (УКПГ). УКПГ стараются размещать в центре группы скважин. Газ от УКПГ по самостоятельным межпромысловым трубопроводам поступает на головные компрессорные станции магистральных газопроводов.

На некоторых месторождениях подготовка газа производится на газосборных пунктах отдельных кустов скважин. В этом случае осуществляется лишь сбор и первичная сепарация газа, и они называются установками предварительной подготовки газа (УППГ).

На установках комплексной подготовки газа (УКПГ) происходит отделение газа от жидкости (нефть, конденсат, вода), очитка газа от механических примесей,

повышение температуры точки россы по воде и углеводороду. Выполнение всех этих функций производится путём сепарации, фильтрации, осушки газа.

Сепарация газа.

На первом этапе отделение всех лишних составляющих от газа происходит при помощи сепарации. Сепарацией называется процесс разделения твёрдой, жидкой и паровой фаз в потоке. Аппараты, в которых происходит отделение твердой или жидкой фазы от газовой (паровой), называются сепараторами.

Классификация сепараторов

Сепараторы, используемые на газоконденсатных промыслах, можно классифицировать по различным признакам.

по назначению:

- рабочие
- замерные

по геометрической форме:

- цилиндрические
- шаровые

по положению в пространстве:

- вертикальные
- горизонтальные
- наклонные

по способу разделения фаз:

- механические
- жидкостные
- электрические

Сепараторы с механическим способом разделения фаз по характеру сил, используемых для разделения, подразделяются на:

- гравитационные
- центробежные
- инерционные
- фильтрационные

В газодобывающей промышленности наиболее распространены вертикальные и горизонтальные гравитационные сепараторы, вертикальные центробежные сепараторы, вертикальные и горизонтальные жалюзийные сепараторы.

В основных типах сепараторов имеются четыре секции (рис. 3.1.31): I-каплеотбойная;
II–разделительная; III–осадительная;
IY-отстойная.

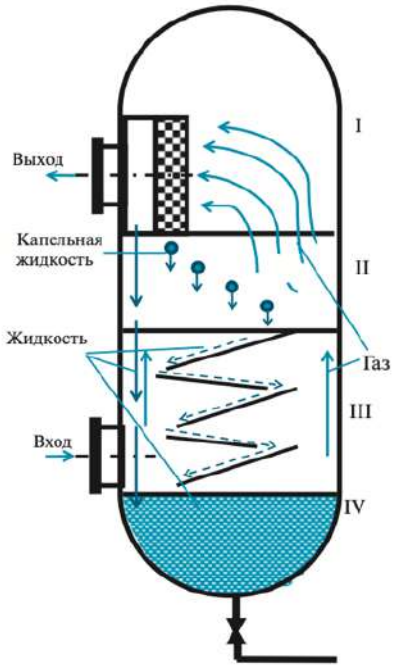
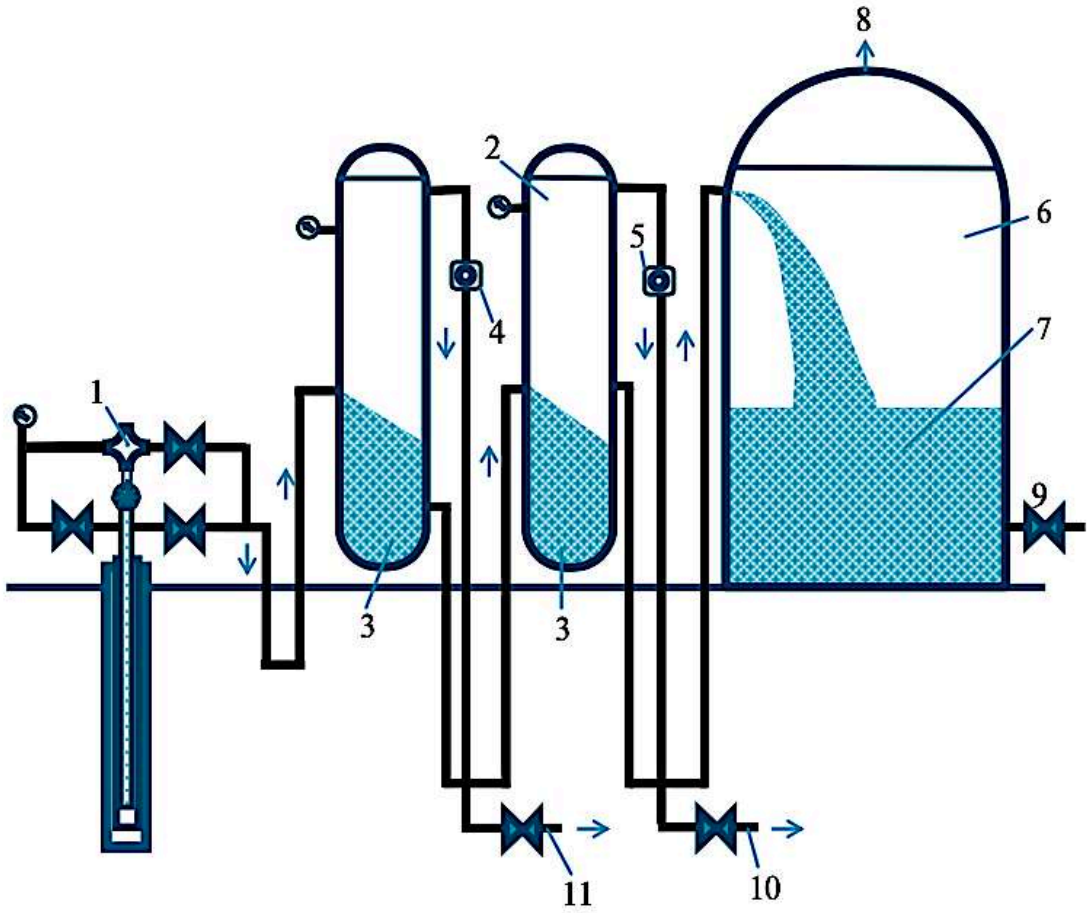


Рис. 3.1.31. Сепаратор с механическим способом разделения фаз

Количество и конструкция, устанавливаемых на промыслах сепараторов определяется проектом (рис. 3.1.32).



1 – устье скважины; 2 – газ; 3 – жидкость; 4 – газовый счётчик первого сепаратора; 5 – газовый счётчик второго сепаратора; 6 – резервуар; 7 – жидкость; 8 – в атмосферу; 9 – в конденсатопровод; 10 и 11 – в газосборный коллектор.

Рис. 3.1.32. Схема двухступенчатой сепарации газа.

Принцип сепарации газа

Давление и температура газа на устье скважины определяется параметрами пласта, дебетом газа и характером движения газа вверх по эксплуатационной колонне. Состояние потока на пути в сепаратор изменяется вследствие теплообмена с окружающей средой и перепада давлений в трубопроводах.

Механика разделения в сепараторах многофазных систем газ-жидкость и газ-твёрдая взвесь основана на применении нескольких принципов сепарации, определяемых действующими на сепарируемую частицу силами:

- силы инерции;
- силы тяжести;
- силы сопротивления;
- выталкивающие (архимедовы) силы;
- силы диффузии (определяют среднее расстояние, проходимое частицей при броуновском движении);
- тепловые силы, возникающие при прохождении частиц через зоны, имеющие разность температур;

- электрические силы, действующие на частицу, определяются зарядом и напряжённостью электрического поля.

Поступающий из скважины газ насыщен влагой, которая вследствие изменившихся температурных условий может перейти в капельножидкое состояние. Кроме того газ может выносить и жидкую влагу (воду и конденсат), находящуюся в пласте. При наличии в газе тяжёлых углеводородов они могут частично даже при незначительном изменении температуры конденсироваться.

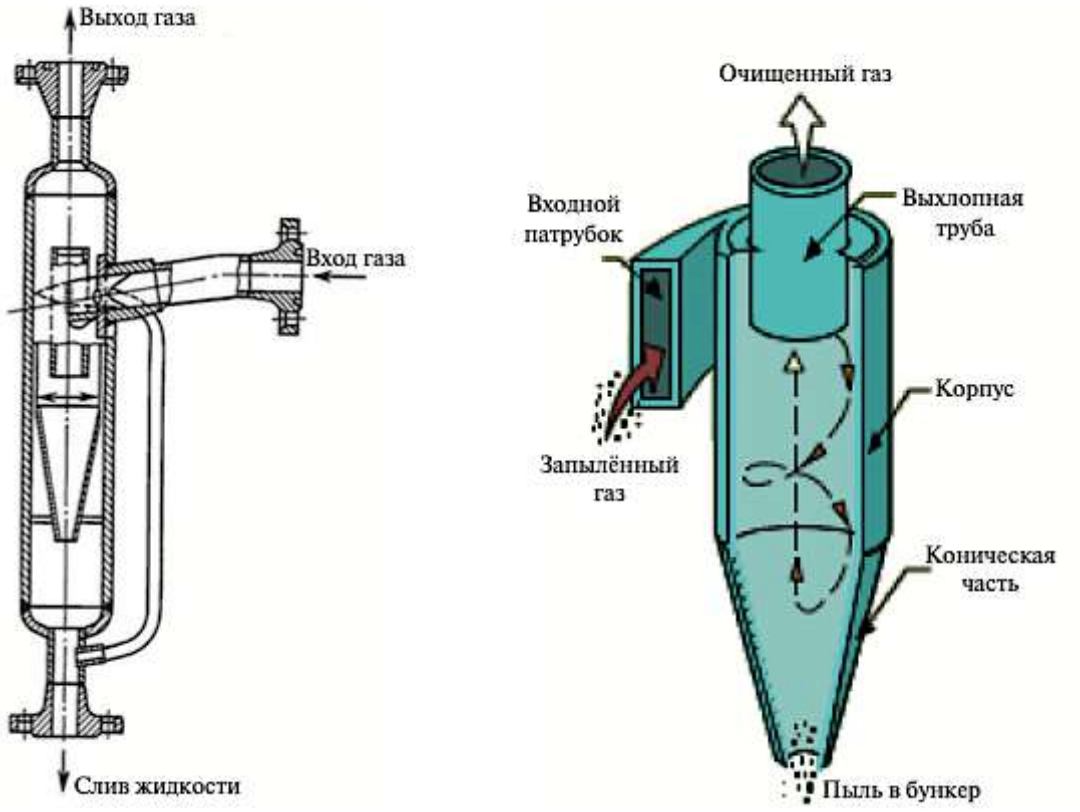


Рис. 3.1.33. Схема инерционного (циклонного) сепаратора газа.

Отделение газа от жидкости и твёрдых примесей основано:

- на изменении состава фаз потока в результате резкого адиабатического расширения газа (эффект Джоуля–Томсона) попавшего в сепаратор, при котором понижается давление и температура. Понижение температуры приводит к выпадению растворённой в газе жидкости в виде жидкой фазы, которая скапливается в нижней части резервуара.
- на выпадении частиц жидкости и механических примесей при малых скоростях движения вертикального потока газа снизу вверх, т. е. на действии силы тяжести
- на действии центробежных сил, возникающих при криволинейном движении потока, выделяющих из струи газа частицы, имеющие большую по сравнению с газом массу (рис. 3.1.33).

Низкотемпературная сепарация газа

Низкотемпературные технологические процессы применяются главным образом для обработки природных газов газоконденсатных месторождений с целью одновременной осушки и извлечения целевых компонентов – тяжёлых углеводородов

и инертных газов. Если же в природном газе содержится диоксид углерода и сероводород, то наиболее распространённый вариант удаления этих не углеводородных компонентов – абсорбционные методы очистки физическими поглотителями.

Низкотемпературная сепарация газа (НТС) основана на преднамеренном понижении температуры газа перед его сепарацией. Это позволяет увеличить количество конденсата, выделяемого из газа и снизить влажность газа.

Для охлаждения газа, поступающего в сепаратор, можно использовать собственный «холод» газового потока за счёт его расширения или внешний «холод».

Охлаждение газа можно обеспечить с использованием:

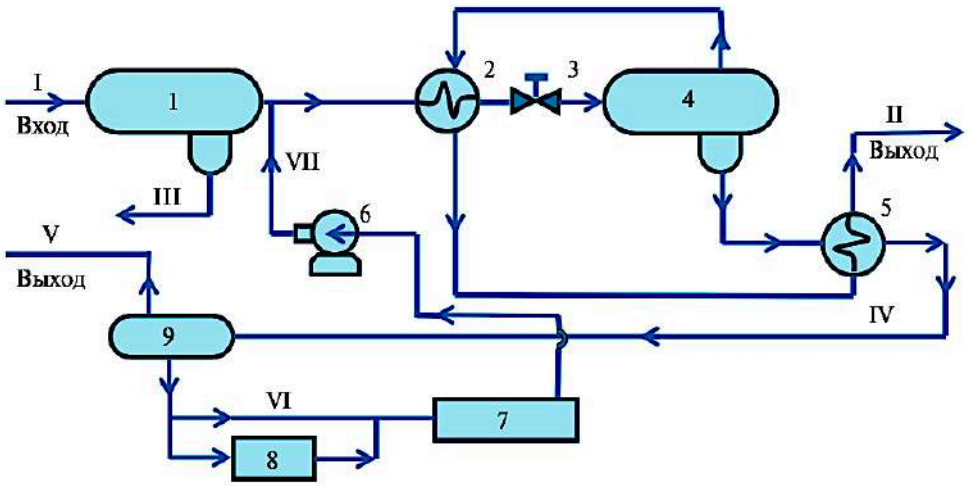
- адиабатического расширения газа (дросселирования):
  - регулирующее устройство (дроссели);
  - стандартные штуцера или дроссели (сопла);
  - диафрагмы.
- политропического расширения газа с совершением внешней работы;
  - турбодетандерные установки;
- эжектирования низконапорного газа высоконапорным;
- холодильных машин с теплообменными аппаратами.

При низкотемпературной сепарации газа возникает опасность получение гидратов при наличии воды в газе. Для предотвращения этого явления используют:

- предварительное отделение влаги в газе в отбойнике свободной воды;
- подогрев нижней части сепаратора, где скапливается жидкость;
- введение ингибиторов гидратообразования.

Низкотемпературную сепарацию газа можно осуществлять с инжекцией в поток газа диэтиленгликоля, который поглощает в сепараторе дополнительное количество влаги. Диэтиленгликоль насыщенный влагой затем удаляется из нижней части сепаратора.

В простейшем варианте использования технологии НТС сырой газ со скважины поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат (рис. 3.1.34)



I – сырой газ. II – сухой газ. III – газовый конденсат и вода. IV – газовый конденсат и насыщенный гликоль. V – газовый конденсат. VI – гликоль насыщенный. VII – гликоль регенерированный. 1 и 4 – сепараторы. 2 и 5 – теплообменники. 3 – дроссель. 6 – насос. 7 – установка регенерации гликоля. 8 – фильтр. 9 – трёхфазный разделитель.

Рис. 3.1.34. Принципиальная схема низкотемпературной сепарации газа

Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник типа «газ – газ», где он охлаждается на 10–15 ^0C за счет температуры газа, прошедшего через дроссель (рис. 3.1.35).

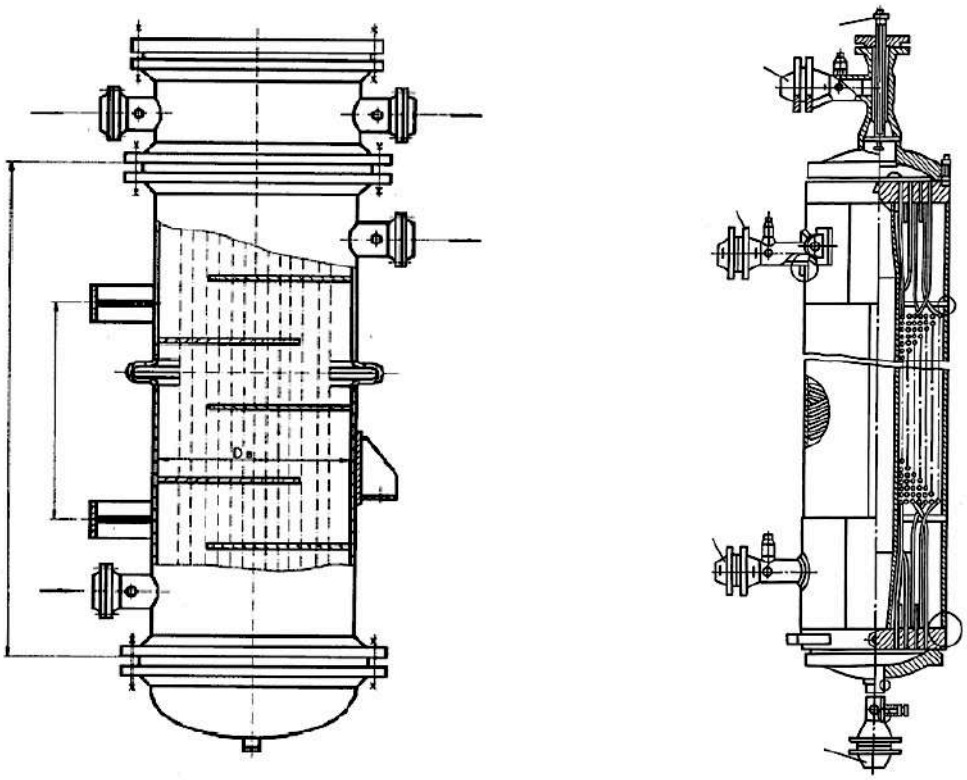


Рис. 3.1.35. Теплообменники

Охлаждённый газ из теплообменника подают на расширительное устройство (дроссель), после которого его температура вследствие эффекта Джоуля – Томсона может понижаться до минус 30 ^0C (рис. 3.1.36).

После дроссельного устройства обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор, где от него отделяется водная и углеводородная жидкая фаза, а очищенный от влаги и тяжёлых углеводородов холодный газ проходит рекуперативный теплообменник в противотоке с «сырым» газом и далее поступает в газопровод.

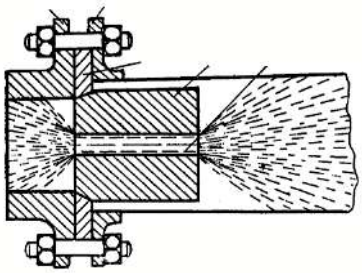


Рис. 3.1.36. Дроссель

Для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования – гликоли, метанол. Впрыск ингибиторов гидратообразования предусматривается как перед теплообменником, так и перед дросселем.

Водная фаза и углеводородный конденсат, выделившийся в сепараторе, поступает в разделитель, где углеродный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют в установку его стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриваетель). Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования (насыщенный гликоль или водный раствор метанола) направляется на соответствующую установку регенерации.

Вместо расширительного устройства в виде дросселя в установках НТС могут использоваться эжектор (рис. 3.1.37), турбодетандер-компрессор (рис. 3.1.38), вихревые трубы и др.

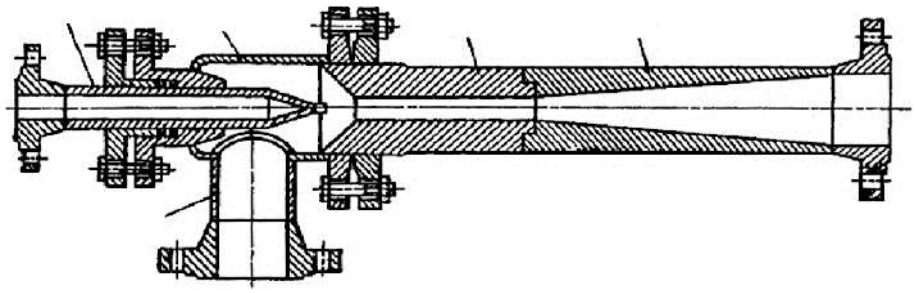


Рис. 3.1.37. Эжектор

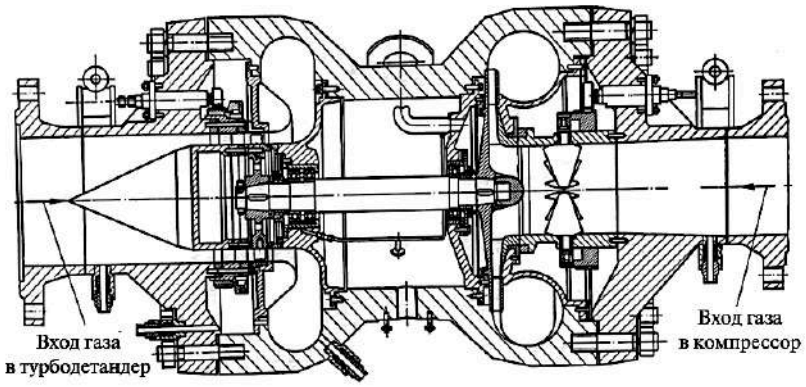


Рис. 3.1.38. Турбокомпрессор Т-3

Для подачи холодного потока в теплообменник может использоваться установка искусственного холода. Установка искусственного холода предназначена для охлаждения продукции газоконденсатных скважин до заданной температуры без затрат пластового давления. Холод вырабатывается в холодильниках-испарителях за счёт испаряющегося жидкого аммиака (3.1.39).

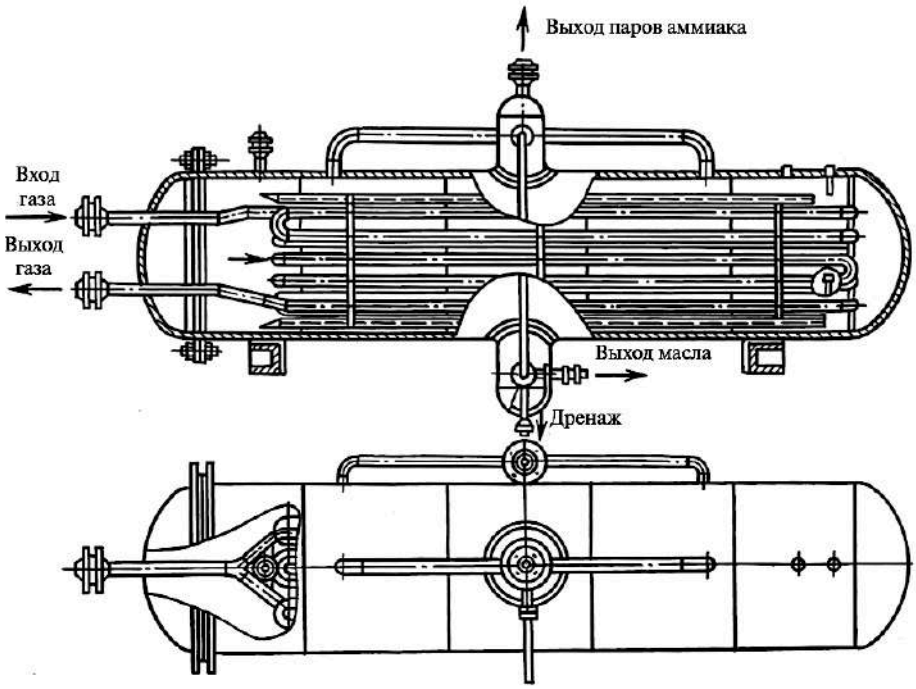


Рис. 3.1.39. Аммиачный холодильник- испаритель

Осушка газа

Газ, подвергшийся процессу сепарации, ещё не полностью подготовлен для магистрального транспорта, поскольку содержит некоторое количество растворённой жидкости (воды и углеводородов).

Осушкой природного газа называется процесс удаления воды, находящейся в природном газе в парообразном состоянии. Существует несколько видов осушки природного газа:

- охлаждением;
- абсорбцией;
- адсорбцией;
- химическими реагентами.

Основными типами оборудования, предназначенного для осуществления многообразных процессов массопередачи, используемого в установках подготовки газа, являются абсорберы и десорберы.

Абсорбер

Абсорбция – это процесс контактирования потоков газа и жидкого поглотителя (абсорбента). Процесс абсорбции основывается на том физическом явлении, что различные газы обладают различной растворимостью в жидкостях. При этом отдельные компоненты поглощаются из газа в абсорбере и затем выделяются из него в десорбере. Десорбция является процессом противоположным абсорбции.

Абсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощается жидкостью (абсорбентом). В качестве абсорбента применяются жидкости на основе гликоля (диэтиленгликоль, триэтиленгликоль и др.) (рис. 3.1.40).

Контакт потоков газа и жидкости в абсорбере может происходить следующим образом:

- прохождение газа через колонну с насадкой различного типа, орошаемой жидкостью;
- прохождение газа через колонну, заполненную распылённой жидкостью;
- барботированием газа через слой жидкости;
- прохождением газа над поверхностью жидкости.

Для достижения высоких значений коэффициентов массопередачи абсорберы должны обеспечивать противоположное движение газа и жидкости.

В зависимости от вида контакта газ-жидкость используются следующие виды абсорберов:

- тарельчатые (колпачковые, сетчатые, сегментные и т. д.);
- насадочные (кольца Рашига, сёдла Берля и т. д.);
- распылительные (скрубберы);
- плёночные;
- контактные.

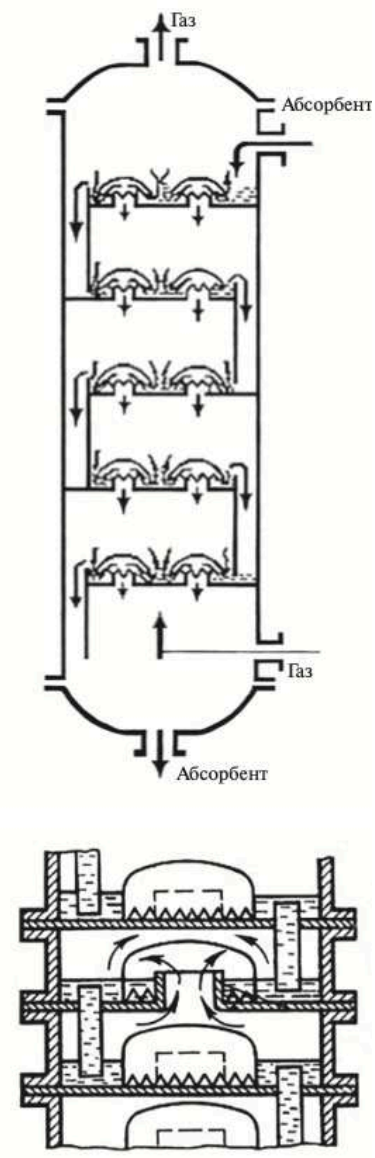


Рис. 3.1.40. Абсорбер тарельчатого типа

Поток осушаемого и очищаемого газа поступает в абсорбер через входной скруббер под нижнюю глухую тарелку, далее проходит от тарелки к тарелке, барбатируя через слой абсорбента, и пройдя брызгоулавливатель, выходит из колонны. Поток абсорбента поступает в абсорбер противотоком по отношению к потоку газа на верхнюю тарелку, далее, переливаясь через разделительную перегородку, жидкость стекает вниз от тарелки к тарелке, поглощая необходимый компонент из газового потока, который барботирует через слой абсорбента на каждой тарелке. Наконец, достигнув глухой тарелки, абсорбент, насыщенный извлекаемым из газа компонентом (H_2O, H_2S, CO_2 и т. д.), выходит из колонны и направляется на десорбцию (регенерацию). Поток осушенного и очищенного газа направляется в газовый коллектор (рис. 3.1.40).

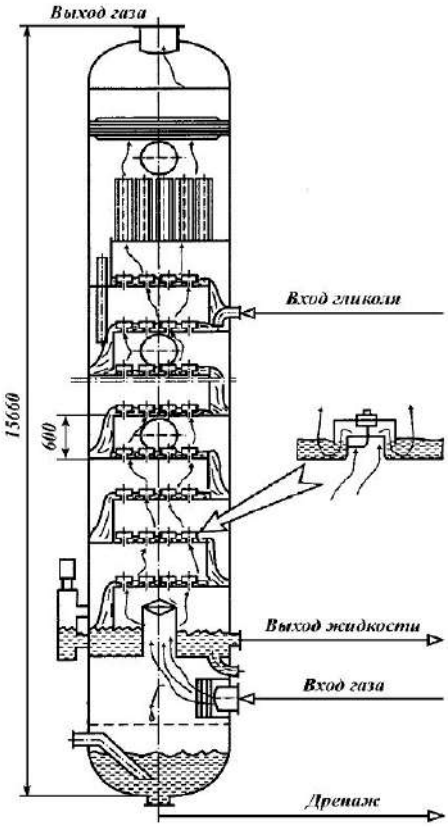
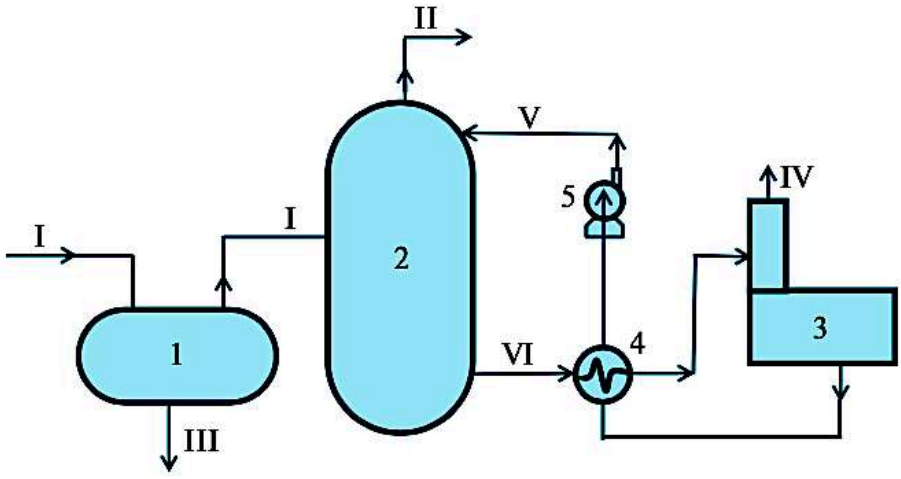


Рис. 3.1.41. Схема абсорбера ГП – 252

Существуют многофункциональные конструкции аппаратов, объединяющих в одном сосуде сепаратор – абсорбер – фильтр (рис. 3.1.41).

На газовых месторождениях применяются абсорберы в составе многофункциональные аппаратов ГП-252, ГП-365, ГП-502, ГП-778 и другие.

Применение гликолевой осушки в схеме стандартной установки заключается в следующем процессе. Газ со скважины проходит входной сепаратор, где от него отделяется жидкая водная фаза, далее поступает в абсорбер, где и осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный или межпромысловый газопровод. В схему входит регенерация насыщенного гликоля, насосы, теплообменники и другое оборудование (Рис. 3.1.42).



I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль; VI – сырой гликоль; 1 – сепаратор; 2 – адсорбер; 3 - генератор гликоля; 4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос.

Рис. 3.1.42. Схема стандартной установки гликолевой осушки газа

Технологические схемы с применением осушки газа на разных месторождениях имеют различную компоновку (Рис. 3.1.43).

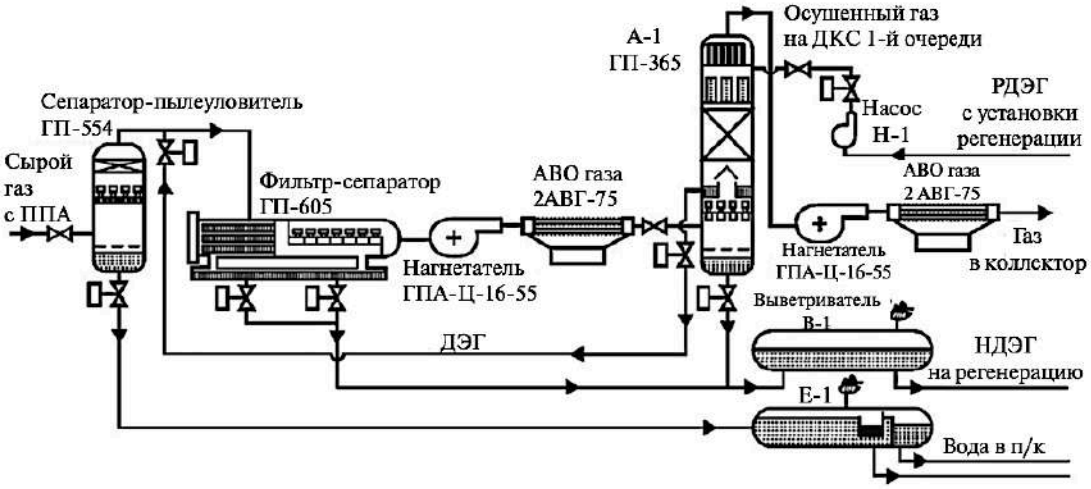


Рис. 3.1.43. Схема двухступенчатой осушки газа на двух температурных уровнях Уренгойского месторождения

Десорбер

Десорбер предназначен для разделения компонентов жидкой смеси путём её частичного испарения и раздельного улавливания пара и остатка. Более летучие компоненты разделяемой в десорбере смеси жидкости имеют повышенную концентрацию в паре, а менее летучие – повышенную концентрацию в жидком остатке.

Используют следующие основные способы процесса разделения жидкости, реализуемой в десобере:

- выпаривание или однократную дистилляцию, когда в процессе испарения образующиеся пары обычно выделяются конденсацией;
- ректификацию или многократную дистилляцию, когда пар непрерывно и в противотоке вступает в соприкосновение со сконденсированной порцией жидкости.

Конструктивно десорберы колонного типа аналогичны абсорберам и имеют два основных типа: тарельчатые и насадочные (рис. 3.1.44).

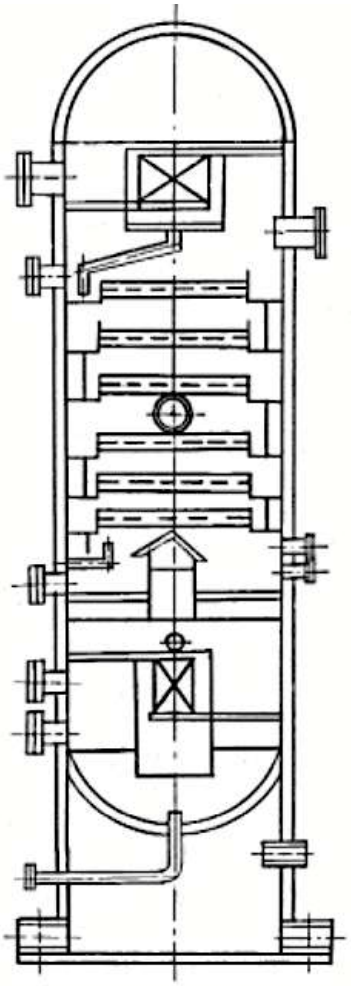


Рис. 3.1.44. Десорбер с одним испарителем

Для выпаривания абсорбированных компонентов насыщенный абсорбент необходимо нагреть в подогревателях-испарителях до температур, обеспечивающих отгонку (испарение) поглощённого абсорбентом компонента (рис. 3.1.45).

Адсорбер

В процессах осушки путём адсорбции в качестве адсорбента чаще всего применяют активированную окись алюминия, силикагель или бокситы. Адсорбенты имеют свойство поглощать воду из потока газа и отдавать её другому потоку с более высокой температурой во время регенерации.

Процесс осушки путём адсорбции – периодический. После насыщения влагой адсорбента требуется его замена на новый либо переключение адсорбционной колоны на регенерацию. Это не очень целесообразно при больших потоках газа на промыслах. Потому адсорбционный способ осушки при добыче газа применяется редко.

Химическая реакция между водой и химическим реагентом может быть достаточно полной, что обеспечивает полную осушку газа от воды. Однако эти химические реагенты практически не регенерируются. Это обстоятельство делает непригодным применение этого способа осушки в промышленном масштабе.

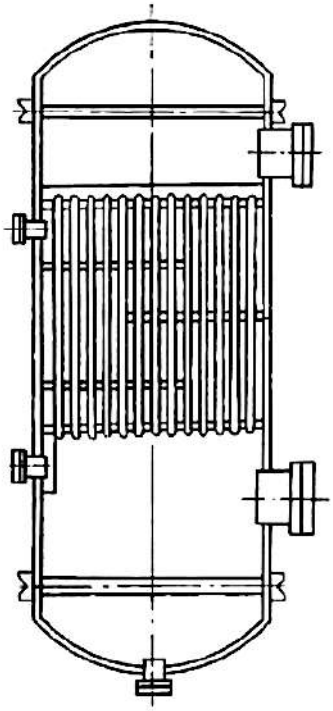


Рис. 3.1.45. Подогреватель-испаритель трубчатого типа

3.1.4.4. Межпромысловые газопроводы

Современные месторождения занимают большую площадь. Газовые скважины, разбросанные по всей этой площади, объединяются в кусты скважин, от которых газ по шлейфам направляется в газосборные коллектора, газосборные пункты, УКПГ и ДКС. Между УКПГ и головными КС ГТС по всей площади месторождения проложены газопроводы большого диаметра, которые называются межпромысловыми газопроводами (коллекторами). Протяжённость этих газопроводов может достигать сотен километров (рис. 2.1.46 и 3.1.47).

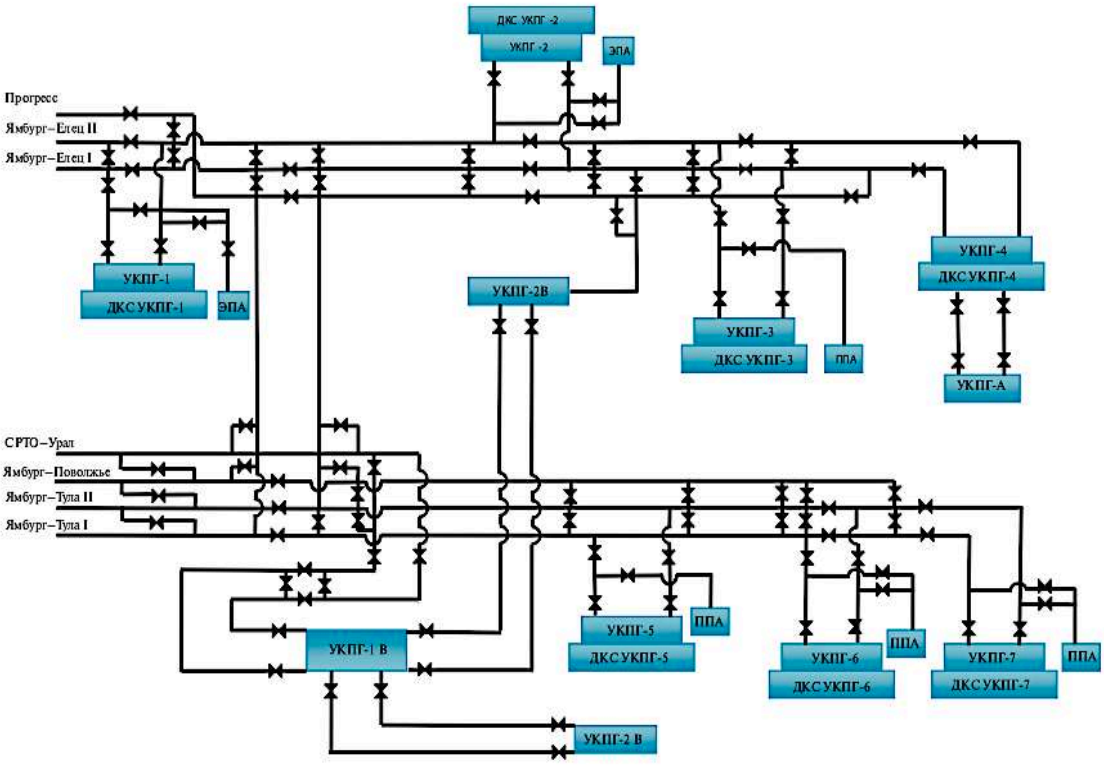


Рис. 3.1.46. Технологическая схема межпромысловых газопроводов Ямбургского месторождения

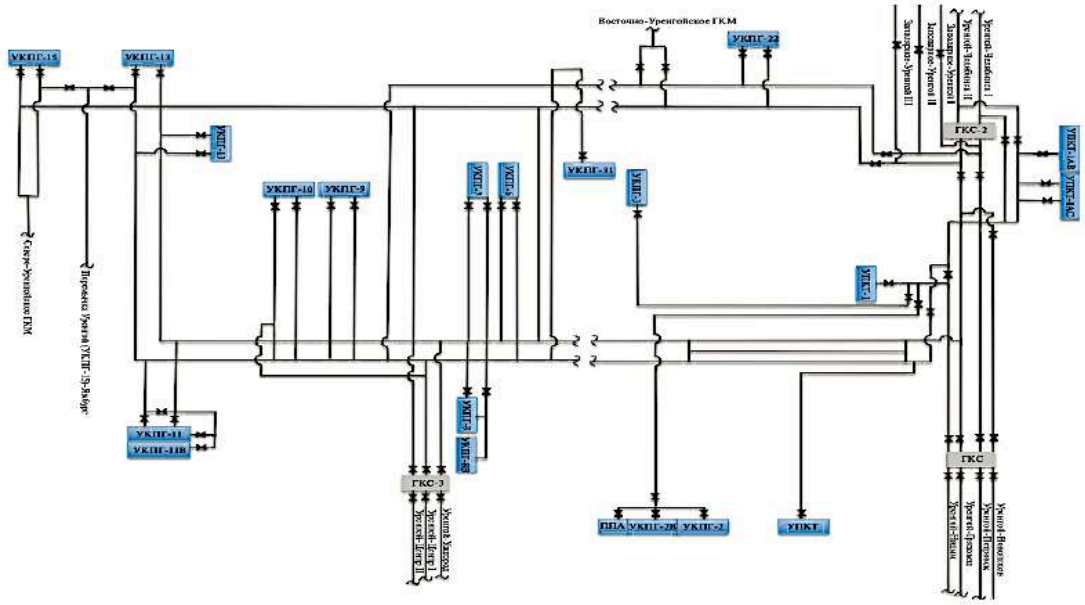


Рис. 3.1.47. Технологическая схема межпромысловых газопроводов Уренгойского месторождения

3.1.5. Этапы и периоды эксплуатации газового месторождения

Эксплуатацию любого месторождения можно разделить на четыре технологических периода:

- первый период эксплуатации соответствует транспортировке газа по магистральному газопроводу на большие расстояния без головной КС. Газ поступает в магистральный газопровод с расчётным проектным давлением, обусловленным паспортными данными магистрального газопровода;
- второй период эксплуатации месторождения соответствует транспортировки газа по МГ при наличии головной КС;
- третий период эксплуатации наступает, когда давление в пласте снижается настолько, что его необходимо повышать за счёт промысловой ДКС;
- по мере падения пластового давления падает дебет скважин, и поэтому для поддержания суммарного дебета необходимо всё время увеличивать количество скважин. С некоторого времени увеличение количества скважин и числа ступеней сжатия ДКС станет экономически нерациональным. С этого момента дальнейшее увеличение скважин надо прекратить и продолжать эксплуатацию месторождения с постепенно убывающим суммарным дебетом. Наступает период работы месторождения на истощение.

При разработке газовых месторождений принято выделять следующие этапы добычи газа:

- нарастающий;
- постоянный;
- падающий.

Периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа характерны для крупных месторождений, запасы которых исчисляются сотнями миллиардов кубических метров. В процессе разработки средних по запасам месторождений газа период постоянной добычи газа часто отсутствует. При разработке незначительных

по запасам газовых месторождений могут отсутствовать как период нарастающей, так и период постоянной добычи газа.

3.1.5.1. Дожимные компрессорные станции.

Итак, в определённый момент времени давление на скважине становится недостаточным для подачи его в магистральный газопровод с заданным расходом, хотя остаточные запасы газа в залежи ещё значительные. Начинается период компрессорной эксплуатации месторождения с помощью промысловых дожимных компрессорных станций (ДКС).

При газовом режиме эксплуатации залежи давление в ней и по пути движения газа до промысловой ДКС уменьшается во времени. Подача газа в магистральный газопровод должна происходить при постоянном давлении. С увеличением объёма добываемого газа давление на входе в ДКС будет уменьшаться, а степень сжатия газа на ДКС непрерывно увеличиваться. По мере увеличения степени сжатия на ДКС необходимо предпринимать меры для поддержания заданного расхода газа. К таким мерам можно отнести:

- применение сменных проточных частей ЦБН;
- применение схем многоступенчатого сжатия газа;
- увеличения числа ГПА в ДКС;
- установку ДКС до и после УКПГ.

ГПА, установленные на ДКС, должны отвечать следующим требованиям:

- высокий КПД нагнетателя при широком изменении степени сжатия газа и его расхода;
- большая степень сжатия газа в одной ступени;
- большой диапазон регулирования рабочих оборотов силового вала;

На промысловых ДКС можно использовать поршневые, центробежные и винтовые газовые компрессоры.

3.1.6. Эксплуатация месторождения

3.1.6.1. Ресурсы и запасы месторождения

Любое эксплуатируемое месторождение обладает ресурсами и запасами природного газа (рис. 3.1.48).

Начальные потенциальные ресурсы природного газа подразделяются на традиционные и нетрадиционные.

Текущие ресурсы – это общее количество природного газа в недрах, включая промышленные запасы газа, содержащиеся до начала разработки месторождения, в том числе разведанные и неразведанные, а также перспективные и прогнозные ресурсы.

Потенциальные ресурсы природного газа заключены во вмещающих породах и скопились там в результате геологических и геохимических процессов, происходящих в земной коре как в осадочном чехле, так и в более глубоких слоях, включая трещиноватый кристаллический фундамент земли.

Запасы - это, как правило, извлекаемая часть ресурсов залежи, целесообразность извлечения которых определяется существующими на момент подсчёта технико-экономическими возможностями.

Количественная оценка ресурсов и запасов периодически пересматривается. При подсчёте запасы разбиваются на категории. Категория запасов – наиболее

общий интегральный показатель степени их изученности и достоверности и в меньшей степени подготовленности залежи к разработке. Категориями запасов *A* и *B* в основном оперирует эксплуатационный персонал при диспетчерско-технологическом управлении месторождением.

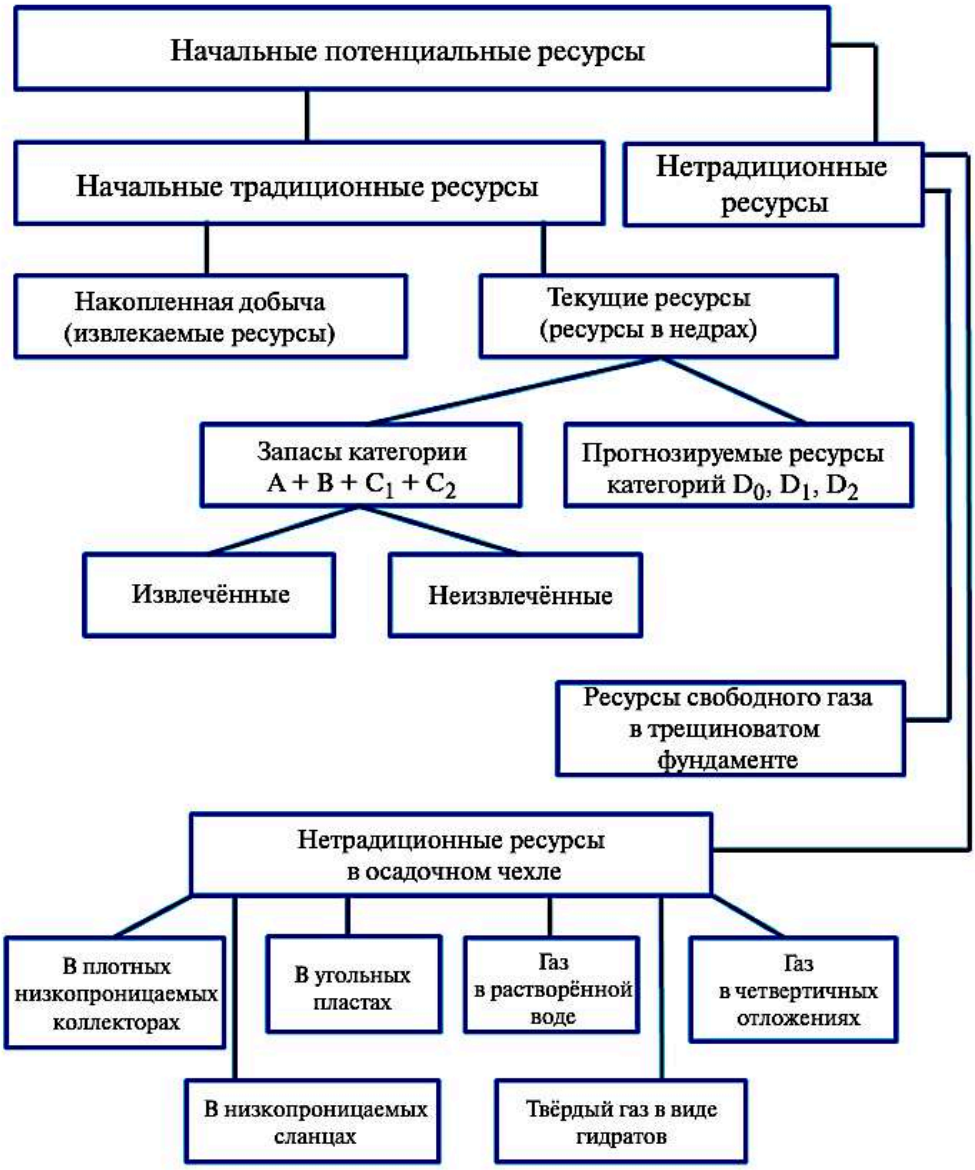


Рис. 3.1.48. Номенклатура ресурсов природного газа

Категория A – разрабатываемые запасы, детально разведанные и установленные данными опытно-промышленной эксплуатации залежи, разбуренные эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектом разработки.

Категория B – разрабатываемые запасы залежи, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектом опытно-промышленной разработки.

Категория C_1 – запасы залежи, полностью или частично разведанной, газоносность которой установлена на основании полученных по скважинам промышленных притоков газа, в том числе и при получении промышленного притока хотя бы по одной скважине и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Категория C_2 – неразведанные, предварительные запасы, наличие которых обоснованно данными геологических и геофизических исследований и аналогично с изученной частью залежи. Эти запасы используются для определения перспектив месторождения, поведения на нём разведочных работ и частично проектирования разработки.

Подсчёт запасов газа месторождения проводится:

- по данным первых поисковых и разведочных скважин;
- по данным разведочного бурения, опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

В процессе разработки залежи периодически производится подсчёт и уточнение запасов газа, в том числе по падению давления с учётом данных эксплуатационного бурения и эксплуатации скважин.

Для оценки потенциальных возможностей газоносных территорий на основе геологических и геологофизических представлений определяются перспективные и прогнозные ресурсы, подразделяемые на категории $Д_0$, $Д_1$, и $Д_2$.

3.1.6.2. Режим работы месторождения, пласта, скважины

При диспетчерско-технологическом управлении месторождением необходимо принимать во внимание режим работы месторождения или залежи месторождения.

Под режимом работы газовой залежи или режимом работы пласта понимают проявления доминирующей формы пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважине в процессе разработки залежи.

Режим существенно влияет на разработку залежи и определяет основные условия эксплуатации (темп падения давления, дебит газа, обводнение скважин и т.п.).

Для газовых месторождений существует газовый и водонапорный режимы.

При газовом режиме или режиме расширяющегося газа единственной силой, определяющей движение газа в пласте, является энергия давления газа.

При водонапорном режиме газ к забою скважины продвигается в результате действия напора пластовой воды. Чаще режим бывает смешанным – газоводонапорным.

В большинстве своём газовые месторождения в начальный период разрабатываются практически по газовому режиму, а затем начинается избирательное продвижения воды к скважинам.

Технологический режим работы месторождения (пласта) разрабатывается с учётом данных системы разработки месторождения и на основе технологического режима работы промысла, а тот в свою очередь на основе технологического режима куста скважин и отдельных скважин.

Под системой разработки месторождения понимается, расположение скважин, последовательность ввода скважин и использование пластовой энергии, выбор основных элементов конструкции скважин (диаметр колонн, забой) и оборудование промысла, обеспечивающие необходимую надёжность подачи газа.

Под технологическим режимом эксплуатации газовой скважины понимается заданный режим работы скважины, т. е. суточный отбор газа (дебет скважины) и соответствующие этому отбору противодавление (забойное давление), а так же пределы возможных отклонений от заданного отбора.

Технологический режим работы скважины – это заранее запрограммированные определённые условия движения газа в призабойной зоне и по стволу скважины, характеризуемые значением дебета и забойного давления (или его градиента).

Технологический режим эксплуатации газовых скважин должен обеспечивать наивыгоднейший дебет газа и нормальную эксплуатацию прискваженного оборудования и сооружений без осложнений и аварий в течение всего срока разработки месторождения, получения максимальной газоотдачи при условии охраны недр и окружающей среды.

Технологический режим устанавливается на основе данных испытания скважины геологической службой промысла на определённый срок.

На технологический режим скважины влияют внешние факторы, в первую очередь пропускная способность газосборных и магистральных сетей и потребность в газе, которые в отдельных случаях являются корректирующими факторами при установлении режима.

3.1.6.3. Управление режимом работы месторождения, пласта, скважины

Эксплуатация месторождения, с точки зрения диспетчерско-технологического управления объектами добычи газа, сводится к подержанию заданного режима работы на входе в ГТС ЕСГ. Параметрами такого режима являются:

- давление;
- температура;
- качество;
  - температура точки росы по воде;
  - температура точки росы по углеводородам;
- производительность.

Поддержание заданных параметров на входе в ГТС ЕСГ осуществляется путём

- изменение дебета газовых скважин;
- изменением режима работы ДКС;
- выведением из работы отдельных газовых скважин, кустов скважин, газосборных коллекторов, УКПГ.

Регулирование работы скважины осуществляется путём создания и поддержания требуемого давления на устье скважины (т.е. противодавления). Регулирование работы скважины может быть вызвано не только заданным технологическим режимом, но и изменением её режима, связанного с геолого-техническими факторами, приводящими к необходимости уменьшить или увеличить противодавление на забой скважины, а также изменением условий движения газа в наземных сетях (увеличившееся или уменьшившееся давление).

Создание и поддержание требуемого давления на устье скважины производится при помощи нерегулируемых и регулируемых штуцеров, установленных на «ёлке» скважины (рис. 3.1.49 и 3.1.50).

Регулируемые штуцера могут работать в автоматическом и ручном режимах.

При регулировании работы скважины надо обращать внимание на скорость истечения газа на выходе из штуцера.

В одном случае, если при создавшихся условиях истечение газа через штуцер будет критическим, т. е. скорость газа на выходе из штуцера будет равна скорости звука в газе (для природного газа – 400 *м/с*), давление в сети не будет сказываться на работе скважины. Это значит, что регулирование одних скважин не связано с регулированием других.

В другом случае скорость газа на выходе штуцера меньше критической. При этом уменьшение подачи газа по нескольким скважинам приведёт к падению давления в газосборной сети. Дебит скважин, работа которых не регулировалась, увеличится вследствие уменьшения давления за штуцером, т. е. в газосборных сетях. Следовательно, в этих условиях между работой отдельной скважины и работой сети газопроводов существует неразрывная связь, и регулирование отдельной скважины связано с регулированием всех скважин, из которых газ поступает в общую газосборную сеть.

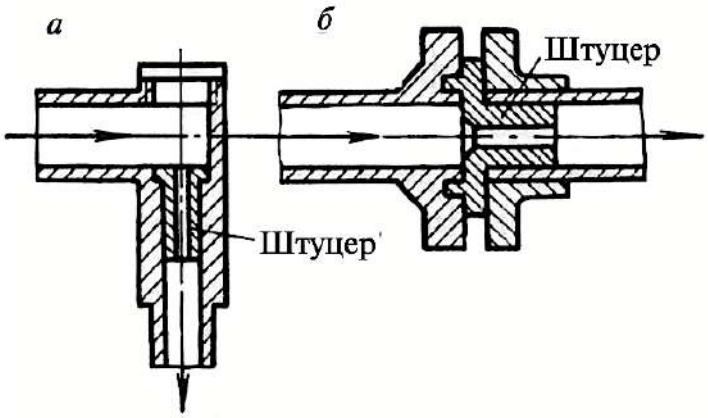


Рис. 3.1.49. Нерегулируемый штуцер. а – угловой. б – фланцевый.

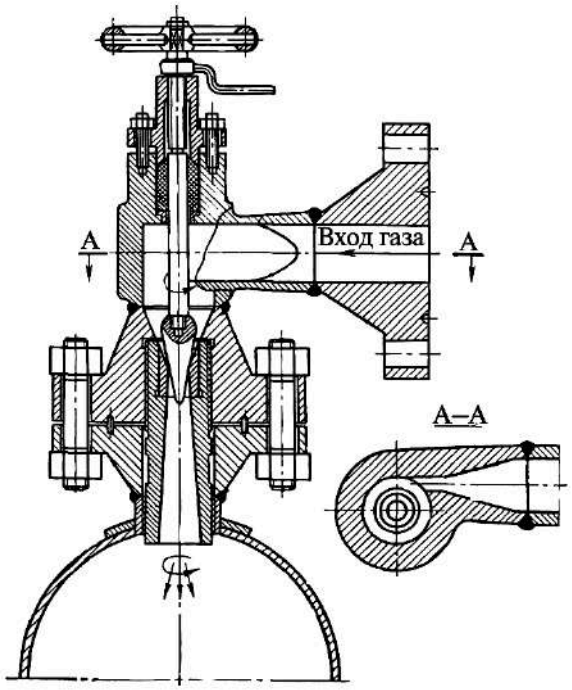


Рис. 3.1.50. Регулируемый штуцер

Описанные выше два качественно различных явления легко объяснимы при исследовании процесса протекания газа через штуцер.

Конструкция скважины должна обеспечить наибольший дебет скважины при минимальных потерях давления в пласте, призабойной зоне и стволе скважины. Потери давления в призабойной зоне определяются конструкцией забоя скважины (открытый или перфорированный забой), состоянием призабойной зоны, её пористостью и проницаемостью. Чем меньше потери давления в призабойной зоне и в

самом забое, тем больше будет дебит скважины при том же падении давления в пласте (при той же депрессии). Это весьма важное обстоятельство, потому что желательно эксплуатировать скважины при минимальной депрессии; чем больше депрессия, тем более опасной становится возможность разрушения забоя, подтягивание подошвенной воды и обводнение скважины.

Регулирование параметров на входе в МГ ГТС при помощи ДКС может осуществляться путём:

- изменения производительности и степени сжатия газа, регулированием числа оборов газового компрессора;
- изменения параметров ЦБН путём смены проточных частей;
- изменения схемы загрузки (подключения) ГПА ДКС;
- изменения количества работающих ГПА на ДКС.

3.2. Магистральные газопроводы…… 565
3.2.1. Классификация участков магистральных газопроводов……. 566
3.2.2. Минимальные расстояния от магистральных газопроводов……...569
3.2.3. Расстояния между параллельными магистральными газопроводами…….... 573
3.2.4. Охранные зоны магистральных газопроводов……...575
3.2.5. Испытания газопроводов внутренним давлением…….576
3.2.6. Трубы и соединительные детали трубопроводов……580
3.2.7. Запорная арматура……585
3.2.7.1. Виды запорной арматуры……...585
Задвижка……... 587
Кран……... 589
Вентиль и клапан……..590
Заслонка…… 591
3.2.7.2. Условные обозначения трубопроводной арматуры…… 592

3.2.Магистральные газопроводы

3.2.1. Классификация участков магистральных газопроводов

Магистральные газопроводы проложены на тысячи километров по различным территориям, вечной мерзлоте, горам, болотам, пустыням и лесам, вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, пересекают водные преграды, железные и автомобильные дороги и т. д. В зависимости от назначения и их расположения все участки магистральных газопроводов (МГ) подразделяются на категории, регламентирующиеся СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы» [80] и СНиП 2.05.06-85 «Магистральные газопроводы» [107].

Таблица 3.2.1.

Категории магистральных газопроводов

№ п/п	Наименование	Обозначение категорий МГ		
1	СНиП 2.05.06-85	III-IV	I-II	В
2	СТО Газпром 2-2.1-249-2008	Н	С	В
3	Название категории	нормальная	средняя	высокая

Категории МГ устанавливаются в зависимости от назначения участка, сложности конструкции и трудности выполнения ремонтных работ.

Таблица 3.2.2.

Категории магистральных газопроводов (СТО Газпром 2-2.1-249-2008)

№ п/п	Назначение участков газопроводов	Категории участков при прокладке		
		подземный	наземный	надземный
1	Переходы через водные преграды: а) шириной зеркала воды в межень 75 м и более и прибрежные участки длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый;	В	–	В
	б) шириной зеркала воды в межень до 75 м и прибрежные участки длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый;	С	–	С
	в) несудоходные шириной зеркала воды в межень от 10 до 25 м – в русловой части, оросительные и деривационные каналы;	С	–	С
	г) горные потоки (реки);	С	–	С
	д) поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности;	С	–	С
	е) газопроводы в пределах 2 и 3 зон санитарной охраны водозаборов.	С	–	С
2	Переходы через болота типа:			
	а) II	С	Н	Н
	б) III	С	С	С
3	Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):			
	а) участки газопроводов на переходах через железные дороги общей сети, автомобильные дороги I, II и III категории, включая участки на расстоянии 50 м по обе стороны от подошвы земляного полотна или края водоотводного сооружения дороги;	В	–	В
	б) участки газопроводов на переходах через подъездные железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категории, а также участки на расстоянии согласно 7.2.3, 7.2.1.5 СТО по обе стороны от подошвы земляного полотна или края водоотводного сооружения всех железных и категорированных автомобильных дорог.	С	–	С

Продолжение табл. 3.2.2.

№ п/п	Назначение участков газопроводов	Категории участков при прокладке		
		подземный	наземный	надземный
4	Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, ГИС, включая конденсатосборники, а также трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа. Трубопроводы узлов подключения к КС, располагаемых на территории КС.	В	В	В
5	Пересечения (в обе стороны), с воздушными линиями электропередачи напряжением:			
	а) 500 кВ и более	В	–	–
	б) от 330 до 500 кВ	С	–	–
6	Газопроводы в горной местности при укладке в тоннелях.	–	С	С
7	Участки газопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от границ разлома.	В	В	В
8	Газопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций.	С	–	-
9	Газопроводы, прокладываемые по территориям, имеющим при оттаивании относительную осадку свыше 0,1, а также газопроводы, прокладываемые в сильнозасоленных грунтах.	С	С	С
10	Переходы через селевые потоки, конусы выносов и солончаковые грунты.	С	–	С
11	Узлы установки линейной арматуры (за исключением участков категории В) и примыкающие участки газопровода на длине *R*, определяемой по 2.2–1.	С	С	С
12	Газопроводы на длине *R*, определяемой по 2.2–1, от гребенок подводных переходов (за исключением участков категории В).	С	С	С
13	Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубоводов в пределах расстояний, по 7.2.1.5 СТО.	С	–	С
14	Узлы пуска и приема ВТУ, а также участки газопроводов на длине *R*, определяемой по 2.2–1, примыкающие к ним.	С	С	С
15	Узлы подключения в газопровод, располагаемые вне КС, участки между охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, СПХГ, УКПГ, УППГ, ДКС (шлейфы) и головных сооружений, а также трубопроводы топливного и импульсного газа (от узла подключения до ограждения территории указанных сооружений).	С	С	С
16	Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в 7.2.1.5, а также участки за охранными кранами на длине *R*, определяемой по 2.2-1	С	С	С
17	Газопроводы, примыкающие к секущему крану, ГИС и ПРГ, на длине *R*, определяемой по 2.2.1 в обе стороны.	С	С	С
18	Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, оросительными системами и т. п.) на длине 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации.	С	С	С

Окончание табл. 3.2.2.

№ п/п	Назначение участков газопроводов	Категории участков при прокладке		
		подземный	наземный	надземный
18	Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, оросительными системами и т. п.) на длине 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации.	С	С	С
19	Газопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям, и территориям подверженным карстовым явлениям.	С	С	С
20	Газопроводы, прокладываемые в одном технологическом коридоре, в местах расположения ГИС, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, узлов пуска и приема ВТУ, узлов подключения, КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в позициях 14-20, в от узлов подключения КС в трубопровод в пределах расстояний *R*, определенного по 2.2.1 в обе стороны	С	С	С

Примечания:

1. *Участки газопроводов, не указанные в таблице 2.2.44, следует отнести к категории Н.*
2. *Категории отдельных участков газопроводов, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа городам и другим крупным потребителям. Имеющим большое народнохозяйственное значение, а также загрязнение окружающей среды, при соответствующем обосновании допускается повышать на одну категорию.*
3. *Категории автодорог соответствуют СНиП 2.05.02-85 и СНиП 2.05.07-91. Под индексом «п» в категориях автомобильных дорог (позиция 3) следует понимать индексы «в», «к», «л».*
4. *Переходы через подъездные железные дороги промышленных предприятий и автомобильные дороги на участках транспортирования газа с отрицательной температурой возможно выполнять без устройства защитных кожухов.*
5. *Типы болот следует принимать в соответствии с требованиями СНиП III-42–80.*
6. *При пересечении газопроводов массива болот различных типов при соответствующем обосновании допускается принимать категорию всего участка как для наиболее высокой категории на данном массиве болот.*
7. *Действующие газопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии с позицией 3. В случае если действующий газопровод спроектирован в соответствии со СНиП 2.05.06-85, следует придерживаться примерного соответствия между категориями участков по настоящему стандарту и СНиП 2.05.06-85, указанного в таблице 2.2.44.*
8. *Категорию участков газопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, следует принимать как для переходов через судоходные водные преграды.*
9. *При небольшой продолжительности подтопления паводковыми водами (менее 20 дней) и незначительной глубине этот подтопления, позволяющей оперативно проводить в данной местности аварийно-восстановительные работы на газопроводах в случае их повреждения, выполнение требований позиции 1д не обязательно.*
10. *Категории участков газопроводов на переходах через водохранилища, пруды, озера следует принимать по позиции 16.*
11. *Знак «-» в таблице означает, что данный способ прокладки не предусматривается.*
12. *Участки газопроводов в позиции 20 допускается принимать категории В случае скученности в расположении крановых узлов и перемычек.*
13. *При пересечении МГ строящимися коммуникациями, перечисленными в позиции 18, следует определить необходимость реконструкции МГ. Для этого заказчик*

строящейся коммуникации должен провести техническое обследование действующего газопровода на предмет необходимости его ремонта. В этом случае эксплуатирующая организация обязана представить результаты последней внутритрубной диагностики участка пересекаемого МГ.

14. Действующие газопроводы при пересечении их проектируемыми коммуникациями, указанными в позиции 18, должны удовлетворять требованиям позиции 18.

15. При установке кранового узла на газопроводе-ответвлении для его подключения к действующему магистральному газопроводу требование позиции 11 распространяется на прилегающие участки данного ответвления. На прилегающие участки действующего магистрального газопровода, в который врезается газопровод-ответвление, указанное требование не распространяется.

Расстояние и длины *R*, *м,* следует вычислять по формуле

$$R = \max\left\{250; \sqrt{\frac{p}{9{,}81}} \cdot 250\right\} \qquad (3.2.1)$$

где *p* – рабочее давление в газопроводе, *МПа*.

3.2.2. Минимальные расстояния от магистрального газопровода

Все объекты, здания и сооружения, располагаемые вблизи трассы МГ, делятся на группы:

- А – объекты с постоянным значительным скоплением людей;
- Б – территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения, для которых наиболее значимым фактор является гибель людей;
- В-Д - объекты, для которых наиболее значимым является фактор вероятности их серьёзного повреждения от возможных аварий на МГ.

Минимальные расстояния от объектов до оси МГ определяется в зависимости от группы, к которой принадлежит объект и условного диаметра МГ.

Таблица 3.2.3

Минимальные расстояния от оси газопровода (СТО Газпром 2–2.1–249–2008)

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от газопроводов, *м*, Условным диаметром, *мм*					
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400
1. Группа А: - железнодорожные и автобусные станции; - аэропорты; - морские и речные порты и пристани; - отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т. д.) с численностью более 100 чел.	120	180	240	300	360	420

Продолжение табл. 3.2.3

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от газопроводов, *м*, Условным диаметром, *мм*					
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400
2. Группа Б: - города и другие населенные пункты; - коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; - отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; - тепличные комбинаты и хозяйства; - птицефабрики, молокозаводы; - карьеры разработки полезных ископаемых; - гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20; - отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т. д.) с численностью более 100 чел. и менее; - жилые здания трехэтажные и выше; - гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I–IV классов; - очистные сооружения и насосные станции водопроводные, не относящиеся к магистральному газопроводу; - мосты железных дорог общего пользования, автомобильных дорог общего пользования и подъездных дорог к промышленным предприятиям I-а, I-б, II категорий, с пролетом выше 20 метров; - склады легковоспламеняющихся горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м^3; - автозаправочные станции; - мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов; - мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Министерства связи России и других ведомств; - телевизионные башни;	100	150	200	250	300	
3. Группа В: - железные дороги общего пользования (на перегонах); - автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям I-а, I-б, II, III категорий, параллельно которым прокладывается газопровод; - отдельно стоящие: жилые здания одно-, двухэтажные; садовые домики, дачи; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы.	75	125	150	200	225	250

Продолжение табл. 3.2.3

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от газопроводов, *м*, Условным диаметром, *мм*					
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400
4. Группа Г: - отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; - устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; - гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; - канализационные сооружения; - железные дороги промышленных предприятий; - автомобильные дороги III-п, IV, IV-п, V категорий, параллельно которым прокладывается газопровод; - вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов.	75	125	150	200	225	250
5. Группа Д: - мосты железнодорожных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, III-п, IV, IV-п категорий, с пролетом выше 20 метров; - территории КС, УКПГ, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых газораспределительных станций (ПГРС), установок очистки и осушки газа. б) объектов газопровода (УЗРГ, термоэлектрогенераторов и т. д.)	75 25	125 25	150 25	200 25	225 25	250 25
7. Автоматизированные электростанции с термоэлектрогенераторами, аппаратура связи, телемеханики и автоматики	Не менее 15 от крайней нитки					
8. Объекты: - магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; - водозаборные сооружения и станции оросительных систем.	Согласно требованиям санитарных норм					
9. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов.	По согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими федеральными надзорными органами					
10. Объекты: - воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод; - воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы; - опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом; - открытые и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 кВ и более.	В соответствии с требованиями ПУЭ					
11. Земляной амбар для аварийного выпуска конденсата из газопровода.	50	75	75	75	100	100
12. Кабели междугородной связи и силовые электрокабели.	10					

Окончание табл. 3.2.3

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от газопроводов, *м*, Условным диаметром, *мм*					
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400
13. Мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной радиорелейной связи трубопроводов, термоэлектрогенераторы.	15					
14. Необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи в подземных термокамерах.	10					
15. Притрассовые постоянные дороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов	Не менее 10					

Примечания

1. *Расстояния, указанные в таблице, следует принимать:*
   - *для городов и других населенных пунктов – от проектной городской черты на расчётный срок 20–25 лет;*
   - *отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин – от границ, отведенных им территорий с учетом их развития;*
   - *железных дорог – от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны газопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог от подошвы насыпи земляного полотна;*
   - *всех мостов – от подошвы конусов;*
   - *отдельно стоящих зданий и строений – от ближайших выступающих их частей.*
2. *Под отдельно стоящим зданием или строением следует понимать здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий или сооружений.*
3. *Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее следует принимать такими же, как от соответствующих дорог.*
4. *Минимальные расстояния от оси газопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке, предусмотренные в позициях 1 и 2, следует принимать увеличенными в два раза, в позициях 3–8 и 11 – в 1,5 раза. Данное требование относится к участкам надземной прокладки протяженностью свыше 150 м.*
5. *Расстояния до объектов, отсутствующих в данной таблице, следует принимать по согласованию с соответствующими органами государственного надзора и заинтересованными организациями.*
6. *Для газопроводов, прокладываемых в лесных районах, минимальные расстояния от железных и автомобильных дорог допускается сокращать на 30 % без повышения категории участка газопровода.*
7. *Расстояние не менее 10 м от притрассовых дорог должно приниматься с учетом расположения сооружений, указанных в позициях 6 и 7.*
8. *Объекты газопроводов, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, должны располагаться за пределами полос воздушных подходов к аэродромам и вертодромам.*

9. *Ширина просеки для прокладки газопровода параллельно линии электропередачи 6, 10 Квт при прохождении по территории государственного лесного фонда принимается как для стесненных участков трассы в соответствии с требованиями ПУЭ.*
10. *Расстояния от ГИС, ПРГ и ПЗРГ следует принимать такими же, как для газопроводов, на которых данные объекты расположены.*
11. *Расстояния до железных и автомобильных дорог, а также до мостов и путепроводов на дорогах указаны для газопроводов, прокладываемых параллельно дорогам.*

Деление объектов по группам учитывает следующие особенности:

- объекты, здания и сооружения, минимальное расстояние до которых определяется техническими характеристиками газопровода (диаметр, рабочее давление);
- объекты, минимальное расстояние до которых регламентируется нормативными документами других ведомств;
- объекты, минимальное расстояние до которых не зависит от технических характеристик газопровода.

В таблице 3.2.45 представлено минимальное расстояние для объектов всех групп при рабочих давлениях в газопроводе до 9,81 *[МПа]*. Минимальное расстояние для объектов всех групп при рабочем давлении в газопроводе свыше 9,81 *МПа* вычисляется по формуле:

$$L = \sqrt{\frac{p}{9{,}81}} \cdot L_{bas} \qquad (3.2.2)$$

где p – рабочее давление в газопроводе, *МПа*;

L_{bas} – базисное значение минимального расстояния.

3.2.3. Расстояния между параллельными магистральными газопроводами

Минимальные расстояния между параллельно проложенными МГ в одном технологическом коридоре зависит от нескольких факторов:

- способе строительства МГ:
  - одновременная прокладка нескольких МГ при их строительстве;
  - параллельная прокладка МГ параллельно с уже действующими МГ;
- условного диаметра МГ;
- условного давления МГ;
- способе прокладки МГ:
  - подземной;
  - надземный;
- местность, на которой проложен МГ:
  - открытая местность;
  - лесная полоса между МГ
    - ширина менее 10 *м*.;
    - ширина более 10 *м*.
  - горная местность;
  - земли сельскохозяйственного назначения;
  - земли не пригодные для сельскохозяйственного назначения;
  - районы Западной Сибири и Крайнего Севера в многолетнемерзлых грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность.

Минимальные расстояния между параллельными МГ определяются при проектировании и строительстве в соответствии с нормативными документами.

Для определения минимальных расстояний между параллельными МГ рекомендуется пользоваться таблицами СТО Газпром 2–2.1–249–2008.

Таблица 3.2.4

Расстояние между параллельными нитками в одном технологическом коридоре при подземной прокладке (СТО Газпром 2–2.1–249–2008)

$D_у$, *мм*	Расстояния между осями смежных магистральных газопроводов, *м*
До 400	8
Свыше 400 до 700	9
Свыше 700 до 1000	11
Свыше 1000 до 1200	13
Свыше 1200 до 1400	15

Минимальное расстояние между параллельными МГ в одном технологическом коридоре при подземной прокладке, в случае если давление хотя бы одного из них превышает 9,81 *МПа*, вычисляют по формуле

$$L_{par} = max\{L_{par.i}\} \tag{3.2.3}$$

$$L_{par.i} = \sqrt{\frac{p_i}{9{,}81}} \cdot L_{par.bas.i} \tag{3.2.4}$$

где p_i – рабочее давление в *i* – газопроводе, *МПа*

$L_{par.bas.i}$ – базисное значение минимального расстояния при параллельной прокладке i – газопровода при рабочем давлении, равном 9,81 *МПа*.

Таблица 3.2.5

Минимальные расстояния между параллельными нитками в одном технологическом коридоре при наземной, надземной или комбинированной прокладке (СТО Газпром 2–2.1–249–2008)

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальные расстояния в свету, *м*, между параллельными нитками газопроводов					
		на открытой местности или при наличии между газопроводами лесной полосы шириной менее 10 *м*			при наличии между газопроводами лесной полосы шириной свыше 10 *м*		
		при $D_у$ газопровода, *мм*					
Первой нитки	Второй нитки	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400
Наземный	Наземный	20	30	45	15	20	30
	Подземный	20	30	45	15	20	30
Наземный		20	30	45	15	20	30
	Наземный	40	50	75	25	35	50
	Наземный	40	50	75	25	35	50

Примечание – При наличии на подземных газопроводах отдельных наземных или надземных участков протяженностью не более 100 м (переходы через ручьи, овраги и другие препятствия) допускается уменьшать минимальное расстояние между параллельными нитками на этих участках до 25 м, а при отнесении этих участков к категории С указанные расстояния следует принимать как для подземной прокладки (с учетом требований 11.13).

Таблица 3.2.6

Минимальные расстояния между параллельными строящимися и действующими нитками в одном технологическом коридоре при подземной прокладке (СТО Газпром 2-2.1-249-2008)

Условный диаметр газопровода*, *мм*	Минимальные расстояния, м, между осями проектируемого	
	Несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства; государственного лесного фонда	Сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
До 400	11	20
Свыше 400 до 700	14	23
Свыше 700 до 1000	15	28
Свыше 1000 до 1200	16	30
Свыше 1200 до 1400	18	32
* *Принимается по газопроводу большего диаметра.*		

Примечание – Для горной местности, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия указанные в таблице расстояния допускается уменьшать.

Таблица 3.2.7

Минимальные расстояния между параллельными нитками газопровода в одном технологическом коридоре в районах Западной Сибири и Крайнего Севера в многолетнемерзлых грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность (СТО Газпром 2–2.1–249–2008)

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальные расстояния в свету, *м*, между нитками при условном диаметре газопроводов, *мм*		
Первой нитки	Второй нитки	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400
Подземный	Подземный	60	75	100
Наземный	Наземный	50	60	80
Подземный		50	60	80
	Наземный	50	60	80
Наземный		40	50	75
Наземный		40	50	75

3.2.4. Охранные зоны магистральных газопроводов

Установление охранных зон газопровода производится с целью обеспечения условий безопасной работы МГ путём:

- исключения проведения несанкционированных строительно-монтажных работ, землеройных, взрывных или иных видов работ (кроме сельскохозяйственных), способных в той или иной мере повредить технологическое оборудование либо коммуникации газопровода;
- ограничения других видов деятельности, которая может нанести ущерб газопроводу (разведение открытого огня, складирование сырья, продукции, отсыпных материалов, установки каких бы то ни было предприятий, ухудшающих доступ эксплуатирующего персонала к объектам газопровода и др.).

Соблюдение ограничений на деятельность в охранных зонах МГ предусматривается Земельным кодексом Российской Федерации и Федеральным законом «О газоснабжении в Российской Федерации».

Размеры охранных зон устанавливаются в соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов (утверждены Министерством топлива и энергетики России 29 апреля 1992 г. и постановлением Госгортехнадзора России от 22 апреля 1992 г. № 9) и рассчитываются при проектировании.

Охранные зоны устанавливаются по представлению проектной организации актами органов исполнительной власти или местного самоуправления.

В соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов (пункт 4.1) для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопроводов;
- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными полостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 метров с каждой стороны.

В охранных зонах трубопроводов запрещается проводить любые действия, способные нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению.

3.2.5. Испытание газопроводов внутренним давлением

Существует два основных вида испытания газопроводов внутренним давлением:

- на прочность;
- на плотность.

Испытание на прочность и плотность могут проводиться двумя способами:

- гидравлическим;
- пневматическим.

Испытания гидравлическим способом проводится с использованием воды или незамерзающими жидкостями, кроме солевых растворов. Существует гидравлическое испытание повышенным давлением – метод стресс-теста.

Испытания пневматическим способом проводят воздухом или инертным газом. Испытания с применением природного газа допускается в исключительных случаях.

При проведении испытания газопровода следует предусматривать целый набор технических решений для полости газопровода, которые включают в себя:

- очистку;
- калибровку;
- испытания;
- удаление воды;
- осушку;
- заполнение инертным газом (азотом).

Проверку на герметичность (плотность) участка или газопровода в целом следует проводить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего. Продолжительность проверки на герметичность должна быть достаточной для осмотра трассы, но составлять не менее 12 часов.

Газопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания газопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не были обнаружены утечки. В течение проверки на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры.

Типы, этапы и параметры испытаний газопроводов на прочность должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2–2.1–249–2008, приведённым в таблице:

Таблица 3.2.8

Требования к испытаниям на прочность участков газопроводов (СТО Газпром 2–2.1–249–2008)

Тип испытания, характеристика этапов испытания	Давление испытательное в верхней точке, способ испытаний		Продолжительность, ч, способ испытаний		Категория участка	Характеристика участка
	гидр.	пневм.	гидр.	пневм.		
1. Испытание в один этап гидравлическим способом После укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)	1,25*p*	не применяется	24	–	В	Трубопроводы внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, ГРС, ГИС, СОГ, СПХГ, трубопроводы узлов подключения к КС, располагаемые на территории КС, а также трубопроводы топливного и пускового газа
2. Испытание в три этапа: 1-й этап: - для подводных переходов: после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции; - для переходов через железные и автомобильные дороги: после укладки на проектные отметки	1,5*p*	Не применяется	6	–	В, С В	Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые с помощью подводно-технических средств или ГНБ, и прилегающие прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый Участки переходов через железные и автомобильные дороги
2-й этап: - для подводных переходов: после укладки, но до засыпки; - для переходов через железные и автомобильные дороги: одновременно с примыкающими участками категории С, указанными в позиции 3 таблицы 1	1,25*p*	1,25*p*	12	12		
3-й этап: одновременно с газопроводом	1,1*p*	1,1*p*	24	12		
3. Испытание в два этапа 1-й этап: после укладки и засыпки или крепления на опорах	1,5*p*	1,25*p*	12	12	В	Участки газопроводов (в обе стороны) на пересечениях с воздушными линиями электропередач напряжением 500 кВ и более в пределах *R*, по 2.2-1

Продолжение табл. 3.2.8

Тип испытания, характеристика этапов испытания	Давление испытательное в верхней точке, способ испытаний		Продолжительность, ч, способ испытаний		Категория участка	Характеристика участка
	гидр.	пневм.	гидр.	пневм.		
3. Испытание в два этапа 1-й этап: после укладки и засыпки или крепления на опорах	1,5*p*	1,25*p*	12	12	В	Участки газопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от грани разлома
2-й этап: одновременно с газопроводом	1,1*p*	1,1*p*	24	12	В, С	Участки сближения согласно 7.2.1.5 СТО
					С	Участки переходов через подъездные железные дороги промышленных предприятий.
					С	Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые без помощи подводно-технических средств, и прилегающие прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый.
					В, С	Надземные переходы через водные преграды (предварительный этап только гидравлическим способом)
					С	Газопроводы в горной местности при укладке в тоннелях
					С	Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, водоводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями, кабелями связи и т. п.) на длине 100 м в каждую сторону от пересекаемой коммуникации (предварительный этап только гидравлическим способом).

Окончание табл. 3.2.8

Тип испытания, характеристика этапов испытания	Давление испытательное в верхней точке, способ испытаний		Продолжительность, ч, способ испытаний		Категория участка	Характеристика участка
	гидр.	пневм.	гидр.	пневм.		
2-й этап: одновременно с газопроводом	1,1*p*	1,1*p*	24	12	С	Участки газопровода между территорией КС, ГРС, УКПГ и охранными кранами, а также участки за охранными кранами на длине *R*, указанной в 2.2.1
					С	Участки газопровода на расстоянии *R* от территории ГИС, указанном в 2.2.1
					С	Участки газопровода на длине *R*, указанной в 2.2.1, от линейной запорной арматуры
					С	Узлы пуска-приема ВТУ и узлы подключения КС, располагаемые вне КС, а также примыкающие к ним участки газопровода длиной *R*, указанной в 2.2.1
4. Испытание в один этап одновременно с газопроводом	1,1*p*	1,1*p*	24	12	С, Н	Участки газопровода, кроме указанных выше

Примечания:

1. *p – рабочее давление, устанавливаемое проектом.*
2. *На всех этапах испытаний, в любой точке испытываемого участка газопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленные на испытываемом участке.*
3. *Временные трубопроводы для подключения опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125 % от испытательного давления испытываемых газопроводов.*
4. *Напряжения в надземных участках газопровода при воздействии испытательного давления должны быть проверены расчётом и соответствовать требованиям.*
5. *Давление испытания должно быть указано в проекте испытаний.*
6. *Переходы через водные преграды глубиной менее 1,5 м допускается испытывать в один этап одновременно с газопроводом.*
7. *Участки категории С, приведенные в позиции 4, могут по усмотрению проектной организации (в зависимости от конкретных условий) подвергаться испытаниям в два этапа, что должно быть отражено в проекте.*
8. *Второй этап испытаний в три этапа и первый этап испытаний в два этапа допускается проводить пневматическим способом для газопроводов с рабочим давлением до 11,8 МПа (120 кгс/см^2) включительно.*
9. *Участок газопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытаний первого этапа, с продолжительностью испытаний 12 часов. Такой способ испытания в один этап отражают в проекте.*

3.2.6. Трубы и соединительные детали трубопроводов

Трубы и соединительные детали трубопроводов (СДТ) должны отвечать требованиям технических условий, национальных и международных стандартов, применение которых согласованно на объектах ОАО «Газпром».

Для магистральных газопроводов должны применяться:

- трубы стальные бесшовные;
- трубы электросварные прямошовные с одним продольным швом или спиральношовные, сваренные двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, условным диаметром до 1400 *мм* включительно;
- трубы электросварные прямошовные, сваренные токами высокой частоты;
- трубы электросварные прямошовные двушовные, сваренные двусторонней дуговой сваркой под флюсом.

Для МГ применяются трубы классов прочности от К42 до К65.

Таблица 3.2.9

Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей трубопроводов (СТО Газпром 2–2.1–249–2008)

Класс прочности труб	Временное сопротивление, не менее, *МПа*	Предел текучести, не менее, *МПа*	Отношение предела текучести к временному сопротивлению, не более	Относительное удлинение, δ_5,%, не менее
К65 (L555)	640 (625)	555	0,92	18,0
К60 (L485)	590 (570)	485	0,90	20,0
К56 (L450)	550 (535)	450	0,90	20,0
К54 (L415)	530 (520)	415	0,90	20,0
К52 (L390)	510 (490)	390	0,90	20,0
К50 (L360)	490 (460)	360	0,90	20,0
К48 (L290)	470 (415)	290	0,85	21,0
К42 (L245)	415 (415)	245	0,85	21,0

Примечания:

1. *Допускается снижение временного сопротивления основного металла электросварных труб, изготовленных из листа (рулона) после контролируемой прокатки (контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением), в продольном направлении на 5 %, а для труб класса прочности К65 также допускается снижение предела текучести в продольном направлении до 10 % от их нормативных значений. Величина снижения уточняется в технических требованиях и технических условиях на трубы.*
2. *Допускается применение труб и СДТ с иными нормативными значениями временного сопротивления и предела текучести. Нормативные значения временного сопротивления и предела текучести устанавливаются в технических условиях, применение которых на объектах ОАО «Газпром» согласовано в установленном порядке.*
3. *В скобках представлены соответствующие обозначения классов труб (столбец 1) и нормативные значения временного сопротивления (столбец 2), предусмотренные международным стандартом ISO 3183 [27].*

Трубы и СДТ изготавливаются в двух климатических исполнениях в соответствии с ГОСТ 1550:

- У – для макроклиматических районов с умеренным климатом;
- УХЛ – для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом.

Толщина стенки трубы и СДТ зависит от рабочего давления, диаметра трубопровода, условий эксплуатации (категории), материала трубы (предел текучести и предел вязкости), способа изготовления и рассчитывается при проектировании газопровода.

Для газопроводов применяются следующие соединительные детали:

- тройники штампованные;
- тройники штампосварные;
- тройники сварные (без усиливающего элемента);
- отводы крутоизогнутые штампованные или штампосварные;
- отводы горячегнутые, изготовленные гибкой труб с использованием индукционного нагрева;
- отводы холодногнутые и вставки кривые;
- переходы, конические и эксцентрические штампованные из труб или штампосварные из листового проката;
- днища (заглушки) штампованные эллиптические;
- кольца переходные.

Перечень заводов изготовителей труб для магистрального транспорта газа ОАО «Газпром» (по состоянию на 01.01.2013):

1. *ОАО «Волжский трубный завод»:*

- Трубы стальные электросварные спиральношовные с наружным антикоррозионным покрытием диаметром 1420 *мм* для работы под давлением 7,4 МПа (75 *кгс/см*^{2});
- Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 *мм* для работы под давлением до 8,3 *МПа* (84 *кгс/см*^{2});
- Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 *мм* для работы под давлением до 9,8 *МПа* (100 *кгс/см*^{2}). Опытная партия;
- Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 *мм* для работы под давлением до 8,3 *МПа* (84 *кгс/см*^{2});
- Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 *мм* для работы под давлением до 9,8 *МПа* (100 *кгс/см*^{2});
- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530–1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 *МПа* включительно;
- Трубы стальные электросварные прямошовные класса прочности К60 диаметром 530–1420 м*м* для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа;*
- Трубы стальные электросварные прямошовные класса прочности К65 диаметром 1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные класса прочности К65 диаметром 1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*.

2. *ОАО «Волжский трубный завод», ОАО «Синарский трубный завод», ОАО «Северский трубный завод» и ОАО «Таганрогский металлургический завод»:*

- Трубы стальные бесшовные для газопроводов с рабочим давлением до 22,15 *МПа* включительно;

- Трубы стальные бесшовные для промысловых газопроводов с рабочим давлением до 27,5 *МПа* включительно;
- Трубы стальные бесшовные хладостойкие для газопроводов газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений.

3. *ОАО «Выксунский металлургический завод»:*

- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диметром 508–1420 *мм* для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1219 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 530–1420 *мм* класса прочности К60 для магистральных и промысловых газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 530 *мм* для подводных газопроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* класса прочности К65 для магистральных газопроводов;
- Трубы стальные электросварные диаметром 114–426 *мм* классов прочности К50-К60 для магистральных газопроводов и промысловых трубопроводов;
- Трубы стальные электросварные диаметром 530 *мм* классов прочности К50-К60 для магистральных газопроводов и промысловых трубопроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 508–1420 *мм* для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* класса прочности К65 для магистральных газопроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* класса прочности К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные для магистральных газопроводов с рабочим давлением до 22,15 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные для дожимных компрессорных станций;
- Двухтрубные секции стальные электросварные для газопроводов.

4. *EUROPIPE GmbH (Германия):*

- Трубы стальные электросварные прямошовные для магистральных трубопроводов наружным диаметром 1420 *мм* класса прочности К60 на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные для магистральных трубопроводов наружным диаметром 530–1420 *мм* класса прочности К60 на рабочее давление до 9,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* класса прочности К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные для магистральных газопроводов на рабочее давление до 22,15 *МПа* включительно;

- Трубы стальные электросварные прямошовные на рабочее давление 14,7 *МПа*.

5. *ЗАО «Ижорский трубный завод»:*

- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 610–1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 720–1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1219 *мм* для магистральных подводных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* из стали К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 МПа толщина стенки 27,7 *мм*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* из стали К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа* толщина стенки 33,4 *мм*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* из стали К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*.

6. *Nippon steel Corp (Япония):*

- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* класса прочности К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные для магистральных трубопроводов диаметром 530–1420 *мм* на рабочее давление до 9,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные для магистральных газопроводов, пересекающих зоны активных тектонических разломов, наружным диаметром 720 *мм*; 1220 *мм* категории прочности Х60 на рабочее давление до 9,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1020 *мм* для промысловых газопроводов и площадочных трубопроводов с рабочим давлением до 12,9 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 530 *мм* класса прочности К60 для магистральных и промысловых газопроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные для промысловых трубопроводов наружным диаметром 508 *мм* категории прочности Х65 на рабочее давление 24,0 *МПа*.

7. *ОАО «Новомосковский трубный завод»:*

- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 1020 *мм* для газонефтепроводов;
- Трубы стальные сварные прямошовные для магистральных газонефтепроводов;
- Трубы стальные сварные прямошовные для магистральных газонефтепроводов из низколегированных марок стали;
- Трубы стальные сварные прямошовные для магистральных газонефтепроводов.

8. *ЗАО «Первоуральский новотрубный завод»:*

- Трубы стальные бесшовные горячедеформированные хладостойкие для газлифтных систем и обустройства газовых месторождений.

9. *Sumito Corporation (Япония):*

- Стальные прямошовные трубы, изготовленные дуговой сваркой под флюсом, диаметром 1420 *мм* класса прочности К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные прямошовные, изготовленные дуговой сваркой под флюсом с одним продольным сварным швом, для магистральных трубопроводов диаметром 530–1420 *мм* на рабочее давление до 9,8 *МПа*;
- Трубы стальные прямошовные, изготовленные дуговой сваркой под флюсом с одним продольным швом, для магистральных трубопроводов диаметром 530-1220 *мм* категории прочности Х60 на рабочее давление 9,8 *МПа* (100 *кгс/см*^{2}) включительно, предназначенных для транспортировки некоррозионноактивного газа, эксплуатация которых предусматривается в пределах зон сейсмической активности свыше 9 баллов по шкале MSK-64 и зонах активных тектонических разломов (АТР).

10. *Компания Tenaris (Италия):*

- Трубы стальные бесшовные для промысловых трубопроводов с рабочим давлением до 27,5 *МПа* включительно.

11. *ОАО «Харцызский трубный завод»:*

- Трубы стальные электросварные прямошовные экспандированные диаметром 1220 *мм* для магистральных газонефтепроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 820, 920, и 1020 *мм*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные экспандированные диаметром 1420 *мм* из стали марки 10Г2ФБ и из листа категории прочности Х70;
- Трубы стальные электросварные прямошовные экспандированные диаметром 1220 *мм* и 1420 *мм* из стали марки 09Г2ФБ;
- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530, 630 и 720 *мм* для магистральных газонефтепроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные экспандированные диаметром 711–1220 *мм* для магистральных газонефтепроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530–1420 *мм* для магистральных газонефтепроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные экспандированные диаметром 711–1220 мм для магистральных газонефтепроводов.

12. *ОАО «Челябинский трубопрокатный завод»:*

- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 1020 и 1220 *мм* для газонефтепроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530, 720 и 820 *мм* для магистральных газонефтепроводов;
- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 508–1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 *МПа* включительно;

- Трубы стальные электросварные прямошовные класса прочности К65 диаметром 1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные из стали класса прочности К60 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа* и промысловых газопроводов на рабочее давление 12,9 *МПа*;
- Трубы обсадные с упорной резьбой и муфты к ним;
- Трубы стальные бесшовные горячедеформированные классов прочности К42 и К48 для объектов ОАО «Газпром».

13. *Компания JFE Steel Corporation (Япония):*

- Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1420 *мм* класса прочности К65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 *МПа*;
- Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530–1420 *мм* для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 *МПа*.

14. *V&M DEUTSCHLAND GmbH (Германия):*

- Трубы стальные бесшовные для магистральных газопроводов с рабочим давлением до 22,15 *МПа* включительно.

3.2.7. Запорная арматура

3.2.7.1. Виды запорной арматуры

Запорной арматурой называются устройства, обеспечивающие подключение или отключение оборудования и трубопроводов от рабочей среды, регулирование количества проходящей по трубопроводу рабочей среды, поддержание в системе давления, не превышающего допустимого.

Запорная арматура любого вида состоит из трёх основных элементов: корпуса, привода и рабочего (запорного) органа.

Запорная арматура классифицируется по следующим основным признакам:

- функциональному назначению;
- условиям работы;
- диаметру условного прохода;
- способу присоединения корпуса к трубопроводу;
- конструкции корпуса;
- способу герметизации рабочего органа в корпусе;
- конструкции привода рабочего органа;
- виду запорного органа.

По *функциональному назначению* арматура делится на основные виды:

- запорная и обратная, предназначенная для полного прикрытия потока среды;
- предохранительная, обеспечивающая выпуск или перепуск рабочей среды при повышении заданного давления;
- регулирующая, предназначена для управления рабочими параметрами потока среды (давлением, расходом, температурой) путём изменения проходного сечения;

По *условиям работы* к арматуре предъявляются следующие требования:

- прочность;
- герметичность;
- надёжность;
- взрывобезопасность;
- коррозионная стойкость.

В зависимости от области и сферы применения выделяются следующие виды промышленной трубопроводной арматуры:

- трубопроводная арматура общего назначения – выпускается серийно и предназначена для эксплуатации в любых сферах и отраслях промышленности;
- трубопроводная арматура для особых условий работы – предназначена для эксплуатации в энергетических системах, имеющих высокие энергетические характеристики и для транспортировки высокотоксичных и агрессивных рабочих сред;
- специальная трубопроводная арматура – разрабатывается и выпускается по специальным заказам для судовых энергетических установок, Минобороны, атомных электростанций и др.;
- транспортная и судовая арматура – производится для эксплуатации в транспортной отрасли и судостроении;
- сантехническая арматура – применяется для комплектации и организации функциональности различных видов бытового оборудования.

Согласно ГОСТ 9544–2015 для всех видов арматуры установлены следующие классы герметичности затворов:

Таблица 3.2.10

Требования к испытаниям на прочность запорной и обратной арматуры

Класс герметичности	Максимально допустимые протечки при испытании	
	водой	воздухом
	Q, *см³/мин*	Q, *см³/мин*
A	Отсутствие видимых утечек	Отсутствие видимых утечек
AA	0,00036DN	0,018DN
B	0,0006DN	0,18DN
C	0,0016DN	1,30DN
CC	0,0048DN	1,80DN
D	0,006DN	1,80DN
E	0,018DN	18,0DN
EE	0,023DN	28,0DN
F	0,060DN	180DN
G	0,12DN	360DN

Одно из значений условия работы запорной арматуры является давление среды, по которой арматура делится на три основных группы. В разных нормативных документах диапазоны давлений в этих группах определенны по-разному. В диспетчерском управлении магистральным транспортом газа рекомендуем:

- низкое давление P_y – до 0,3 *Мпа*;
- среднее давление P_y – от 0,3 до 1,2 *Мпа*;
- высокое давление P_y – от 1,2 до 100 *МПа*.

Можно также выделить вакуумную арматуру и арматуру сверх высокого давления, которая изготавливается по специальным техническим условиям.

Диаметр условного прохода D_y (*DN* или $Д_y$) – номинальный внутренний диаметр трубопровода, на котором устанавливается данная запорная арматура. Не следует смешивать диаметр условного прохода с диаметром проходного сечения в арматуре, последний может быть меньше или больше D_y. В то же время фактический диаметр прохода арматуры не совпадает с фактическим проходным диаметром трубопровода.

По *размеру условного прохода* арматура может быть:
- малых проходных диаметров ($D_y \leq 40$ *мм*);
- средних проходных диаметров ($D_y = 50 \div 250$ *мм*);
- больших проходных диаметров $D_y > 250$ *мм*)

По *способу присоединения корпуса к трубопроводу* арматура делится:
- на фланцевую;
- муфтовую;
- цапковую;
- штуцерная;
- под приварку.

По *конструкции корпуса* арматуру можно разделить:
- на прямо проходную, в которой поток среды не меняет своего направления движения на выходе по сравнению с входом;
- угловую, в которой направление выхода по сравнению с входом меняется на 90^0.

По *способу герметизации рабочего органа в корпусе* арматуры делят:
- на сальниковую;
- сильфонную;
- мембранную.

В *зависимости от конструкции привода* рабочего органа:
- ручной;
- механический;
- электрический;
- пневматический.

По *виду запорного органа*:
- кран (шаровой, пробковый);
- задвижка;
- вентиль;
- клапан;
- заслонка.

Задвижка

Задвижка – трубопроводная арматура, в которой запирающий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды.

По конструкции запорного органа задвижки делятся:

- на клиновые;
- параллельные;
- шиберные;
- шланговые.

В клиновых задвижках сёдла в корпусе расположены под небольшим углом друг к другу, а затвор представляет собой устройство в виде клина – жёсткого, упругого или двухдискового, который в положении «закрыто» плотно входит в пространство между сёдлами.

По характеру движения шпинделя различают задвижки с выдвижным или не выдвижным (вращаемым) шпинделем. В первом случае при открытии или закрытии задвижки шпиндель совершает поступательные или вращательно-поступательные движения, а во втором только вращательные.

В параллельных задвижках уплотнительные поверхности двух сёдел в корпусе расположены параллельно друг другу. Затвор состоит из двух дисков, которые в положении «закрыто» при помощи специального клинового грибка прижимаются к сёдлам, перекрывая проход рабочей среды через корпус.

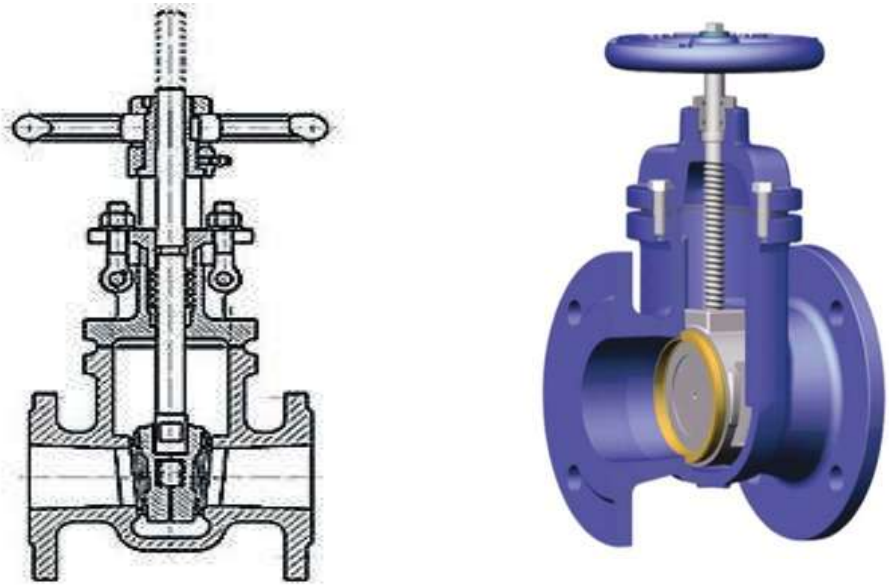


Рис. 3.2.1. Клиновая задвижка с выдвижным шпинделем

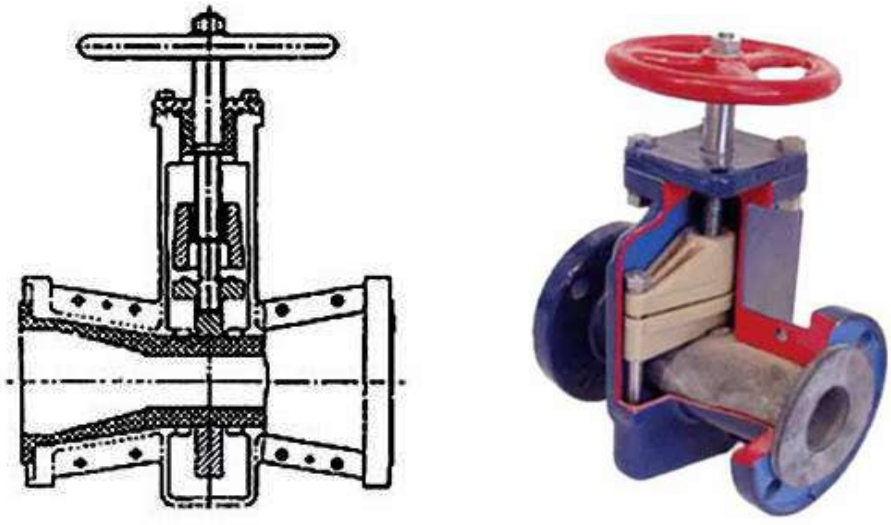


Рис. 3.2.2. Шланговая задвижка

Шиберная задвижка является разновидностью параллельной задвижки, в которой затвор называется односторонним шиберным. Такие задвижки применяются в тех случаях, когда допускается одностороннее направление потока рабочей среды и не требуется высокая герметичность запорного органа. Они предназначены в запорных устройствах на трубопроводах, транспортирующих канализационные стоки, шламы, пульпы и другие загрязнённые механическими примесями среды.

Шланговая задвижка принципиально отличается от других конструкций. Её корпус не имеет сёдел, а затвор – уплотнительных поверхностей. Проход среды ведётся через эластичный шланг (патрубок), вставленный в корпус и полностью изолирующий металлические детали конструкции от рабочей среды. Для перекрытия прохода шланг полностью пережимается под воздействием шпинделя (штока). Шланговые задвижки предназначены для трубопроводов, транспортирующих вязкие, пульпообразные и другие подобные среды, а также слабоагрессивные и агрессивные жидкости.

Кран

Кран – трубопроводная арматура, у которой запирающий (регулирующий) элемент, имеющий форму тела вращения или его части, поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной к направлению потока рабочей среды.

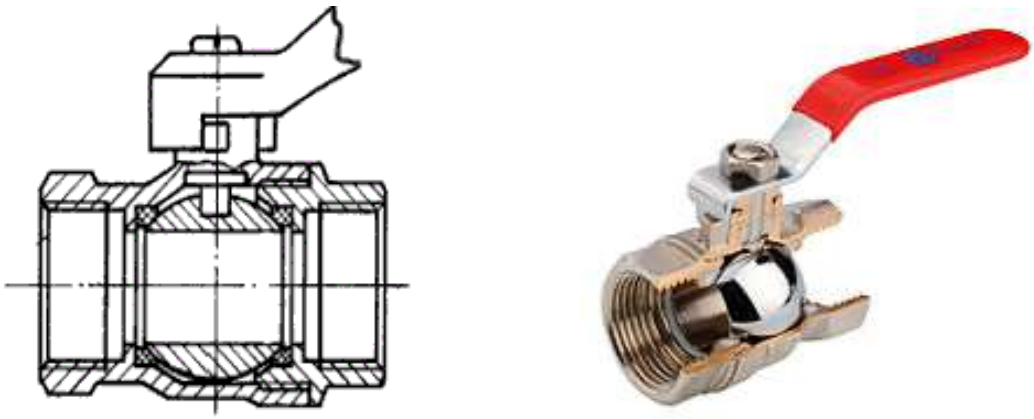


Рис. 3.2.3. Шаровой кран

По отношению к потоку краны могут быть проходными (направление потока не меняется), угловыми (направление потока меняется на 90^0) и трёхходовыми (один вход и два выходных патрубка).

Основными частями крана являются корпус и затвор (пробка). Для прохода среды в затворе предусмотрено сквозное отверстие. Управление краном осуществляется путём поворота затвора. При повороте на 90^0 осуществляется полное перекрытие хода рабочей среды.

По форме затвора краны различаются:

- на шаровые;
- конусные (пробковые);
- цилиндрические.

У шарового крана запирающий или регулирующий элемент (затвор) имеет сферическую (шаровую) форму. Диаметр отверстия в шаре чаще всего соответствует диаметру трубопровода, на который устанавливается кран. Такие краны называются полнопроходными.

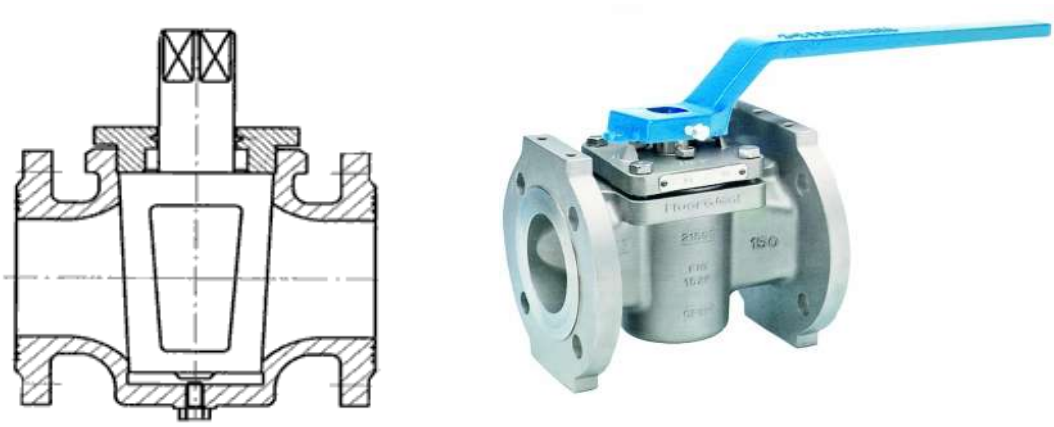


Рис. 2.2.4. Конусный (пробковый) кран

У конусного крана запирающий или регулирующий элемент (затвор) имеет форму конуса. Сквозное отверстие в пробке, которое в отличие от шарового крана, не круглое, а трапециевидное обеспечивает проход среды при открытии такого крана. Сёдлами является внутренняя поверхность корпуса. Таким образом, уплотнительными поверхностями запорного органа являются конические поверхности – наружная и внутренняя поверхности пробки корпуса.

У цилиндрического крана запирающий или регулирующий элемент (затвор) имеет форму цилиндра. Сквозное отверстие в пробке прямоугольное обеспечивает проход среды при открытии такого крана. Цилиндрические краны имеют крайне ограниченное применение в настоящее время.

Вентиль и клапан

Вентиль и клапан – запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды. Как и другие виды запорной арматуры, вентили (клапаны) применяются для полного перекрытия своего проходного сечения, а следовательно, потока рабочей среды. Запирающий элемент находится в положении «закрыто» или «открыто».

Примечание: до 1982 года в запорной арматуре, в которой затвор перемещается при помощи резьбовой пары «шпиндель – резьбовая гайка» назывались вентилями, а арматура, передающая поступательное движение от усилия привода (с гладким штоком), назывались клапанами. В настоящее время всё больше вся запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды, называют клапанами. В настоящем справочном пособии применяется деление характерное до 1982 года.

Корпус вентиля имеет два патрубка с концами для присоединения к трубопроводу. Внутри корпуса расположено седло, которое в положении «закрыто» перекрывается затвором. Шпиндель, перемещающий затвор, проходит через сальниковое уплотнение в крышке корпуса.

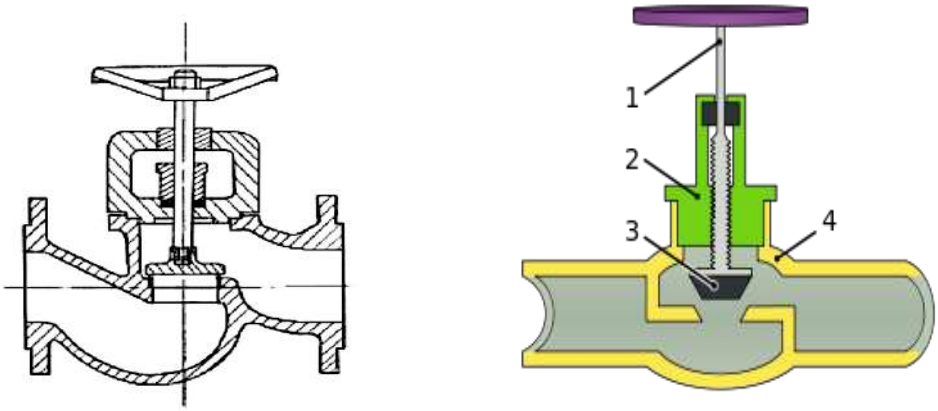


Рис. 3.2.5. Вентиль

По способу герметизации подвижного соединения шпиндель-крышка, вентили делятся на сальниковые, сильфонные, мембранные.

По конструкции корпуса и расположению на трубопроводе, связанным с направлением потока рабочей среды, вентили различают:

- на проходные – направление потока среды на входе и выходе одинаково. Иногда ось выходного патрубка смещена по отношению к входному.
- угловые – направление потока поворачивается на 90^0.
- прямоточные – в них, как и в проходных, направление потока сохраняется, но ось шпинделя расположена не перпендикулярно, а под углом к направлению потока.

По конструкции рабочего органа (затвора) рассматриваемая арматура можно подразделять на вентили и клапаны (по делению до 1982 г.).

В вентилях затвор бывает тарельчатого (золотникового) типа. Уплотнительные поверхности тарельчатого затвора могут быть плоскими или конусными, в последнем случае седло в корпусе выполняется в виде фаски.

Конический затвор - применяется в клапанах номинальным диаметром не более 25 *мм*. Такие клапаны называют игольчатыми.

Заслонка

Заслонка – тип запорно-регулирующей арматуры, предназначенной для остановки потока или регулирования расхода среды, проходящей по трубопроводу. Данный вид арматуры представляет собой небольшой отрезок трубы, оснащённый затвором в виде диска, поворачивающийся вокруг своей оси, которая расположена перпендикулярно с осью прохода.



Рис. 3.2.6. Плоская заслонка

Заслонки классифицируются по типу затвора:

- плоские;
- двояковыпуклые (чечевичное сечение).

Заслонки классифицируются по типу уплотнений:

- металлические;
- мягкие:
  - фторопластовые;
  - резиновые.

3.2.7.2 Условное обозначение трубопроводной арматуры

Государственный стандарт предусматривает условное обозначение арматура, состоящее:

- из наименования;
- номера конструктивного типа (I, II, III, IV и т. д.);
- исполнения (А, Б, В и т. д.);
- условного прохода [мм];
- условного давления [кг/см^2];
- номера стандарта.

На практике применяются и отраслевые условные обозначения арматуры или условные обозначения заводов изготовителей. Эти обозначения состоят из ряда цифр и букв.

Таблица 3.2.11

Условные обозначения конструктивных типов арматуры

Арматура	Условное обозначение
Кран пробно-спускной	10
Кран трубопроводный	11
Запорное устройство указателя уровня	12
Вентиль	13, 14, 15
Клапан обратный подъемный и приемный с сеткой	16
Клапан предохрани тельный	17
Клапан обратный поворотный	19
Регулятор давления	21
Клапан запорный и отсечной	22
Клапан регулирующий	25
Клапан смесительный	27
Задвижка	30, 31
Затвор	32
Конденсатоотводчик	45

Таблица 3.2.12

Условные обозначения материала корпуса арматуры

Арматура	Условное обозначение
Углеродистая сталь	с
Легированная сталь	лс
Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь	нж
Серый чугун	ч
Ковкий чугун	кч
Бронза, латунь	б
Алюминий	а

Окончание табл. 3.2.12

Арматура	Условное обозначение
Монель-металл	мп
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Керамика, фарфор	к
Титан	тн
Стекло	ск

Таблица 3.2.13

Условные обозначения типа привода

Привод	Условное обозначение
Механический с червячной передачей	3
Механический с цилиндрической зубчатой передачей	4
Механический с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Электромагнитный	8
Электродвигательный	9

Таблица 3.2.14

Условные обозначения материала деталей уплотнения

Материал деталей	Условное обозначение
Бронза, латунь	бр
Монель-металл	мн
Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь	нж
Нитрированная (азотированная) сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожа	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп

Таблица 3.2.15

Условные обозначения типа используемой среды

Материал деталей	Условное обозначение
Агрессивные	аг
Азот	аз
Аммиак	ам
Ацетилен	ац
Воздух	вз
Воздушно-кислородная смесь	вз-кд
Газы, газообразные среды	г
Жидкости, жидкие среды	ж
Кислород	кд
Масло, масло с растворителями	мс
Природный или попутный нефтяной газ	нг
Нефтепродукты, дизельное топливо, керосин, бензин	нп

Окончание табл. 3.2.15

Материал деталей	Условное обозначение
Нефтегазовая смесь	нф-нг
Пар	п
Нейтральные	н
Неагрессивные	наг
Вода	вд
Сероводород	с
Углекислота	ук

Традиционно выделяются два основных эксплуатационных параметра трубопроводной арматуры – номинальный размер (условный диаметр или условный проход) и номинальное (условное) давление.

Условный диаметр (D_y ($Д_y$) или DN) – выражается в *мм* и приблизительно равен внутренней площади диаметра присоединяемого элемента.

Таблица 3.2.16

Условный проход (диаметр) запорной арматуры

Условный проход по ГОСТ 28338-89			
2,5;3	40	300	1600
4	50	350	1800
5	63*	400	2000
6	65	450	2200
8	80	500	2400
2,5;3	40	300	1600
4	50	350	1800
5	63*	400	2000
6	65	450	2200
8	80	500	2400
10	100	600	2600**
12	125	700	2800
15	150	800	3000
16*	160*	900	3200**
20	175**	1000	3400
25	200	1200	3600**
32	250	1400	3800**
			4000
**Допускается для гидравлических и пневматических устройств* ***Не допускается применять для арматуры общего назначения*			

Номинальное (условное) давление (P_y или PN) – максимальное избыточное давление в системе при температуре рабочей среды 20^0 C, позволяющее обеспечить эксплуатационный срок службы отдельных элементов соединительной арматуры и трубопровода.

Таблица 3.2.17

Условное давление запорной арматуры

Обозначение условного давления	Значение условного давления, *МПа* (*кгс/см²*)	Обозначение условного давления	Значение условного давления, *МПа* (*кгс/см²*)
PN 0,1	0,01 (0,1)	PN 63	6,3 (63,0)
PN 0,16	0,016 (0,16)	PN 80	8,0 (80,0)
PN 0,25	0,025 (0,25)	PN 100	10,0 (100,0)

Окончание табл. 3.2.17

Обозначение условного давления	Значение условного давления, *МПа (кгс/см³)*	Обозначение условного давления	Значение условного давления, *МПа (кгс/см³)*
PN 0,4	0,040 (0,40)	PN 125	12,5 (125,0)
PN 0,63	0,063 (0,63)	PN 160	16,0 (160,0)
PN 1	0,1 (1,0)	PN 200	20,0 (200,0)
PN 1,6	0,16 (1,6)	PN 250	25,0 (250,0)
PN 2,5	0,25 (2,5)	PN 320	32,0 (320,0)
PN 4	0,4 (4,0)	PN 400	40,0 (400,0)
PN 6,3	0,63 (6,3)	PN 500	50,0 (500,0)
PN 10	1,0 (10,0)	PN 630	63,0 (630,0)
PN 16	1,6 (16,0)	PN 800	80,0 (800,0)
PN 25	2,5 (25,0)	PN 1000	100,0(1000,0)
PN 40	4,0 (40,0)		

Графическое условное обозначение арматуры в схемах и чертежах регламентируется ГОСТ 2.785–70.

Таблица 3.2.18

Условное обозначение запорной арматуры

Наименование	Обозначение
Обозначение арматуры общего назначения	
1. Вентиль (клапан) запорный:	
а) проходной	
б) угловой	
2. Вентиль (клапан) трехходовой	
3. Вентиль, клапан регулирующий	
а) проходной	
б) угловой	
4. Клапан обратный (клапан невозвратный):	
а) проходной	
б) угловой	
Примечание: Движение рабочей среды через клапан должно быть направлено от белого треугольника к черному	
5. Клапан предохранительный:	
а) проходной	
б) угловой	
6. Клапан дроссельный	
7. Клапан редукционный	
Примечание. Вершина треугольника должна быть направлена в сторону повышенного давления	
8. Клапан воздушный автоматический (вантуз)	

Продолжение табл. 3.2.18

Наименование	Обозначение
9. Задвижка	
10. Затвор поворотный	
11. Кран:	
а) проходной	
б) угловой	
12. Кран трехходовой:	
а) общее обозначение	
б) с Т-образной пробкой	
в) с L-образной пробкой	
13. Кран четырехходовой	

Графическое условное обозначение арматуры в схемах и чертежах, применяемых в ОАО «Газпром», регламентируется СТО Газпром 2–1.13–317–2009 «Графическое отображение объектов единой системы газоснабжения на технологических схемах» [82].

Таблица 3.2.19

Условное обозначение запорной арматуры по СТО Газпром 2–1.13–317–2009

Наименование	Обозначение	Описание
Кран основной		Два не закрашенных равнобедренных треугольника черного контура, соединенных вершинами
Кран вспомогательный		Два не закрашенных равнобедренных треугольника черного контура, соединенных вершинами
Кран – регулятор давления газа		Прямоугольник с контуром черного цвета, с вписанными в него двумя черными линиями, образующими угол, вершина которого опирается на середину короткой стороны, лучи исходят из углов прямоугольника
Клапан обратный проходной		Основной кран с одним заштрихованным треугольником
Клан предохранительный		Два не закрашенных равносторонних треугольника, соединенных вершинами под углом 90^0
Кран регулирующий		Основной кран с регулятором в виде равнобедренного треугольника, опирающегося вершиной на среднюю точку контура крана

3.3. Подземное хранение газа……...597
3.3.1. Определения……...598
3.3.2. Функции подземного хранилища газа……..598
3.3.3. Типы подземных хранилищ газа……598
3.3.3.1. Подземные хранилища газа в истощённых месторождениях……598
3.3.3.2. Подземные хранилища газа в водоносных пластах……599
3.3.3.3. *Подземные хранилища газа в твёрдых горных породах*……..601
Подземные хранилища газа в кавернах горных пород……...601
Подземные хранилища газа в отработанных шахтах……601
Подземные хранилища газа в соляных кавернах……602
3.3.4. Виды подземных хранилищ газа……602
3.3.4.1. Базовые…… 602
3.3.4.2. Региональные…….. 602
3.3.4.3. Локальные ……...602
3.3.4.4. Сезонные……..603
3.3.4.5. Пиковые……...603
3.3.5. Принципы технологии поземного хранения газа……603
3.3.6. Структура запасов поземного хранилища газа……604
3.3.7. Потери газа в подземном хранилище……605
3.3.8. Технологическая структура подземного хранилища газа……606
3.3.9. Технологическая обвязка объектов и оборудования подземного хранилища газа……606
3.3.10. Основные проектные характеристики некоторых подземных хранилищ газа……...608
3.3.11. Диспетчерско-технологические задачи по управлению подземными хранилищами газа……610

3.3.1. Определения

Подземное хранение газа – это технологический процесс закачки, отбора и хранения газа в пластах-коллекторах геологических структур, истощённых месторождениях газа и нефти и в выработках-ёмкостях, созданных в каменной соли и других горных породах.

Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических наземных сооружений и сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-ёмкостях, созданных в каменной соли, предназначенных для закачки, отбора и хранения природного газа.

3.3.2. Функции подземного хранилища газа

В системе газоснабжения ПХГ выполняют следующие функции:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления;
- создание условий для ритмичной работы месторождений газа;
- повышение надёжности работы ЕСГ;
- хранение резервного газа на случай аномальных похолоданий;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;
- обеспечение подачи газа в ГТС в случае возникновения нештатных ситуаций;
- создание долгосрочных резервов газа в случае форс-мажорных обстоятельств.

3.3.3. Типы подземных хранилищ газа

ПХГ, в зависимости от способов их создания, подразделяются на следующие типы:

- ПХГ в истощённых месторождениях;
- ПХГ в водоносных пластах;
- ПХГ в твёрдых горных породах;
  - ПХГ в кавернах горных пород;
  - ПХГ в отработанных шахтах.
  - ПХГ в соляных кавернах.

3.3.3.1. Подземные хранилища в истощённых месторождениях

Истощённые газовые месторождения во многих случаях оказываются наилучшими объектами для создания в них ПХГ. Преимуществами для этого является то, что в полностью разведанном месторождении известны:

- геометрические размеры и формы площади газоносности;
- геолого-физические параметры пласта:
  - коэффициенты пористости и проницаемости;
- начальные давления и температура;
- состав флюидов;
- изменение во времени дебетов скважин;
- коэффициенты фильтрации сопротивлений;
- технологический режим разработки и эксплуатации;
- герметичность покрышки.

В истощённом газовом месторождении после прекращения отбора газа (особенно если прошло достаточное количество времени) пластовые жидкости вновь

пропитывают горные породы. При закачке газа происходит вытеснение газом этих жидкостей. При расходовании газа из хранилища жидкость под давлением пластов породы снова заполняет освободившиеся поры.

В процессе подземного хранения газа в частично выработанных нефтяных пластах истощённых нефтяных и газоконденсатных месторождений газ будет не только вытеснять нефть к забоям добывающих скважин или периферии залежи, но и растворять и испарять компоненты нефти или конденсата и выносить их из пласта на поверхность. Необходимо будет предусматривать дополнительную очистку газа. Поэтому хранение газа в истощённых нефтяных и газоконденсатных месторождениях не получило широкого применения.

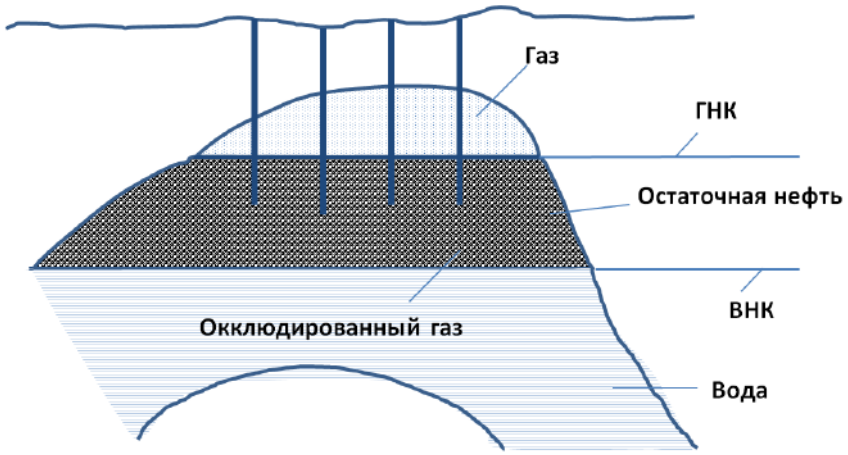


Рис. 3.3.1. Схематический разрез нефтяной залежи в конце эксплуатации

3.3.3.2. Подземные хранилища в водоносных пластах

В земной коре существуют различные геологические пласты. Нефтеносные, газовые, водяные пласты сложены из горных пород, состоящих из твёрдых, более или менее сцементированных частиц, между которыми существуют связанные между собой пространства, что позволяет просачиваться через них воде и газу. Пустоты и поры пласта-коллектора в естественном состоянии почти всегда заполнены водой, природным газом или нефтегазовой смесью (флюидами).

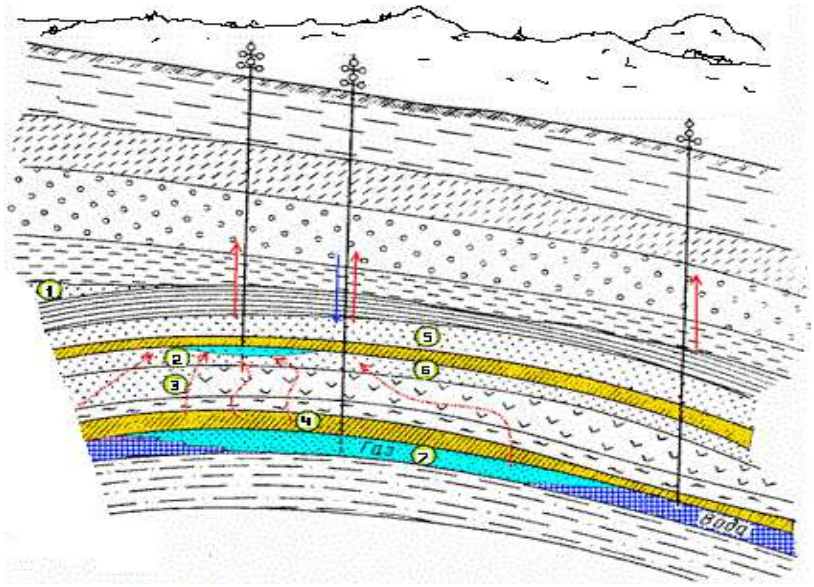
Пористые водоносные пласты, пригодные для подземного хранения газа находятся на глубинах от 300 и более метров. Для строительства ПХГ в водоносных горизонтах необходимо присутствие одновременно сразу нескольких факторов:

- подземная структура должна быть в виде свода (купола), покрытого газонепроницаемым слоем (кровлей пласта), имеющим достаточную протяжённость, чтобы обеспечить необходимую герметичность хранилища;
- под куполом должен находиться коллектор - пласт породы для хранения газа, обладающий достаточными пористостью и проницаемостью, чтобы обеспечить желаемую ёмкость и продуктивность;
- над куполом должны находиться непроницаемые породы (покрышка), закрывающие пласт-коллектор, чтобы исключить утечку газа вверх.

Для организации ПХГ используют относительно небольшие геологические структуры площадью несколько квадратных километров с относительно небольшой (10 –15 метров) разницей высот дна и верхушки купола. Если пласт-коллектор водоносный, хорошо проницаемый и достаточно больших размеров, то

закачиваемый газ легко вытесняет воду, и его давление стремится к постоянному равновесию с гидростатическим давлением - естественным давлением в пласте. Пористый пласт, служащий резервуаром, должен быть покрыт другим, как можно более непроницаемым пластом (кровлей), для того чтобы препятствовать утеканию газа вверх, в другие пласты или выходу газа на поверхность земли через трещины. С другой стороны, он должен иметь соответствующую форму, образующую «ловушку». И всё это: и слой-коллектор, и газонепроницаемый слой должны быть укрыты сверху ещё несколькими слоями покрышки. Это создаёт в пласте необходимое давление.

Газ, направляемый под давлением из магистрального газопровода по эксплуатационным скважинам, заполняя поры и трещины горной породы, вытесняет воду и скапливается в сводной части структуры под непроницаемой покрышкой, образуя подземное хранилище. Часто в толще осадочных пород наблюдаются выклинивание пластов, литологические изменения и другие аномалии. Эти аномалии могут приводить к просачиванию газа из хранилища в вышезалегающие породы и даже прорываться на поверхность земли. За этим следят с помощью контрольных и наблюдательных скважин, вскрывающих основной и контрольные водоносные пласты.



1-выклинивание пласта; 2-вторичная залежь; 3-литологические изменения; 4-непроницаемая покрышка; 5-пласт; 6-контрольный водоносный пласт; 7-основной водоносный пласт.

Рис. 3.3.2. Геологический разрез водоносного пласта.

В результате ограниченной проницаемости породы при закачке газ не полностью вытесняет воду из пласта. Значительная часть её остаётся в зоне вторжения газа. При этом из-за того, что проницаемость не может быть одинаковой по всей площади пласта, наблюдается так называемое «непоршневое» вытеснение воды газом: газ прорывает границу воды и газа отдельными ручейками, в толще газового пузыря остаются островки мокрой породы, вода из которых медленно стекает вниз, к основному слою. При отборе происходит обратный процесс. При несоблюдении установленного технологического режима вода может прорваться к скважине раньше, чем выйдет весь газ. Поэтому именно на ПХГ в водоносных слоях важно

отбор производить строго по разработанному технологическому режиму. При отборе газ выходит из хранилища за счёт пластового давления, которого всегда достаточно, чтобы обойтись без работы компрессорных станций.

3.3.3.3. Подземные хранилища газа в твёрдых горных породах

ПХГ в непроницаемых горных породах – это естественная или искусственная созданная полость (ёмкость) в комплексе с наземным и подземным технологическим оборудованием, обеспечивающим закачку, хранение и отбор газа. ПХГ создают:

- в непроницаемых или практически непроницаемых горных породах:
  - гипс;
  - ангидрит;
  - гранит;
  - глина и др.
- в горных выработках:
  - шахтах;
  - карьерах.
- в отложениях каменной соли:
  - пласты;
  - массивы;
  - штоки.

Подземные хранилища газа в кавернах горных пород

Создание ПХГ в твёрдых горных породах носят единичный характер. В породе на глубине различными способами готовят каверну, которую потом укрепляют прочными материалами. В эту каверну под давлением закачивают газ.

Подземные хранилища газа в отработанных шахтах

Более распространённым способом является использование отработанных шахт под оборудование ПХГ. Главным фактором для поддержания давления газа является герметизация хранилища при помощи специальных бетонных пробок, свойств окружающих пород (калийная и каменная соль), а также гидравлической и механической систем уплотнения.

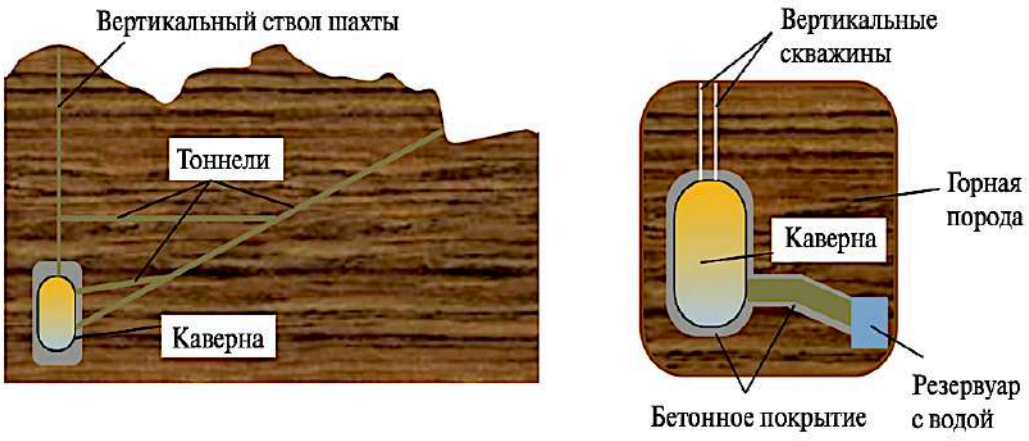


Рис. 3.3.3. Схема обустройства ПХГ в отработанной шахте.

Подземные хранилища газа в соляных кавернах

В последние годы всё большее использование получили ПХГ в соляных полостях. Строение отложений каменной соли различно – это массивы, купола, штоки, линзы и пласты различной толщины при различных углах падения. Отложения каменной соли состоят либо полностью из минерала галита (чистая соль), либо содержат включения: прослойки и линзы ангидритов, гипса, карбоната кальция и других минералов и пород. Галит бесцветен, но в зависимости от наличия примесей соль окрашивается в жёлтый, розовый, красный, бурый, коричневый или зелёный цвет. Глубина залегания каменной соли изменяется от нескольких метров до 2,5 км. Чаще всего открытые месторождения залегают на глубине 100–1000 м.

При строительстве таких ПХГ в земле пробуривают скважину до соляных отложений, через которую подают воду и её потоком производят размыв подземных полостей до необходимых или возможных размеров. Получившийся соляной раствор удаляют откачкой или вытеснением газом. В получившуюся ёмкость закачивают под давлением газ.

Такие ПХГ используются в основном, как пиковые, позволяющие производить неоднократный отбор и повторную закачку. При этом отбор может осуществляться в режиме максимальной производительности без нанесения ущерба самому ПХГ.

В ходе эксплуатации ПХГ происходит уменьшение объёма газовой полости. Это особенность каменной соли: кристаллы испаряются там, где высокое давление и откладываются там, где давление ниже. В результате подготовленная ёмкость для газа постепенно зарастает.

3.3.4. Виды подземных хранилищ газа.

ПХГ, в зависимости *от места расположения* и активного объёма, подразделяются на:

- базовые;
- региональные;
- локальные.

В зависимости *от режима работы* ПХГ подразделяются на:

- сезонные;
- пиковые.

3.3.4.1. Базовые

Базовое ПХГ можно характеризовать объёмом активного газа (см. стр. 604) до нескольких десятков миллиардов кубических метров и производительностью в несколько сотен миллионов кубических метров в сутки. Такое ПХГ влияет на работу ГТС ЕСГ и объектов добычи газа. За счёт такого ПХГ можно поддерживать объёмы экспортных поставок газа и потребителей нескольких регионов страны.

3.3.4.2. Региональные

Региональные ПХГ характеризуются объёмом активного газа до нескольких миллиардов кубических метров и производительностью в несколько десятков миллионов кубических метров в сутки. Эти ПХГ имеют региональное значение и влияние на часть ГТС ЕСГ и отдельные группы потребителей.

3.3.4.3. Локальные

Локальные ПХГ можно характеризовать объёмом активного газа до нескольких сотен миллионов кубических метров и производительностью в несколько

миллионов кубических метров в сутки. Такие ПХГ имеют местное локальное значение и влияют на некоторых потребителей отдельной местности.

3.3.4.4. Сезонные

Сезонные ПХГ предназначены для циклической эксплуатации в базисном технологическом режиме, который характеризуется сравнительно небольшими отклонениями суточных объёмов при отборах и закачках газа. Сезонные ПХГ предназначены для покрытия сезонной неравномерности газопотребления. Сезонными ПХГ, в основном, являются ПХГ в водоносных слоях, для которых так же необходимо выдерживать плановые технологические режимы отбора и закачки газа.

3.3.4.5. Пиковые

Пиковые ПХГ предназначены для циклической эксплуатации в пиковом технологическом режиме, который характеризуется частыми периодами отбора и закачки газа, вплоть до максимальных. Такие ПХГ предназначены для компенсации краткосрочных колебаний газопотребления, ресурсов газа при авариях и использовании при торговле газом при колебании цен на газ.

Разделение ПХГ на пиковые и сезонные условно и определяется оператором системы газоснабжения, в которой используются ПХГ. При этом могут рассматриваться следующие факторы:

- технические характеристики:
  - отношение активного объёма к максимальной суточной производительности;
- место подключения к ГТС;
- технологические режимы работы.

3.3.5. Принципы технологии поземного хранения газа

Эксплуатация ПХГ заключается в организации циклов работы хранилища. Основными циклами являются:

- закачка газа;
- нейтральный период – период между закачкой и отбором;
- отбор газа;
- нейтральный период – период между отбором и закачкой.

Особенно важно соблюдение технологии циклов для ПХГ, расположенных в водоносных пластах.

Первый этап – закачка. Её начинают в скважины, расположенные ближе всех к вершине купола ловушки. По мере того, как граница воды и газа в пористом водоносном слое опускается вниз, в работу включаются всё новые и новые скважины. Это делается для того, чтобы в теле газового пузыря не образовывались мокрые пятна – островки породы, заполненные не ушедшей водой.

Второй этап – нейтральный период газохранилища. В это время газ и вода стремятся войти в равновесие. За счёт избыточного давления, созданного в результате закачки и при неизменной массе газа внутри пласта, объём газовой полости продолжает ещё увеличиваться какое-то время, а давление уменьшаться, стремясь к пластовому. Вода, не ушедшая из области газа или оставшаяся в полузамкнутых порах, просачивается вниз и испаряется. Если бы этот процесс продолжался долгое время, то газовая область с увеличением её объёма и уменьшением давления до пластового пришла бы в состояние равновесия с окружающей водой.

Третий этап – отбор газа. При отборе необходимо регулировать очерёдность включения скважин и расход газа через них таким образом, чтобы уровень воды повышался равномерно по всей площади ПХГ, чтобы не получился прорыв воды в область газа и газовые пузыри не оказались изолированы внутри области воды. В это время нельзя допустить попадания воды в газовую скважину. В газовой полости постепенно уменьшается количество, объём и давление газа.

Во время нейтрального периода между окончанием отбора и началом следующей закачки газа вода продолжает вытеснять газ из полости, объём газовой полости уменьшается, а давление увеличивается. Часть пузырей газа, которые во время отбора оказались изолированными в слое воды, прорываются к основной массе газа, граница газоводяного контакта выравнивается.

Два нейтральных периода нужны для того, чтобы система ПХГ «улежалась и созрела». Так удобней переходить от закачки к отбору и наоборот. В это же время персонал ПХГ проводит работы, связанные с ремонтом и профилактикой оборудования и подготовкой его к следующему периоду отбора или закачки газа.

Движение воды и газа в пластах образуют области течения. Эти области течения газа и жидкости делят на две зоны: зону, в которой подвижен только газ и зону, в которой движется только вода. Поверхность, разделяющая две эти зоны, называется фронтом вытеснения газа и воды или границей газоводяного контакта (ГВК). Движение этой границы, как по горизонтали (площади), так и по вертикали определяется многими факторами:

- фильтрационными свойствами пласта;
- геометрией пласта;
- составом закачанного флюида;
- степенью неоднородности пласта;
- темпами нагнетания газа и т. д.

Контур ГВК имеет сложную пространственную форму. Необходимо добиваться, чтобы ГВК при отборе и закачке двигался как можно более равномерно, без разрывов, по всей площади залежи. Надёжные и ясные способы контроля ГВК отсутствуют, поэтому очень важно на ПХГ в водоносных слоях соблюдать разработанные технологические режимы работы отбора и закачки газа, несмотря на то, что в этом случае коммерческие и технологические интересы могут вступать в противоречие. Нарушение технологических режимов может привести в долгосрочной перспективе к значительным изменениям характеристик ПХГ.

3.3.6. Структура запасов поземного хранилища газа

Для ПХГ, расположенных в водоносных слоях (в том числе, и для ПХГ в истощённых месторождениях), имеются два параметра, характерных только для этого типа хранилищ: активный и буферный газ.

Общий объём газа в подземном хранилище делится на две основные части: активный (рабочий) и буферный (остаточный).

Активный газ - это объём газа, ежегодно закачиваемый и отбираемый из ПХГ. Это тот газ, который может использоваться в коммерческих целях для поставок внутренним потребителям и на экспорт. В принципе, если не производится расширение ПХГ, этот объём должен быть постоянным. На практике же ежегодно происходит уточнение объёма активного газа.

Буферный газ – это объём газа, постоянно находящийся в ПХГ в любой период его эксплуатации, т.е. это тот газ, который поддерживает существование газового «пузыря». Буферный газ нужен:

- для создания в хранилище определённого давления в конце отбора;
- обеспечения необходимого дебета газовых скважин;
- создания условий транспорта газа в район потребления;
- уменьшения продвижения воды в хранилище;
- уменьшения степени сжатия на КС при начале закачки.

Объём буферного газа зависит:

- от глубины залегания ловушки;
- физико-геологических параметров пласта-коллектора;
- толщины пласта и угла наклона структуры;
- режима эксплуатации хранилища;
- технологического режима эксплуатации скважин;
- давления газа на головке скважин в конце периода отбора газа.

Объём буферного газа, определённый с учётом технологических условий эксплуатации ПХГ, часто не удовлетворяет экономическим требованиям. Существуют определённые затраты на хранение буферного газа. Этот газ представляет собой продукт, имеющий определённую цену. Объём буферного газа помимо технологических условий должен рассчитываться с учётом капитальных вложений в бурение скважин, строительства КС, эксплуатационных затрат, в том числе, на его хранение, закачку и восполнение.

Чем больше объём буферного газа, тем больше давление в ПХГ в конце отбора, больше дебет отдельных скважин и меньше нужно скважин для отбора газа из хранилища. Соотношение между количеством активного и буферного газа – один из важнейших показателей ПХГ. Потеря буферного газа приведёт к необходимости начинать заново всю многолетнюю процедуру наращивания объёма в ПХГ.

В некоторых ПХГ в объёмах активного газа находится долгосрочный (стратегический) объём газа. Этот объём может меняться и уточняться в зависимости от технологической, экономической и политической ситуации.

3.3.7. Потери в подземном хранилище газа

При эксплуатации ПХГ всегда имеются потери части хранимого газа. Размеры утечек зависят от многих причин, которые делятся:

- на геологические;
  - тектонические разломы;
  - неоднородность покрышки хранилища;
    - линзы песка в глиняном слое и др.
  - подземная гидродинамика и геохимия;
    - растворение газа в поземных водах;
    - миграция газа по пластам пород и др.
- технические;
  - не герметичность колонных оголовков скважин;
  - дефекты эксплуатационных колон скважин и др.
- технологические:
  - неточность при оценке эффективности гидравлических и газовых упоров ловушки;
  - расчёт рабочего объёма и запасов газа хранилища;
  - отклонения от технологических режимов отбора и закачки;
  - физико-химические процессы в залежи.

3.3.8. Технологическая структура подземного хранилища газа

ПХГ включает в себя:

- участок недр, ограниченный пластом-коллектором геологической структуры, горным отводом или территорией на которой расположены выработки-ёмкости в каменной соли;
- фонд скважин различного назначения;
- системы сбора и подготовки газа:
  - трубопроводы;
  - коллектора;
  - установки комплексной подготовки газа;
- компрессорные цеха;
- газоизмерительные станции или установки замера расхода газа;
- газопроводы подключения;
- энергохозяйство:
  - аварийную электростанцию;
  - трансформаторную подстанцию;
  - закрытое распределительное устройство;
- вспомогательные объекты:
  - котельная;
  - маслохозяйство;
  - объекты водоподготовки и канализации.

3.3.9. Технологическая обвязка объектов и оборудования подземного хранилища газа

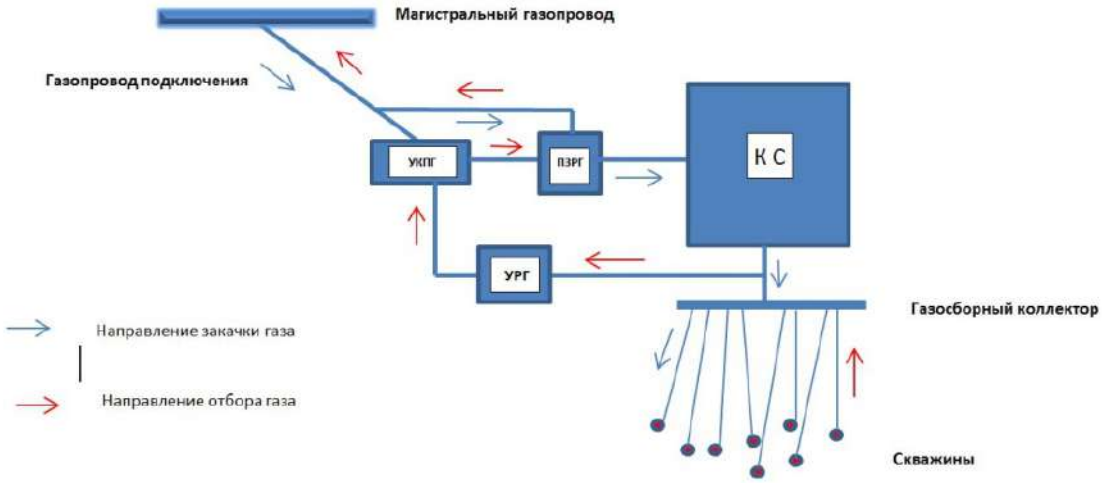


Рис. 3.3.4. Принципиальная технологическая схема ПХГ

В состав принципиальной технологической схемы (рис. 3.3.4) любого ПХГ входят:

- скважины различного назначения;
- газопровод от скважины до газосборного коллектора;
- газосборный коллектор;
- установки комплексной подготовки газа;
- пункт замера расхода газа;

- компрессорный цех;
- узел редуцирования газа;
- газопровод подключений к ГТС.

При закачке в ПХГ газ из магистрального газопровода по газопроводу подключения поступает на пункт замера расхода газа. После замера расхода газ поступает на дожимную компрессорную станцию, где происходит повышение давления газа. После компремирования газ поступает в газосборный (в данном случае газораспределительный) коллектор и далее по трубопроводам направляется к эксплуатационным скважинам.

При отборе из ПХГ газ из скважин через трубопроводы по индивидуальным шлейфам поступает в газосборный коллектор (газосборный пункт). С газом, извлекаемым из хранилища, может выноситься песок даже при небольших давлениях и расходах (депрессиях). Для предотвращения выноса песка из пласта забой скважины оборудуют специальными фильтрами или укрепляют призабойную зону вяжущим веществом. При пластовом давлении выше давления магистрального транспорта в установке редуцирования газа происходит его снижение. Далее, минуя компрессорную станцию, газ поступает в установку комплексной подготовки газа. В этой установке газ проходит очистку и осушку и после замера расхода поступает в магистральный газопровод.

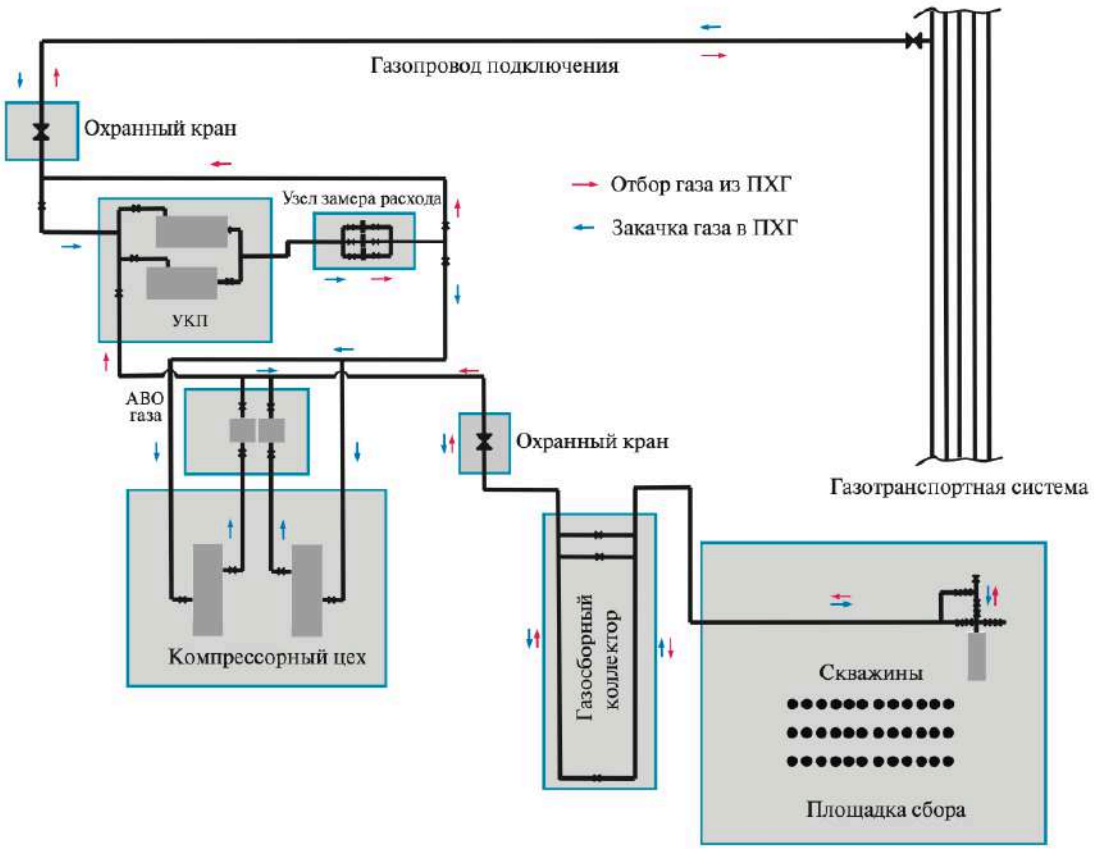


Рис. 3.3.5. Принципиальная технологическая схема Карашурского ПХГ

Технологические схемы различных ПХГ могут отличаться друг от друга. Скважины могут быть объединены в кусты скважин. В ПХГ может быть несколько газосборных коллекторов и компрессорных цехов. УКПГ могут разделяться на

отдельные установки очистки и осушки газа. ГИС и ПЗРГ могут устанавливаться, как после, так и до КС, причём их может быть несколько, по количеству КС. ПХГ может быть подключено к разным магистральным газопроводам и поэтому газопроводов подключения может быть несколько. Иногда разделяют газопроводы подключения, работающие на закачку и на отбор (рис. 3.3.5).

Технологическая обвязка оборудования дожимной компрессорной станции ПХГ принципиально мало чем отличается от технологической обвязки линейной КС. Здесь также присутствует узел подключения к магистральному газопроводу, установки очистки газа, установки подготовки пускового, топливного и импульсного газа, аппараты воздушного охлаждения газа и масла и другие объекты и оборудование.

3.3.10. Основные проектные характеристики некоторых подземных хранилищ газа

Таблица 3.3.1

ПХГ в истощённых месторождениях (по данным 2015 г.)

№ п/п	Наименование ПХГ	Объём *млн м³*			Пластовое давление *МПа*		Суточная производительность *млн м³/сутки*			Период отбора, *сут*
		всего	активный	буферный	Максимальное	Минимальное	Макс. отбор	Средний отбор	Макс. закачка	
1	Песчано-Умётское	4398,2	2710	1688,2	10,5	2,34	30	21,6	21	120
2	Елшанское	4889,2	3010	1879,2	-	-	35,85	-	24,4	-
2.1	Тульский горизонт	491	300	191	9,32	2,36	5,85	3,1	3,4	100
2.2	Бобриковский горизонт	4398,2	2710	1688,2	10,5	2,34	30	21,6	21	180
3	Степновское	12222	7430	4792	-	-	80	-	53,3	-
3.1	D2-IVa+b	3215	1930	1285	20,47	8,6	20	16,5	13,3	120
3.2	D2-Va-VI	9007	5500	3507	21,7	8,6	60	52,6	40	150
4	Кирюшкинское	870	425	445	2,32	1,52	2,6	1,6	2,6	180
5	Аманакское	123	55	68	2,1	1,54	0,37	0	0,45	180
6	Дмитриевское	125	125	0	3,9	2,5	1,0	0,8	1,0	180
7	Михайловское	218	218	0	4,31	2,63	1,5	1,2	1,5	180
8	Зелёная свита	8440	6100	2340	8,91	5,21	40	34	28,8	-
9	Хадум	73230	56830	16400	4,06	0	160	146	120	-
10	Краснодарское	2100	1250	850	11,1	5,3	15,0	10	9	155
11	Кущёвское	12562	7500	5062	14,8	7,5	65	51,5	54	150
12	Канчуринское	6018	4290	1728	16,91	4,9	54,2	40	31,4	100
13	Мусинское	640	440	200	16,92	4,9	5,17	4	4,5	130
14	Пунгинское	9063	2500	6563	6,7	5,9	43	40	26	150
15	Совхозное	8315	7000	1315	15,4	7,2	70	55	50	125

Таблица 3.3.2

ПХГ в водоносных слоях (по данным 2015 г.)

№ п/п	Наименование ПХГ	Объём *млн м³*			Пластовое давление *МПа*		Суточная производительность *млн м³/сутки*			Период отбора, *сут*
		всего	активный	буферный	Максимальное	Минимальное	Макс. отбор	Средний отбор	Макс. закачка	
1	Калужское	630	410	220	11,5	5	20	3,7	5,0	Пик.
2	Щёлковское	2430	750	1680	10,5	7,6	13	6,6	13	150
3	Касимовское	22000	12000	10000	11,3	4,2	130	127	67,4	150
4	Увязовское	5500	2500	3000	11,5	5,5	18	17,8	18	150
5	Невское	4670	2000	2670	15	8	28	17,8	18	150
6	Гатчинское	512	203	309	4,6	2,7	2	1,1	2	195
7	Карашурское	2190	1070	1190	-	-	15,2	6,6	7,6	120
7.1	Тульский горизонт	820	430	460	14,97	8,31	7,5	1,0	2,9	120
7.2	Бобриковский горизонт	1370	640	730	14,7	9,06	7,7	5,5	4,7	120
8	Беднодемьяновское	15100	7200	7900	-		94	61,5	57	120
8.1	1-й горизонт	4600	2200	2400	7,3	3,5	24	18,8	17	-
8.2	2-й горизонт	10500	5000	5500	9	4,2	70	42,7	40	-
9	Осиповичи	700	400	300	7	1,7	4	2,7	3	-
10	Прибукское	1400	600	800	15,5	8,5	7,3	4,7	4,4	-

Таблица 2.3.3

ПХГ в отложениях каменной соли (по данным 2015 г.)

№ п/п	Наименование ПХГ	Объём *млн м³*			Пластовое давление *МПа*		Суточная производительность *млн м³/сутки*			Период отбора, *сут*
		всего	активный	буферный	Максимальное	Минимальное	Макс. отбор	Средний отбор	Макс. закачка	
1	Калининградское	363	261	102	17	5	12	12	3,5	22
2	Волгоградское	1080	820	260	23	5,9	94	61,5	8,5	-
3	Мозырьское	255	210	45,5	13,5	2,5	10	2,33	2	-

Проектные и достигнутые показатели некоторых ПХГ представлены в приложение 2.

На основании приведённых данных и схеме расположение ПХГ в ЕСГ к пиковым ПХГ с большой уверенностью можно отнести ПХГ в отложениях каменной соли (Калининградское, Волгоградское, Мозырьское) и Калужское ПХГ. Остальные ПХГ больше выполняют функцию сезонных хранилищ газа.

К характерным представителям локальных ПХГ относятся Самарские ПХГ (Дмитровское, Михайловское, Аманакское, Кирюшкинское), которые снабжают конкретных потребителей Самарской области, и Гатчинское ПХГ. Локально-региональное значение имеет Карашурское ПХГ.

К базисным ПХГ относится Касимовское ПХГ, имеющее стратегическое значение не только для центрального региона России, но и ЕСГ в целом. К базисным ПХГ можно было бы отнести ещё несколько ПХГ (например, Хадум), по своим показателям отвечающие этим требованиям, однако их расположение и подключение к определённым участкам ЕСГ не даёт возможности использовать их мощности для других регионов. Поэтому их следует относить к регионально-базисным ПХГ (Степновское, Хадум, Кущёвское). Остальные ПХГ выполняют региональную функцию снабжения газом из своих хранилищ.

3.3.11. Диспетчерско-технологические задачи по управлению подземными хранилищами газа

К специализированным расчётным задачам, выполняемым персоналом, управляющим ПХГ, относятся:

- составление и контроль баланса ПХГ;
- оценка запаса активного газа;
- вычисление расхода газа на собственные технологические нужды и потери;
- оценочный расчет пластового давления;
- оценочный расчет водного фактора по скважинам и по ПХГ в целом;
- расчет потоков газа и пропускной способности наземного технологического комплекса;
- оценка давления газа в точке подключения ПХГ к магистральному газопроводу;
- оценка максимально возможной производительности ПХГ по закачке и отбору газа при выбранной схеме подключения (структуре наземного технологического комплекса) с учетом геологических ограничений подземной части и оценки производительности наземного технологического комплекса;
- прогнозная оценка достижимой производительности ПХГ на заданный момент времени.

Составление и контроль баланса ПХГ должны производиться на основе действующих нормативных документов. В статьи баланса газа ПХГ входят данные об объёмах отбора/закачки газа, расходе на собственные технологические нужды и потери, объёме газа в хранилище (активный и буферный газ) и др.

Оценка запасов активного газа осуществляется путём постоянного мониторинга отбора/закачки, геологических потерь и расхода газа на собственные нужды при отборе из ПХГ в соответствии с утверждёнными нормативными документами.

Вычисление расхода газа на собственные технологические нужды (СТН) и потери рассчитывается по действующим нормативным документам и с учётом данных о выводе оборудования в ремонт и стравливании газа в атмосферу. Согласно Положению о порядке планирования, учёта и отчётности расхода природного газа на собственные нужды в ООО «Газпром ПХГ», газ на СТН учитывается по следующим статьям:

- технологические топливные нужды (компримирование);
- прочие технологические нужды:
  - продувки газопроводов и оборудования в том числе:

        - шлейфов скважин;
        - сосудов;
        - технологических коммуникаций КЦ;
        - оборудования КИП и А;
        - оборудования ГРС;
        - оборудования энерго-водоснабжения.
    - стравливание газа из газопроводов и оборудования:
        - шлейфов скважин;
        - сосудов;
        - технологических коммуникаций КЦ;
        - оборудования КИП и А;
        - оборудования ГРС;
        - оборудования энерго-водоснабжения.
    - расход газа при исследовании и освоении скважин;
        - после окончания бурения;
        - исследование скважин на вынос породы, жидкости;
        - глубинные исследования;
        - геофизические исследования;
        - продувки при изоляции межколонных проявлений;
        - газопроявления при вскрытии продуктивных горизонтов.
    - расход газа на запуск турбин (пуск/останов);
        - на продувку контура нагнетателя;
        - на стравливание контура нагнетателя;
        - на работу турбодетандера;
        - на перестановку пневмоприводных кранов ГПА.
    - прочие топливные нужды:
        - подогрев газа;
            - топливного газа;
            - пускового газа;
            - импульсного газа;
            - газа в блоках редуцирования ГРС;
        - расход газа на котельные;
        - расход газа на электростанции;
        - расход газа на дежурную горелку свечи дожига;
        - расход газа на огневую регенерацию ДЭГа и метанола;
    - прочие расходы:
        - газ из системы уплотнения ЦБН ГПА;
        - на перестановку пневмоприводных кранов;
        - на работу оборудования КИП и А;
        - при дегазации метанола;
        - при дегазации ДЭГа;
        - при дегазации промышленных стоков;
        - на заправку и работу метанольного устройства;
        - при обслуживании приборов КИП и А;
        - в процессе капитального ремонта;
        - при проверке работоспособности предохранительных клапанов;
        - при отборе проб для хим. анализа;
        - прочее, не вошедшее ни в один из пунктов;
- потери пластовые.

Оценочный расчет пластового давления производится на основе замеров расходов и давления на устье скважин.

Оценочный расчет водного фактора по скважинам и по ПХГ в целом производится на основе данных по фильтрам-сепараторам установок очистки газа и результатов исследования скважин. Расчёт реализуется в зависимости от технологических возможностей ПХГ в виде расчета отношения объёма воды на объём отобранного газа.

Для оценки водного фактора по скважине используются расчетное или измеренное значение расхода газа за единицу времени и объем сепарированной воды за тот же интервал времени. Отношение этих двух величин, умноженное на эмпирический коэффициент, позволяет дать приблизительную оценку водного фактора по скважине:

$$W = K * Q_{воды} / Q_{газа}, \quad (3.3.1)$$

где: W – оценочная величина водного фактора скважины;
K – эмпирический коэффициент;
$Q_{воды}$ – расход воды за единицу времени;
$Q_{газа}$ – расход газа за единицу времени.

Методика расчета или замера расхода воды определяется в зависимости от технологических особенностей работы того или иного ПХГ при отборе газа и сепарации воды на скважине (рис 3.3.6).

Для расчета расхода газа в методике оценки водного фактора целесообразно использовать метод прямого замера (показания газовых счетчиков). Эмпирический коэффициент К в формуле оценки водного фактора определяется технологией фильтрации/сепарации воды на скважине. Оценку водного фактора по всему ПХГ можно получить на основе агрегации оценочных данных по скважине, по пластам (горизонтам) и т.д.

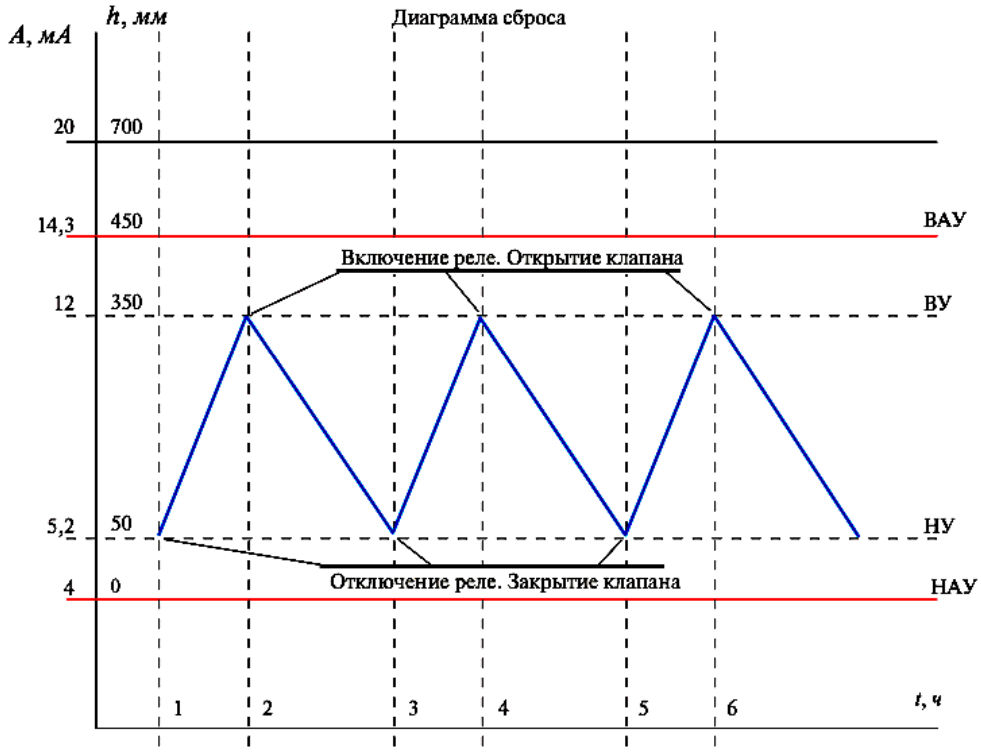


Рис. 3.3.6. Пример расчёта оценки расхода воды по скважине.

Оценочный расчёт потоков газа и пропускной способности оборудования и трубопроводов наземного технологического комплекса проводится с целью определения ограничений по производительности и определения направления потоков газа исходя из режима работы ПХГ. Расчёт носит оценочный характер и проводится на основе параметров производительности технологических установок наземного комплекса, а также топологии газопроводов и схем потоков газа. Для существующих (или заданных) условий: расхода газа через замерный узел ПХГ в режиме отбора или закачки газа и объёма активного газа в хранилище определяются минимальная и максимальная пропускная способность системы при существующем (или заданных) состоянии оборудования наземного технологического комплекса и геологических зависимостях максимального расхода газа от объёма активного газа в ПХГ (в режиме отбора).

Оценка величины давления газа в точке подключения ПХГ к магистральному газопроводу проводится для согласования с диспетчерской службой газотранспортного предприятия (общества) наиболее эффективного совместного режима работы ПХГ и ГТС. Эта задача относится к технико-экономическим расчётам, которые должны проводиться на верхних уровнях диспетчерского управления (ЦПДД, ПДС газотранспортных обществ). Для её решения необходимо использовать современные ПВК моделирования и оптимизации режимов работы ГТС. Изменение режимов работы ПХГ и ГТС должны быть экономически выгодны для всей ЕСГ, а не только для одного из её компонентов.

Оперативная (в том числе, в реальном времени) оценка максимально возможной суточной производительности ПХГ по закачке и отбору газа производится с учётом выбранной схемы подключения к магистральному газопроводу, схемы соединения трубопроводов и оценки производительности оборудования наземного технологического комплекса и геологических ограничений подземной части ПХГ с учётом оставшегося активного объёма газа.



Рис. 3.3.7. Пример зависимости суточной производительности отбора газа из ПХГ от объёма активного газа.

Прогнозная оценка достижимой производительности ПХГ на заданный момент времени производится аналогично предыдущему пункту на основе данных по геологическим ограничениям подземной части. Оценка проводится на основе зависимости производительности ПХГ от объема активного газа или пластового давления (рис. 3.3.7).

Важной задачей персонала, управляющего ПХГ является своевременная корректировка доведённых плановых заданий по отбору газа на основе сравнения значений средней температуры наружного воздуха по многолетним наблюдениям (СНиП климатология), предыдущего периода и фактической температуры. Многолетние наблюдения подтверждают прямую зависимость температуры наружного воздуха и объёмов отбора газа из ПХГ (рис. 3.3.8).

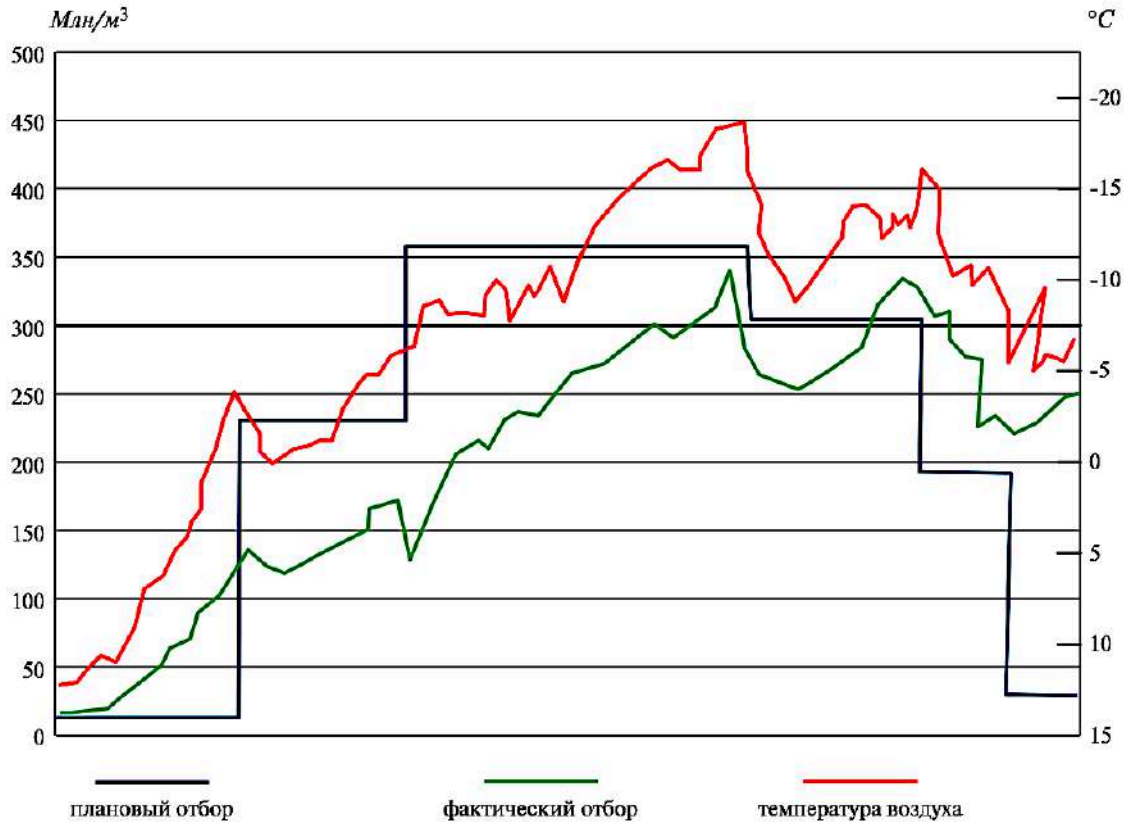


Рис. 3.3.8. Пример изменения объёмов суточного отбора из ПХГ России в зависимости от температуры наружного воздуха.

3.4. Компрессорные станции……615
3.4.1. Введение……..616
3.4.2. Виды компрессорных станций……616
3.4.3. Технологическая структура компрессорных станций……...616
3.4.3.1. Технологические трубопроводы компрессорных станций……..618
Запорная арматура……...618
Виды запорной арматуры на компрессорных станциях……..618
3.4.3.2. Схемы технологической обвязки компрессорных станций……...619
3.4.3.3. Узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу……..621
Камеры приема и запуска очистных устройств……622
3.4.3.4. Установка очистки технологического газа……..623
Пылеуловители……623
Фильтры-сепараторы…….. 625
3.4.3.5. Установка охлаждения технологического газа……625
3.4.3.6. Газоперекачивающие агрегаты……..626
Типы газоперекачивающих агрегатов……...626
Газотурбинные установки……..626
Стационарные газотурбинные установки……..626
Авиационные газотурбинные установки……...628
Судовые газотурбинные установки……631
Электроприводные газоперекачивающие агрегаты……..633
Газомоторные газоперекачивающие установки……634
Нагнетатели природного газа……..635
3.4.3.7. Компоновка газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях……...638
3.4.3.8. Диспетчерское управление на компрессорных станциях……640
Газоперекачивающие агрегаты как инструмент управления……640
Аппараты воздушного охлаждения газа как инструмент управления……640
Технологические газопроводы компрессорной станции как инструмент управления……641
3.4.3.9. Принцип работы газотурбинной установки……641
Схемы газотурбинных установок……642
3.4.3.10. Энергетическое оборудование компрессорных станций……...645
3.4.3.11. Склад горюче-смазочных материалов и маслохозяйство компрессорных станций……647
3.4.3.12. Теплоснабжение, водоснабжение и канализация компрессорных станций……648

3.4.1. Введение

Компрессорная станция (КС) – одна из основных составных частей газотранспортной системы (магистрального газопровода), обеспечивающая компримирование газа (повышение давления) с помощью установленного оборудования. Она служит управляющим элементов в системе транспорта газа. Именно параметрами работы КС определяется режим работы магистрального газопровода и всей газотранспортной системы в целом.

Компрессорные станции, расположенные на многониточных газотранспортных системах, состоят из компрессорных цехов (КЦ), расположенных на одном магистральном газопроводе. Для удобства организации эксплуатационной инфраструктуры КЦ стараются располагать недалеко друг от друга. На таких КС вспомогательное и энергетическое оборудование бывает общее для нескольких КЦ. КЦ, расположенный на одном (локальном) магистральном газопроводе обычно называют КС.

3.4.2. Виды компрессорных станций

На магистральных газопроводах различают три основных вида КС:

- головные КС;
- линейные КС;
  - реверсные;
  - узловые;
- дожимные КС.

Головные КС (ГКС) устанавливаются после газового месторождения, первыми на газотранспортной системе. Головные КС должны обладать более широким диапазоном рабочих давлений на входе и повышенными требованиями к качеству подготовки технологического газа. На головных КС, как правило, устанавливаются ГИС, обеспечивающие коммерческий замер расхода газа между добывающими и транспортными компаниями.

Линейные КС устанавливаются на магистральных газопроводах газотранспортных систем для обеспечения повышения давления между входом и выходом. Среди линейных КС следует различать узловые КС, в которых помимо компримирования, происходит перераспределение транспортируемого газа по разным газотранспортным системам (направлениям) и реверсные КС.

Дожимные КС (ДКС) устанавливаются непосредственно на объектах добычи, при падении пластового давления ниже давления газа, транспортируемого по магистральному газопроводу и на ПХГ. Назначением ДКС является повышение давления газа от давления пласта до давления магистрального газопровода, а также для закачки газа из МГ в ПХГ. Отличительной особенностью ДКС является высокая степень сжатия (2 и более) в центробежных нагнетателях, зачастую осуществляемая многоступенчатым сжатием, и улучшенная подготовка качества газа, поступающего из недр.

3.4.3. Технологическая структура компрессорных станций

Компоновки технологического оборудования КС (КЦ) могут отличаться друг от друга. Однако, существует классический набор оборудования, которой в том или ином виде в обязательном порядке присутствует на всех КС (рис. 3.4.1). Основными технологическими объектами КС являются:

- технологические трубопроводы КС;
  - узел подключения;
    - камеры приёма и запуска внутритрубных устройств;

  - входные и выходные шлейфы;
  - запорная арматура;
- установка очистки технологического газа;
  - пылеуловители;
  - фильтры-сепараторы;
- установки охлаждения технологического газа (аппараты воздушного охлаждения газа);
- газоперекачивающие агрегаты;
  - привод;
    - газотурбинный;
    - электроприводной;
    - поршневой;
  - центробежный нагнетатель;
- энергетическое оборудование;
  - трансформаторная подстанция;
  - распределительное устройство;
  - аварийная электростанция;
- вспомогательное оборудование;
  - склад ГСМ с маслохозяйством;
  - котельная;
  - воздушный компрессор;
  - блок подготовки пускового, топливного и импульсного газа.

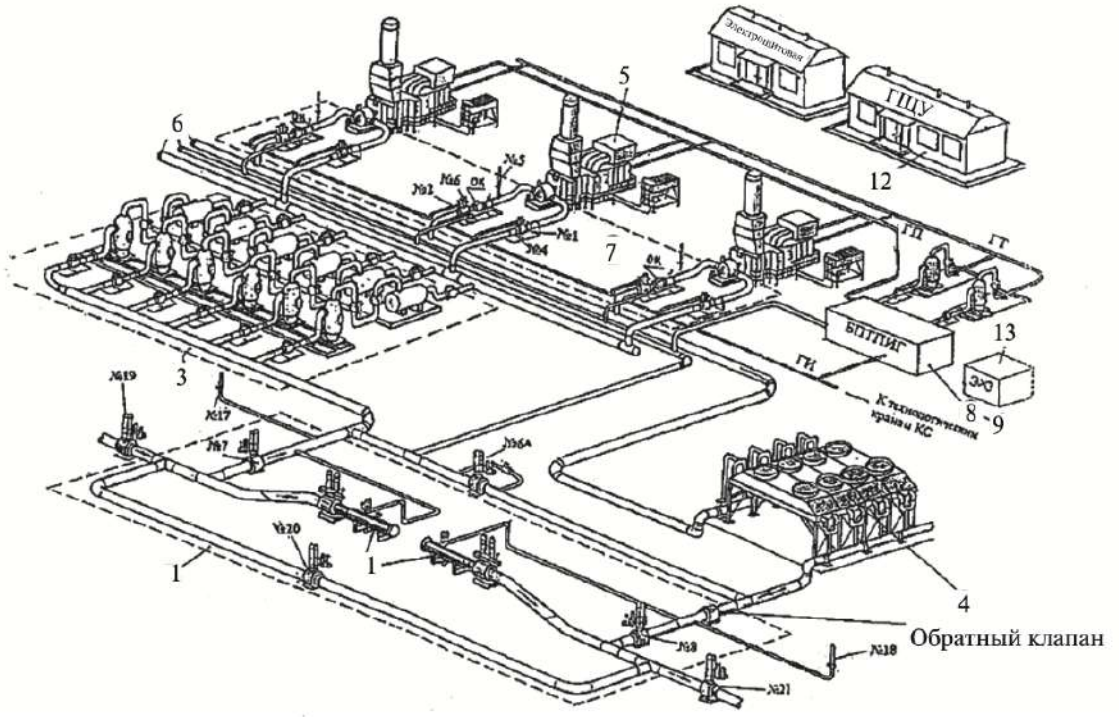


Рис. 3.4.1. Компоновка основного оборудования компрессорной станции.

Узел подключения КС к магистральному газопроводу (1) состоит из двух охранных кранов (№ 19 и № 21), обводного (байпасного) крана (№ 20), обратного клапана, входного крана (№ 7) и выходного крана (№ 8) с кранами стравливания газа (свеча) из технологического контура КС (№ 17 и № 18). В компоновку узла

подключения часто входят камеры приёма и запуска очистных устройств и внутритрубных диагностических снарядов (2).

Установка очистки технологического газа (3) может иметь различный состав оборудования. Классической можно считать компоновку, состоящую из пылеуловителей и фильтров-сепараторов. Основным назначением оборудования является очистка технологического газа от механических примесей и влаги перед его подачей к газоперекачивающим агрегатам.

Установка охлаждения технологического газа или аппараты воздушного охлаждения газа (АВО). Это оборудование предназначено для охлаждения газа после его компримирования в центробежных нагнетателях (4).

Газоперекачивающие агрегаты (5) состоят из центробежного нагнетателя и его привода.

Блок подготовки пускового, топливного и импульсного газа (8, 9) предназначен для очистки, осушки, понижения давления газа, необходимого для пусковых турбодетандерных установок, камер сгорания газоперекачивающих агрегатов и газа, предназначенного для управления запорной арматурой технологических трубопроводов КС и других приборов.

В состав энергетического оборудования КС входит понижающая трансформаторная установка, обеспечивающая снижение напряжения с питающих линий электропередач, распределительное устройство, где установлены вводные и распределительные отключающие устройства и аварийная электростанция, обеспечивающая электроэнергией КС при аварийных отключениях внешних питающих линий электропередач.

Склад ГСМ с маслохозяйством переназначены для обеспечения газоперекачивающих агрегатов необходимым количеством подготовленного для эксплуатации масла. На складе ГСМ находится несколько емкостей с чистым, регенерированным и отработанным маслом. Маслохозяйство представляет собой отдельное помещение или блок, в котором расположены насосы и установки по очистке масла от механических примесей и воды.

Котельная на КС наряду с установками утилизации тепла газоперекачивающих агрегатов необходима для подготовки горячей воды направляемой на обогрев промышленных объектов и служебно-бытовых помещений КС.

3.4.3.1. Технологические трубопроводы компрессорных станций

Узел подключения КС к магистральному газопроводу, установка очистки технологического газа, установка охлаждения технологического газа, газоперекачивающие агрегаты и другое оборудование КС соединены между собой трубопроводами с установленной на них запорной арматурой, которые называются технологические трубопроводы КС или трубопроводы технологической обвязки КС.

Запорная арматура

Трубопроводная арматура (краны, вентили, задвижки, клапаны и т. д., (см. стр. 585) представляют собой устройства, предназначенные для управления потоками газа (отключение и включение участков трубопроводов, аппаратов, оборудования) на трубопроводах КС.

Виды запорной арматуры КС

Запорная арматура технологических трубопроводов КС подразделяется на четыре группы: охранная; общестанционная; режимная; агрегатная.

Охранные краны предназначены для автоматического отключения КС от магистрального газопровода при аварийных ситуациях.

Общестанционные краны установлены на узле подключения КС к магистральному газопроводу и служат для отключения КС от газопровода и стравливания газа из технологической обвязки в атмосферу. К общестанционным относятся также краны, обеспечивающие работу КС на «станционное кольцо».

Режимные краны обеспечивают возможность изменения схемы работы КС и выбора групп работающих ГПА. Режимные краны, в основном, существуют в схемах обвязки КС с не полнонапорными ЦБН.

Агрегатные краны относятся непосредственно к обвязке нагнетателя и обеспечивают его подключение к технологическим трубопроводам КС.

3.4.3.2. Схемы технологической обвязки компрессорных станций

В зависимости от применяемых на КС типов нагнетателей (полнонапорных, не полнонапорных) различают два основных вида технологических схем с параллельной и последовательной обвязкой ГПА.

Схема с параллельной обвязкой ГПА применяется для полнонапорных, а с последовательной обвязкой для неполнонапорных ЦБН.

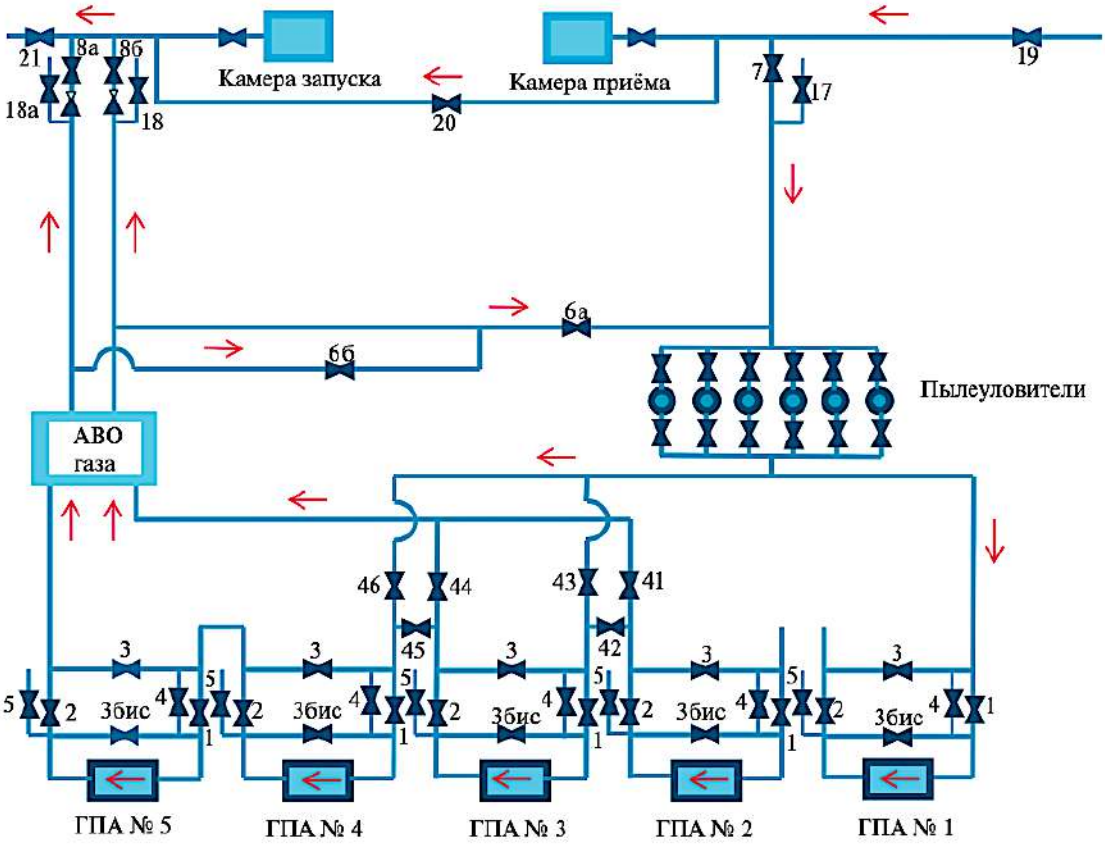


Рис. 3.4.2. Принципиальная технологическая схема КС с последовательной обвязкой ГПА с неполнонапорными центробежными нагнетателями.

При использовании неполнонапорных ЦБН может возникнуть необходимость поднять давление на выходе КС за счёт использования двухступенчатого сжатия. В этом случае с использованием, так называемых режимных кранов (№41–№46) собирается схема последовательной работа двух и даже трёх ГПА, когда газ с выхода ЦБН одного ГПА подаётся на вход ЦБН другого ГПА.

Краны в схеме обвязки нагнетателей с не полнонапорными нагнетателями имеют следующее назначение и нумерацию (рис. 3.4.2):

- №1 – устанавливается на входном трубопроводе и служит для подачи газа в ЦБН;
- №2 - устанавливается на выходном трубопроводе и служит для подачи газа из ЦБН;
- №3 – обводной (байпасный) кран существует в схемах только с неполнонапорными нагнетателями и предназначен для соединения в группы из 2-х или 3-х последовательно работающих ГПА;
- №3 бис - обводной (байпасный) кран переставляется только в период пуска и остановки ГПА. Время его нахождения в открытом положении должно быть минимальным, чтобы не допустить перегрев контура ЦБН;
- №4 - обводной (байпасный) кран для крана №1 предназначен для заполнения контура нагнетателя газом перед пуском ГПА в работу;
- №5 – свечной кран. Установлен на нагнетательном трубопроводе до крана №2, предназначен для продувки (стравливания воздуха и газо-воздушной смеси) контура ЦБН перед пуском и сброса газа в атмосферу при остановках ГПА;
- №6 – краны группы 6-х кранов соединяют входной и выходной шлейфы (трубопроводы между КЦ и узлом подключения) и предназначены для вывода работающих ГПА на малое станционное кольцо.

При использовании полнонапорных нагнетателей технологическая схема предполагает только их параллельную работу. Схема обвязки центробежных нагнетателей значительно упрощается из-за отсутствия кранов № 3 и № 3 бис. Вместо них используется кран № 6, выполняющий функцию разгрузки ЦБН при пусках и остановках ГПА.

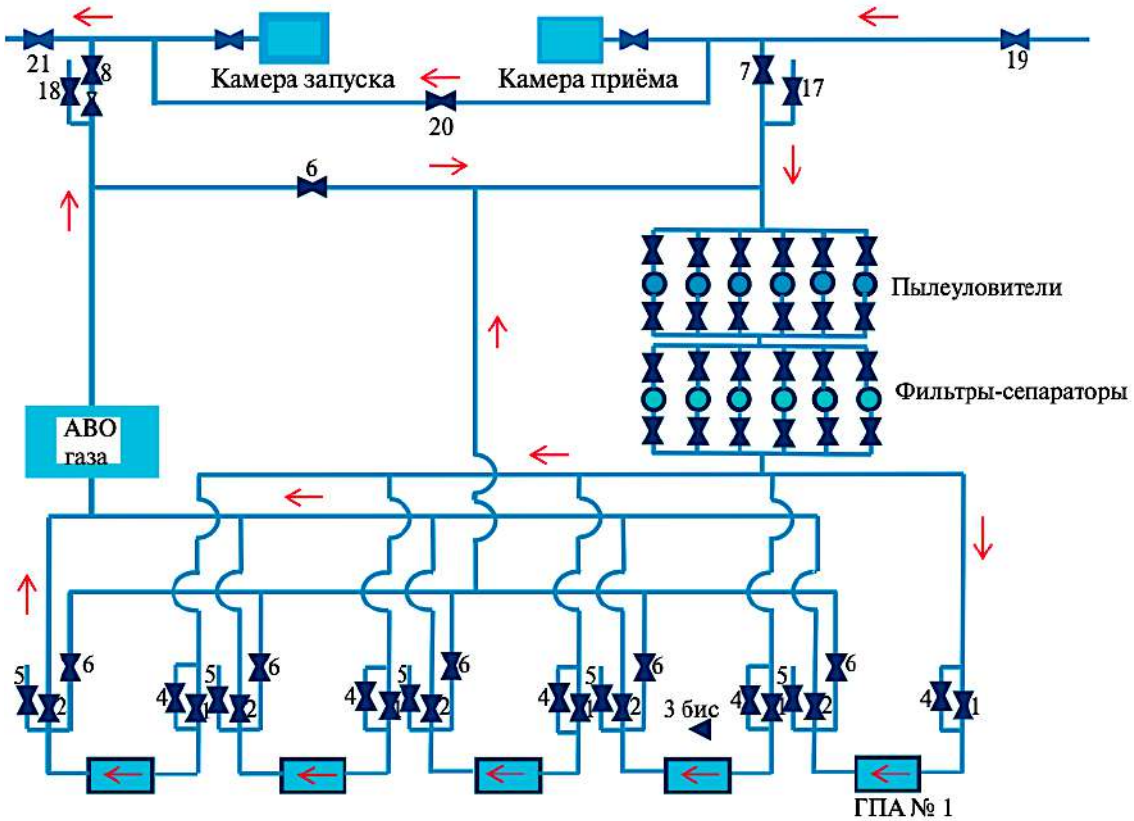


Рис. 3.4.3. Принципиальная технологическая схема КС с параллельной обвязкой ГПА с полнонапорными центробежными нагнетателями.

3.4.3.3. Узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу

Основным назначением узла подключения является:

- отключение технологических газопроводов КС от магистрального газопровода;
- перепуск газа мимо КС для осуществления транспорта газа;
- выпуск (стравливание) газа из технологических трубопроводов КС в атмосферу;
- приём и запуск очистных устройств и внутритрубных диагностических снарядов.

Отключение технологических трубопроводов КС от МГ возможно:

- при аварийных или нештатных ситуациях на оборудовании КС;
- проведение работ по ремонту, модернизации, реконструкции оборудования КС;
- определённых технологических режимах работы ГТС (работа КС на проход).

Отключение от магистральных газопроводов технологических трубопроводов КС со стравливанием газа из них может происходить как автоматически (при аварийных и нормальных остановках КС), так и вручную при проведении ремонтных работ на газопроводах подключения.

Узлы подключения располагаются на достаточном расстоянии от КС в соответствии с требованиями СТО Газпром 2–2.1–249–2008 [80].

Нумерация технологической запорной арматуры (в том числе и на узле подключения) в зависимости от её назначения принята единая для всех КС (СТО Газпром 2–3.5–454–2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов» [81].

Назначение и нумерация запорной арматуры узла подключения:

- охранные краны № 19 и № 21 – предназначены для отключения всей охранной зоны КС от магистрального газопровода;
- входной кран № 7 – предназначен для отключения входных технологических трубопроводов КС (трубопроводы до ЦБН) от магистрального газопровода;
- выходной кран № 8 – предназначен для отключения выходных технологических трубопроводов КС (трубопроводы после ЦБН) от магистрального газопровода;
- обводной (байпасный) кран № 20 – предназначен для соединения магистрального газопровода при неработающей КС (кран № 7 и № 8 закрыты) и обеспечения транспорта газа. В этом случае говорят, что КС «работает на проход». Также через кран № 20 газ поступает с выхода (кран № 8) на вход (кран № 7) при пуске КС. В этом случае КС работает без нагрузки, и говорят, что она «работает на кольцо»;
- свечной кран № 17 – предназначен для стравливания газа с входных технологических трубопроводов КС (трубопроводы до ЦБН). Этот кран работает в противофазе с краном № 7. Кран может быть открыт только тогда, когда закрыт кран № 7 и наоборот;
- свечной кран № 18 – предназначен для стравливания газа с выходных технологических трубопроводов КС (трубопроводы после ЦБН). Этот кран

работает в противофазе с краном № 8. Кран может быть открыт только тогда, когда закрыт кран № 8 и наоборот;

- краны, установленные перед камерами приёма и запуска очистных устройств и внутритрубных диагностических снарядов – предназначены для отключения этих камер от магистрального газопровода.

Камеры приёма и запуска внутритрубных устройств

Камеры приёма и запуска очистных устройств и диагностических снарядов (внутритрубных устройств) предназначены для периодического их запуска в трубопровод и приёма из трубопровода (рис.3.4.4). Камеры устанавливаются на узлах подключения КЦ КС или на отдельных магистральных газопроводах.

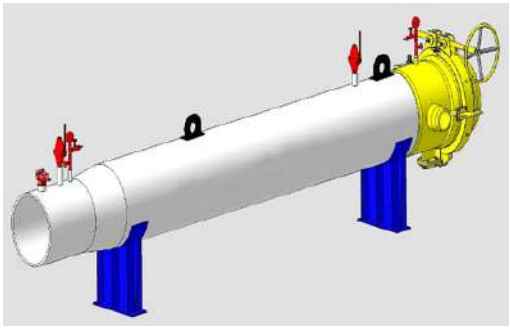


Рис. 3.4.4. Общий вид камеры приёма внутритрубного снаряда

По месту расположения технологических патрубков к направлению движения газа камеры изготавливаются двух исполнений: левом и правом.

Современные камеры оборудуются грузоподъемными механизмами, механическими устройствами доставки внутритрубных снарядов внутрь камеры и извлечения их из камеры (рис. 3.4.5).

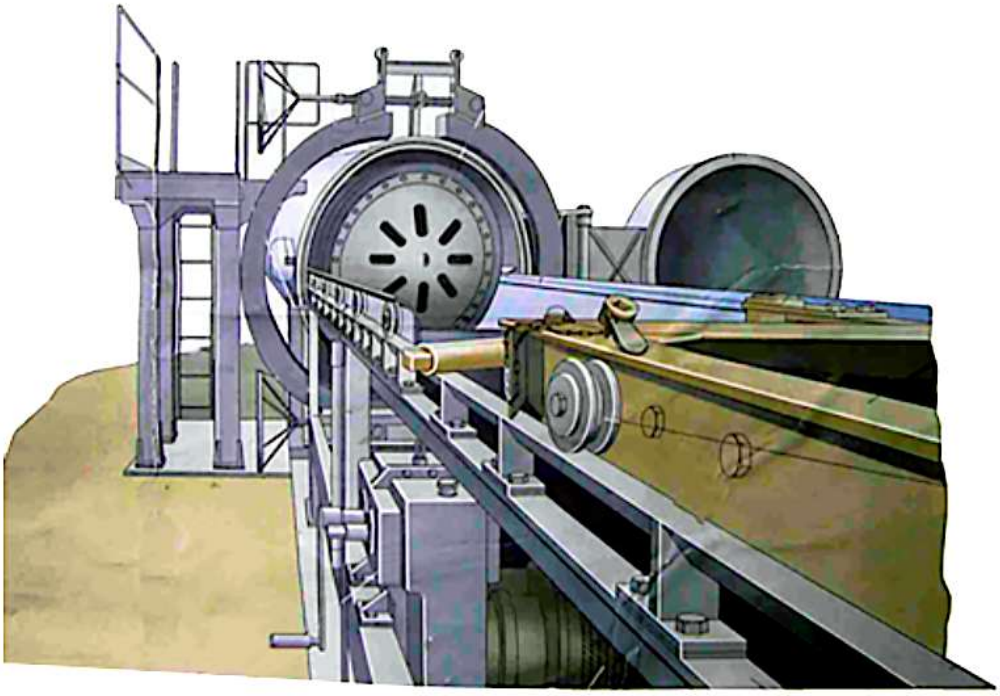


Рис. 3.4.5. Камера приёма внутритрубного устройства

Камеры приёма и запуска внутритрубных устройств соединены трубопроводами с технологической обвязкой узла подключения КС или магистральным газопроводом (рис. 3.4.6). Путём увеличения или уменьшения количества газа, подаваемого по этим трубопроводам в камеру, обслуживающий персонал изменяет скорость движения внутритрубного снаряда при его приёме или запуске.

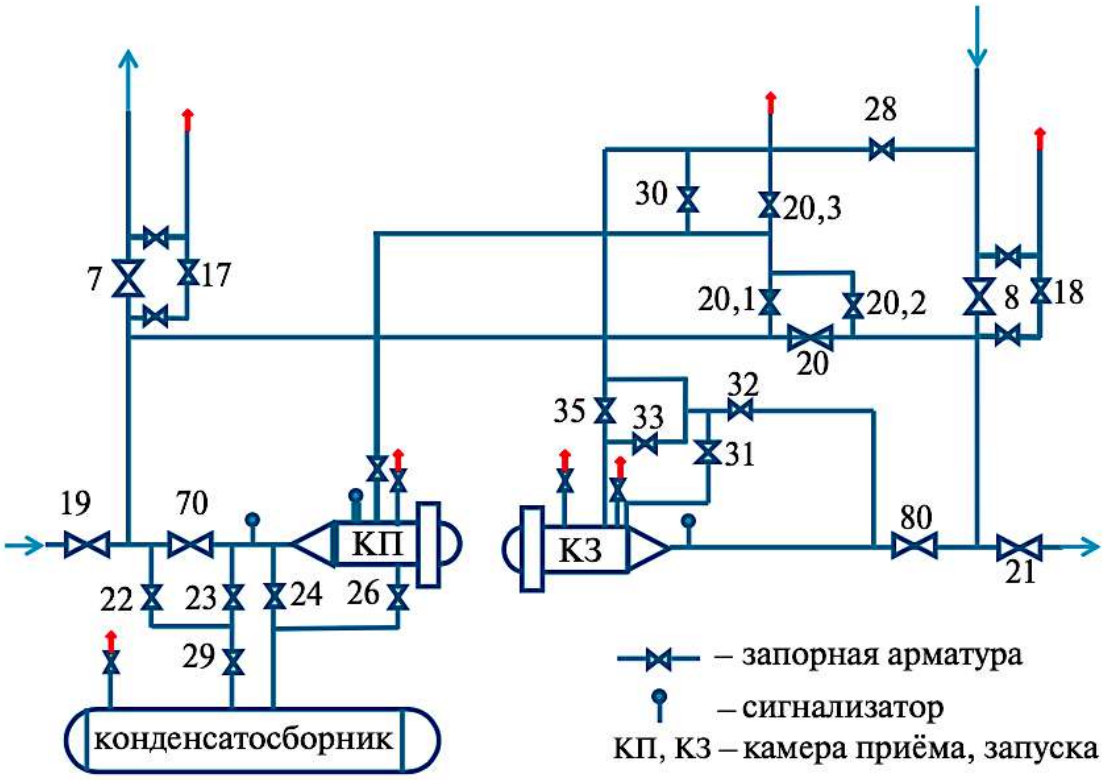


Рис. 3.4.6 Пример схемы обвязки камер приёма и запуска внутритрубных устройств

На объектах ГТС используются стационарные камеры приёма и запуска внутритрубных устройств отечественного (Салаватнефтемаш, Волгограднефтемаш) и зарубежного производства Premotechnika, ФРГ; Stell Works, Япония; Spirtek, Италия) производства.

При внутритрубной дефектоскопии МГ, не оборудованных стационарными камерами приёма и запуска внутритрубных устройств, используют временные узлы запуска и приёма внутритрубных устройств, которые могут состоять из затвора быстродействующего байонетного типа (производство ООО «УралКомплектСервис»), инвентарной камерой заводского изготовления, концевым шаровым краном. Установка временных камер осуществляется только на период выполнения работ, по окончании работ узел демонтируется. Использование временных узлов регламентируется СТО Газпром 2-3.5-034-2005 «Типовая инструкция выполнения работ по пропуску очистных устройств и средств внутритрубной дефектоскопии с использованием временных узлов пуска и приёма».

3.4.3.4. Установка очистки технологического газа

Несмотря на подготовку природного газа при его добыче на промыслах, в процессе транспортировки в газе появляются различные примеси: песок, сварной шлам, конденсат тяжёлых углеводородов, вода, масло и т. д. Поэтому на каждой КС предусмотрена система очистки технологического газа, которая состоит из двух ступеней: пылеуловители и фильтры-сепараторы.

Пылеуловители

В качестве пылеуловителей на КС могут использоваться масляные пылеуловители или циклонные пылеуловители.

Масляные пылеуловители работают по принципу мокрого улавливания разного рода примесей, находящихся в газе (рис. 3.4.7). Примеси, смоченные маслом, сепарируются из потока газа, само масло очищается, регенерируется и вновь направляется в масляный пылеуловитель. Очищаемый газ поступает в нижнюю секцию пылеуловителя, ударяется в отбойный козырёк (8) и, соприкасаясь с поверхностью масла, меняет направление своего движения. При этом наиболее крупные частицы остаются в масле. С большой скоростью газ проходит по контактным трубкам (3) в осадительную секцию (II), где скорость газа резко снижается и частицы пыли по дренажным трубкам стекают в нижнюю часть пылеуловителя (I). Затем газ поступает в отбойную секцию (III), где в сепараторном устройстве (1) происходит его окончательная очистка.

Несмотря на высокую степень очистки (97–98%) такие пылеуловители имеют свои недостатки: наличие постоянного безвозвратного расхода масла, необходимость очистки масла и его подогрев в зимнее время эксплуатации.

Начиная с 80-х годов XX столетия на КС начали широко применяться циклонные пылеуловители, работающие на принципе использования инерционных сил для улавливания взвешенных частиц (рис. 3.4.8).

Циклонные пылеуловители более просты в обслуживании, чем масляные. Однако эффективность очистки в них зависит от режима их работы. Отклонение количества газа, проходящего через пылеуловитель при определённом давлении от рассчитанного максимума или минимума, резко снижает степень очистки.

Циклонный пылеуловитель состоит из двух секций: нижней отбойной (6) и верхней осадительной (1*)*, где происходит окончательная очистка газа от примесей. В нижней секции находятся циклонные трубки (4).

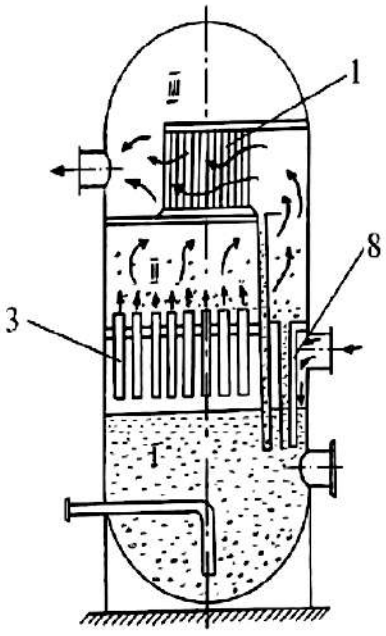


Рис. 3.4.7. Масляный пылеуловитель

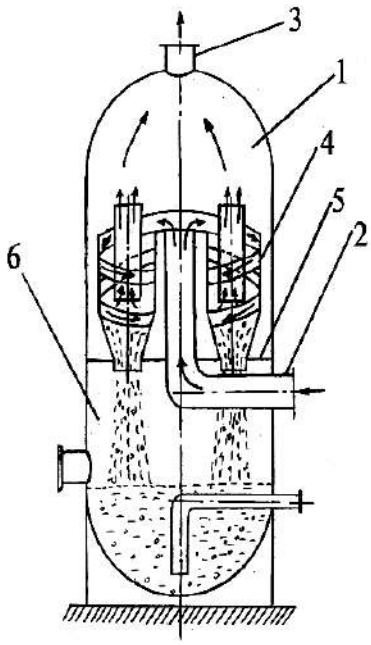


Рис. 3.4.8. Циклонный пылеуловитель

Газ через входной патрубок (2) поступает в аппарат к распределителю и приваренным к нему звездообразно расположенным циклонам (4), которые неподвижно закреплены в нижней решётке (5). В цилиндрической части циклонных труб газ, подводимый по касательной к поверхности, совершает вращательное движение вокруг внутренней оси труб циклона. Под действием центробежной силы

твёрдые частицы и капли жидкости отбрасываются от центра к периферии и по стенке стекают в коническую часть циклона и далее в нижнюю секцию (6) пылеуловителя. Газ после циклонных трубок поступает в верхнюю осадительную секцию (1) пылеуловителя, и затем, уже очищенный, через патрубок (3) выходит из аппарата.

Фильтры-сепараторы

В качестве второй ступени очистки используют фильтры-сепараторы, установленные последовательно после пылеуловителей (рис. 3.4.9).

В процессе эксплуатации необходимо контролировать уровень отсепарированной жидкости через датчики, закреплённые на штуцерах *(9)*, и своевременно её удалять через дренажные штуцеры.

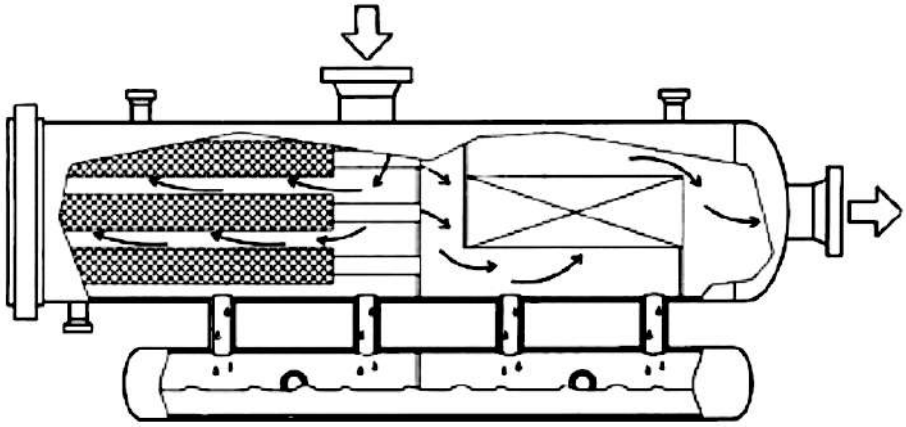


Рис. 3.4.9. Фильтр-сепаратор.

Работа фильтра-сепаратора осуществляется следующим образом: газ после входного патрубка с помощью специального отбойного козырька направляется на вход фильтрующей секции, где происходит коагуляция жидкости и очистка от механических примесей. Через перфорированные отверстия в корпусе фильтрующих элементов газ поступает во вторую фильтрующую секцию - секцию сепарации. Там происходит окончательная очистка газа от влаги, которая улавливается с помощью сетчатых пакетов. Через дренажные патрубки механические примеси и жидкость удаляются в нижний дренажный сборник и далее в подземные ёмкости.

В процессе эксплуатации происходит улавливание механических примесей на поверхности фильтр-элементов, что приводит к увеличению перепада давления на них. При достижении максимального перепада давления необходимо произвести замену фильтр-элементов в фильтре сепараторе.

3.4.3.5. Установка охлаждения технологического газа

Компримирование газа на КС приводит к повышению его температуры на выходе из ЦБН. Значение этой температуры зависит от степени сжатия ЦБН и начальной температуры газа. Отрицательное влияние высокой температуры выражается в воздействии на изоляционное покрытие трубопроводов и увеличении затрат на транспортировку газа.

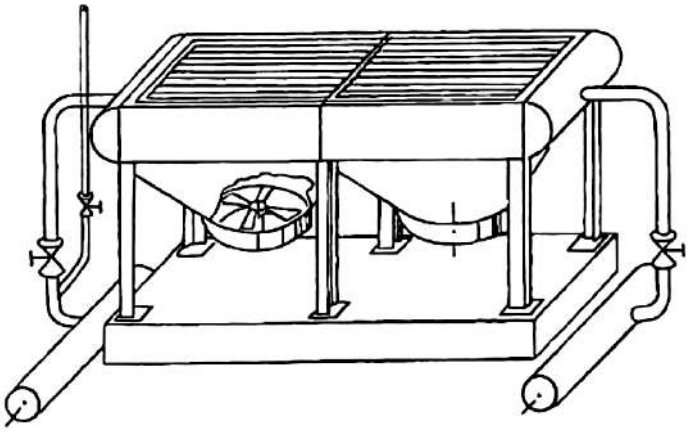


Рис. 3.4.10. Аппарат воздушного охлаждения газа.

Охлаждение технологического газа можно осуществлять в холодильных установках различных систем и конструкций. Наибольшее распространение на КС получили аппараты воздушного охлаждения газа (АВО) (рис. 3.4.10).

АВО работает следующим образом: на опорных металлических конструкциях закреплены трубчатые теплообменные секции. По трубкам теплообменной секции пропускается транспортируемый газ, а через межтрубное пространство теплообменной секции с помощью вентиляторов, приводимых во вращение электродвигателями, прокачивается воздух. За счёт теплообмена между нагретым при сжатии в ЦБН газом, движущимся в трубках, и наружным воздухом, движущимся по межтрубному пространству, происходит охлаждение технологического газа.

АВО различных типов имеют свои конструктивные особенности.

АВО подразделяются на три основных типа: горизонтальные, зигзагообразные, малопоточные.

АВО собирается в целые секции, которые подключаются к технологическим трубопроводам КС после ЦБН (рис. 3.4.11).

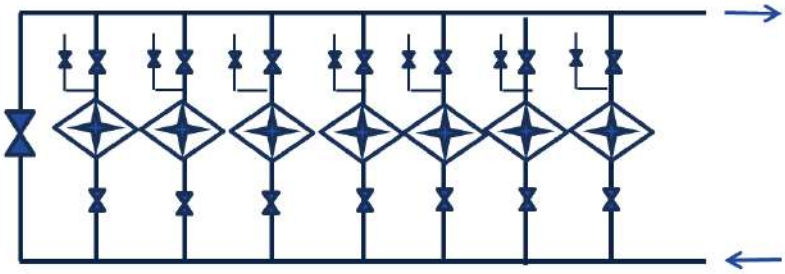


Рис. 3.4.11. Секция аппаратов воздушного охлаждения газа КС.

3.4.3.6. Газоперекачивающие агрегаты

Газоперекачивающий агрегат – сложная энергетическая установка, предназначенная для компремирования (сжатия) природного газа, поступающего на КС по магистральному газопроводу. Основными узлами ГПА являются центробежный нагнетатель и его привод.

Типы газоперекачивающих агрегатов

Основное разделение ГПА производится по типу привода:

- на газотурбинные установки (ГТУ);
  - стационарные;
  - авиационные;
  - судовые;

- электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА);
- газомоторные установки (компрессора) (ГМК).

Газотурбинные установки

К первой группе относятся ГПА с приводом центробежного нагнетателя (ЦБН) от газовой турбины. В свою очередь ГТУ делятся на подгруппы:

- стационарные;
- авиационные;
- судовые.

Стационарные газотурбинные установки

Стационарные ГТУ — это специально созданные установки для использования на магистральных газопроводах в качестве привода ЦБН.

В настоящее время на ГТС ЕСГ используются следующие типы стационарных ГТУ:

Таблица 3.4.1

Стационарные газотурбинные установки

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Изготовитель ГПА	Единичная мощность, МВт	Примечание
1	Центавр Т-3002	Центавр Т-3002	Солар	2,6	
2	Центавр Т-4500	Центавр Т-4500	Солар	3	
3	Центавр Т-4700	Центавр Т-4700	Солар	3,3	
4	ГТК-5	ГТК-5	Невский завод	4,4	
5	Таурус-60S	Таурус-60S	Солар	5,2	
6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	Невский завод	6	
7	ГТ-750-6А2				
8	ГТ-750-6М				
9	Аврора		ЧКД		
10	Дон-1				
11	Ладога				
12	ГТ-6-750	ГТ-6-750	ЗАО УТЗ	6	
13	ГТН-6	ГТН-6	ЗАО УТЗ	6,3	
14	Дон-2	Дон	ЧКД	6,5	
15	Дон-3				
16	ГТК-10ИР	ГТК-10ИР	Джон Браун, АЕГ Канис, Нуово Пиньоне, Дженерал Электрик, Хитачи, Ингерсол Рэнд	9,5	С дополнительно установленными регенераторами
17	ГТК-10-2	ГТК-10	Невский завод, ЛМЗ, ОАО «Дальэнергомаш»	10	Реконструкция ГТК-10
18	ГТК-10-4				
19	ГТК-10М				
20	ГТК-10Р				
21	ГТНР-10				
22	ГТК-10И	ГТК-10И	Джон Браун, АЕГ Канис, Нуово Пиньоне, Дженерал Электрик, Хитачи	10	
23	ПЖТ-10	ПЖТ-10	Нуово Пиньоне	10	
24	ГТН-16	ГТН-16	ЗАО УТЗ	16	

Окончание табл. 3.4.1

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Изготовитель ГПА	Единичная мощность, МВт	Примечание
26	ГТН-16М1				
27	ГТНР-16	ГТНР-16	Невский завод	16	
28	ГТК-25ИР	ГТК-25ИР	Нуово Пиньоне, Джон Браун, АЕГ Канис	22,2	С доустановленными регенераторами
29	ГТК-25НП Р		Нуово Пиньоне		
30	ГТК-25ДБ Р		Джон Браун		
31	ГТК-25АЕГ Р		АЕГ Канис		
32	ГТНР-25И (В)	ГТНР-25И(В)	Нуово Пиньоне	22,2	Комплектный ГПА для КЦ ООО «ГТ Волгоград», ООО «ГТ Казань», «ГТ Чайковский»
33	ГТК-25И	ГТК-25И	Нуово Пиньоне, Джон Браун, АЕГ Канис	24	
34	ГТК-25НП		Нуово Пиньоне		
35	ГТК-25ДБ		Джон Браун		
36	ГТК-25АЕГ		АЕГ Канис		
37	ГТНР-25И (С)	ГТНР-25И(С)	Нуово Пиньоне	24,6	Комплектный ГПА для КЦ ООО «ГТ Югорск»
38	ГТН-25	ГТН-25	Невский завод	25	
39	ГТН-25/76				
40	ГТН-25-1	ГТН-25-1	ЗАО УТЗ	25	
41	Балтика-25	Балтика-25	Сименс индастриал турбомашинри	25	
42	ГПА-32 "Ладога"	ГПА-32 "Ладога"	РЭПХ	32	

Авиационные газотурбинные установки

К авиационным ГТУ относятся ГПА, приводом которых служит газовая турбина авиационного типа, специально реконструированная для использования на КС.

В настоящее время на КС ГТС ЕСГ используются следующие типы авиационных ГТУ:

Таблица 3.4.2

Авиационные газотурбинные установки

№ п.п.	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
1	ГПА-4 ПХГ Урал	ГПА-4 Урал	Д-30	Искра, (ПМЗ)	4	Блочно-комплектный ГПА
2	ГПА-Ц-4,0А/76-1,7	ГПА-Ц-4	Д-336-2-4	СНПО, (Мотор Сич)	4	
3	ГПА-Ц-6,3	ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	СНПО, (Кузнецов)	6,3	Блочно-комплектный ГПА
4	ГПА-Ц-6,3А		Д-336-2Т	СНПО, (Мотор Сич)		КМЧ
5	ГПА-Ц-6,3Б		НК-14СТ	СНПО, (Кузнецов)		без замены СПЧ

Продолжение табл. 3.4.2

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
6	ГПА-Ц-6,3В		НК-12СТ	СНПО, (Кузнецов)		
7	ГПА-Ц-8	ГПА-Ц-8	НК-14СТ-8	СНПО, (Кузнецов)	8	Блочно-комплектный ГПА или КМЧ
8	ГПА-Ц-8Б					ГПА-Ц-6,3 с НК-14СТ, 8,0 МВт и повышением Q ЦБН
9	ТКА-Ц-8БД/0,3-8,16	ТКА-Ц-8БД/0,3-8,16	НК-14СТ	СНПО, (Кузнецов)	8	
10	ГПА Ц10Б	ГПА-Ц-10	НК-14СТ-10	СНПО, (Кузнецов)	10	ГПА-Ц-6,3 с НК-14СТ, 8,0 МВт и повышением Q ЦБН
11	ГПА-Ц-10					
12	ГПА-Ц-10БД/56-1,44					
13	ГПА-10 ПХГ Урал	ГПА-10 Урал	ПС-90ГП-3	Искра, (ПМЗ)	10	Блочно-комплектные ГПА
14	ГПА-10 ДКС-04К Урал					
15	ГПА-10ДКС-01,02 и т.п.					
16	ГПА-12 Урал	ГПА-12 Урал	ПС-90ГП-1	Искра, (ПМЗ)	12	Блочно-комплектные ГПА
17	ГПА-12-01и т.п.					в т. ч. «сухой» ЦБН
18	ГПА-12М Урал					
19	ГПА-12ПЦ (Урал)					
20	ГПА-16/12В Урал					КС «Белоусово» ст. №3
21	ГПА-Ц-16/12 Урал					КС «Тума» – 2 ГПА; КС «Краснодарская» – ЦБН МХИ
22	ГПА-12Р Урал	ГПА-12Р Урал	ПС-90ГП-1	Искра, (ПМЗ)	12	Реконструкция ГТК-10 с ЦБН-235
23	ГПА-12Р1 Урал					
24	ГПА-Ц-16 с ГТУ-12П			СНПО (ПМЗ)		Реконструкция ГТК-10 с ЦБН-370-18
25	ГПА-12Р2 Урал	ГПА-12Р Урал	ПС-90ГП-1	Искра, (ПМЗ)	12	Реконструкция ГТК-10 с ЦБН-370-18
26	ГПА-12/16РТ Урал					
27	Коберра 182	Коберра-182	AVON-101	Купер Роллс, (Роллс-Ройс)	12,9	
28	ГПА-16 "Арлан"	ГПА-16 "Арлан"	АЛ-31СТН	Сатурн, (УМПО, Сатурн)	16	
29	ГПА-Ц-16	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	СНПО, (Кузнецов, КМПО)	16	
30	ГПА-Ц-16 НК-18		НК-16-18СТ НК-16-18СТД		16	Без замены СПЧ
31	ГПА-Ц-16ПМ	ГПА-Ц-16Р ПС	ПС-90ГП-2	СНПО, (ПМЗ)	16	

Продолжение табл. 3.4.2

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
32	ГПА-Ц-16 с ГТУ-16П					
33	ГПА-Ц-16АЛ	ГПА-Ц-16АЛ	АЛ-31СТ	СНПО, (УМПО, Сатурн)	16	Блочно-комплектный ГПА
34	ГПА-Ц1-16Л/76-1,44					
35	ГПА-Ц16 РН	ГПА-Ц-16АЛ	АЛ-31СТ	СНПО, (УМПО, Сатурн)	16	Блочно-комплектный ГПА
36	ГПА-16 Волга	ГПА-16 Волга	НК-38СТ	КМПО (Кузнецов, КМПО)	16	Блочно-комплектный ГПА
37	ГПА-16 Волга НК-16		НК-16СТ			
38	ГПА-16 Нева	ГПА-16 Нева	АЛ-31СТ	Кировэнергомаш, (УМПО, Сатурн)	16	Блочно-комплектный ГПА
39	ПЖТ-21С	ПЖТ-21С	АЛ-31СТ	Нуово Пиньоне – Сатурн, (УМПО, Сатурн)	16	Блочно-комплектный ГПА
40	ГПА-16Р-АЛ Урал	ГПА-16Р АЛ	АЛ-31СТ	УМПО, ЗАО "Искра-Турбогаз" (УМПО, Сатурн)	16	Реконструкция ГТК-10-4 (КС Московo 3№2)
41	ГПА-16Р Уфа					Реконструкция ГТК-10-4
42	ГПА-16Р-01 Уфа					
43	ГПА-16АЛ-02 УРАЛ	ГПА-16 Урал	АЛ-31СТН	Искра (УМПО, Сатурн)	16	Блочно-комплектные ГПА
44	ГПА-16 Урал		ПС-90ГП-2	Искра, (ПМЗ)		
45	ГПА-16-01,02 и т.п.					
46	ГПА-16 Урал ДКС 02					
47	ГПА-16 ДКС 04 Урал					
48	ГПА-16 ДКС-03 Урал					
49	ГПА-16 ДКС 06 Урал					
50	ГПА-16 ДКС 07 Урал					
51	ГПА-16 ДКС-08 Урал					
52	ГПА-16 ДКС-09 Урал					
53	ГПА-16М Урал					
54	ГПА 16М-06 "Урал"					
55	ГПА-16М-10 Урал					

Окончание табл. 3.4.2

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
56	ГПА-16РП 03 "Урал"					
57	ГПА-16НК Урал	ГПА-16 Урал	НК-16-18СТ	Искра (Кузнецов, КМПО)	16	КС «Белоусово» ст. № 2
58	ГПА-16В Урал					
59	ГПА-16Р Урал	ГПА-16Р Урал	ПС-90ГП-2	Искра (ПМЗ)	16	Реконструкция ГТК-10-4 с ЦБН-235
60	ГПА-16Р1 Урал					
61	ГПА-16РП Урал					
62	ГПА-Ц-16РС	ГПА-Ц-16Р НК38	НК-38СТ	СНПО (Кузнецов, КМПО)	16	Реконструкция ГПА-Ц-16
63	ГПА-Ц-16Р НК38					
64	ГПА-Ц16/18	ГПА-Ц-18	НК-16-18СТ НК-16-18СТД	СНПО (Моторостроитель, КМПО)	18	ГПА-Ц-16 с заменой привода на НК-16/18СТ и повышением производительности ЦБН
65	ГПА-Ц-25	ГПА-Ц-25	НК-36СТ	СНПО (Кузнецов)	25	Блочно-комплектный ГПА
66	ГПА-Ц-25БД-76/1,44М					
67	ГПА-Ц-25НК-Р.С	ГПА-Ц-25 РС	НК-36СТ	Самара-Авиагаз (Кузнецов)	25	КС «Арская» цех № 6
68	ГПА-25Р НК	ГПА-25Р НК	НК-36СТ	Невский завод (Кузнецов)	25	Реконструкция ГТН-25
69	ГПА "Нева-25НК-Р"					
70	ГПА-Ц-25НК-Р					
71	ГПА-25"Урал"	ГПА-25 Урал	ПС-90ГП-25	Искра (ПМЗ)	25	
72	ГПА-25Р-ПС Урал	ГПА-25Р Урал	ПС-90ГП-25	Искра (ПМЗ)	25	
73	ГПА RB 211	RB211-6562DLE	RB211-6562 DLE	Роллс-Ройс (США)	27	КС «Портовая»
74	ГПА TRENT 60	TRENT 60DLE	TRENT 60 DLE	Роллс-Ройс (США)	52	

Судовые газотурбинные установки

К судовым ГТУ относятся ГПА, где в качестве привода используется модернизированная газовая турбина судового типа.

В настоящее время на КС ГТС ЕСГ используются следующие типы судовых ГТУ:

Таблица 3.4.3

Судовые газотурбинные установки

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
1	ГПА-4РМ	ГПА-4 РМ	ГТД-4 РМ	Сатурн	4	
2	ГПА-4РМП					
3	ГПА-4РМ-01					
4	ГПА-4РМ-02					
5	ГПА-4РМ-03					
6	ГПА-4РМ-04					
7	ГПА-Ц-6,3РМ	ГПА-Ц-6,3 РМ	ГТД-6,3 РМ	Сатурн	6,3	
8	ГПА-Ц-8Д/20-2,0М1	ГПА-Ц-8 РМ	ГТД-6,3 РМ/8	Сатурн	8	
9	ГПА-10-01	ГПУ-10	ДР-59Л	Констар (Зоря-Машпроект)	10	
10	ГПУ-10					С ЦБН 370
11	ГПУ-10-01					С ЦБН 235
12	ГТД-10 Р/РМ	ГПА-10 РМ	ГТД-10РМ	Сатурн	10	Реконструкция ГПУ-10. КС «Нюксеница» КЦ-4 (название ГТД-10 Р/РМ из АКТа приемки)
13	ГПУ-16	ГПУ-16	ДЖ-59Л2	СНПО (Зоря-Машпроект)	16	Блочно-комплектный ГПА
14	ГПА-Ц1-16С	ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2.1	СНПО (Зоря-Машпроект)	16	
15	ГПА-Ц1-16С/76-1,44 М					
16	ГПА-Ц1-16С/76-1,44 М1					
17	ГПА-Ц1-16С/76-1.44 М2					
18	ГПА-Ц1-16С/76-1,5					
19	ГПА-Ц1-16С/85-1,35 М					
20	ГПА-Ц1-16С/85-1,35 М1					
21	ГПА-Ц1-16С/85-1,37 М					
22	ГПА-Ц1-16С/85-1,5	ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2	СНПО (Зоря-Машпроект)	16	
23	ГПА Ц1-16/С76					
24	ГПА-Ц3-16С					
25	ГПА-Ц5-16С					
26	ГПА-Ц5-16 СД					
27	ГПА-Ц5-16С/76-2,2					

Окончание табл. 3.4.3

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
28	ГПА-Ц5-16С/76-3,0	ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2	СНПО (Зоря-Машпроект)	16	Блочно-комплектный ГПА
29	ГПУ-16С/75-1,5					
30	ГПА-16МЖ.59.01	ГПА-16МЖ	ДЖ-59Л2	СНПО (Зоря-Машпроект)	16	
31	ГПА-16МЖ.59.02					
32	ГПА-16 Волга ДГ-01/В	ГПА-16 Волга ДГ	ДГ-90Л2.1	СНПО (Зоря-Машпроект)	16	
33	ГПА-16-76/1,44 "Волга" ДГ/В					
34	ГПА-16ДГ "Урал"	ГПА-16 ДГ Урал	ДГ-90Л2.1	Искра (Зоря-Машпроект)	16	
35	ГПА-16МГ.90.04	ГПА-16МГ	ДГ-90Л2	СНПО – (Зоря-Машпроект)	16	
36	ГПА-16МГ.90.08					
37	ГПА-16МГ.90.01	Коберра 16 МГ	ДГ-90П1	СНПО – (Зоря-Машпроект)	16	
38	ГПА-25 ДУ	ГПА-25 ДУ	ДУ80Л1	Искра (Зоря-Машпроект)	25	
39	ГПА-25 ДУ.01					
40	ГПА-25/76ДН80Л	ГПА-25 Днепр	ДН-80Л1	ЗАО "Искра-Авигаз" – (Зоря-Машпроект)	25	
41	ГПА-25/76ДН80Л1					
42	ГПА-25ДН-АГ					
43	ГПА-25/76ДН80Л-АГ					
44	ГПА-25ДН"Урал"	ГПА-25ДН"Урал"	ДН-80Л1.1	Искра (Зоря-Машпроект)	25	
45	ГПА-Ц-25СД/76-1,44М	ГПА-Ц-25СД	ДУ80Л1	СНПО (Зоря-Машпроект)	25	
46	ГПА-Ц-25СД/100-1,44М					

Электроприводные газоперекачивающие агрегаты

Ко второй группе относятся ГПА, приводом которых служит электрический двигатель большой мощности.

В настоящее время на ГТС ЕСГ используются следующие типы электроприводных ГПА:

Таблица 3.4.4

Электроприводные газоперекачивающие агрегаты

№ п.п.	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность *МВт*	Примечание
1	7ВКГ-25/5А	7ВКГ-25/5А	Казанькомпрессормаш (Привод)	0,2	ООО «ГТ Краснодар», ДКС «Каневское»
2	7ВКГ-30/7	7ВКГ-30/7		0,2	
3	6ГВ-18/6-17	6ГВ-18/6-17		0,4	
4	СТМ-4000-2	СТД-4000-2	Невский завод, Дальэнергомаш (Привод)	4	
5	СТД-4000				
6	СТД-4000-2				
7	СТД-4000-2 ГРУХЛ4				
8	СТД-4000-23У4				
9	СТД-4000-23УХЛ4				
10	ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р	ЭГПА-4,0	ЗАО "РЭП Холдинг" (ООО "Сименс Электропривод")	4	
11	АЗ-4500-1500	АЗ-4500-1500	Невский завод (Электросила)	4,5	
12	ЭГПА-6,3/8200-56/1,44Р	ЭГПА-6,3	ЗАО "РЭП Холдинг" (ООО "Сименс Электропривод")	6,3	ООО ГТ «Санкт-Петербург», КС «Смоленск» (опытный образец)
13	ЭГПА-Ц-6,3	ЭГПА-Ц-6,3	СНПО (Привод)	6,3	Блочно-комплектный ГПА
14	ЭГПА-Ц-6,3К				Оренбургская ДКС
15	СТД-12500	СТД-12500	Невский завод, Дальэнергомаш (Привод)	12,5	
16	ЭГПА-2-12,5			12,5	Блочно-комплектный ГПА, в индивидуальном здании
17	ЭГПА-12500			12,5	
18	ЭГПА-25РЧ	ЭГПА-25РЧ	ЧКД	25	С регулируемой частотой вращения

Газомоторные газоперекачивающие установки

Третья группа ГПА, которые используются на КС, представляет собой газомоторные установки (поршневые ГПА или газомотокомпрессоры), существенно отличающиеся по компоновке и принципу действия от ГТУ и ЭГПА. Количество таких ГПА с каждым годом становится меньше. Основное место их использования на ДКС ПХГ небольшой производительности.

В настоящее время на КС ГТС ЕСГ используются следующие типы поршневых ГПА:

Таблица 3.4.5

Газомоторные газоперекачивающие агрегаты

№ п.п.	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Изготовитель ГПА	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
1	2ГМ4-7,5/5,5-26	2ГМ	Краснодарский КЗ	0,22	
2	10ГК-1-4	10 ГК	РУМО	0,736	

Окончание табл. 3.4.5

№ п.п.	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Изготовитель ГПА	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
3	10 ГКН	10 ГКН	РУМО	1,1	
4	10 ГКНА				
5	10ГКН 55/125				
6	10ГКНА 55/125				
7	10ГКН-1-5				
8	10ГКНАМ 55/125	10 ГКНАМ	РУМО	1,18	
9	МК-8	МК 8	РУМО	2,06	
10	МК-8М	МК-8М	РУМО	2,2	
11	ГПА JGC/4 + 12VA T2 GL	ГПА JGC/4 + 12VAT27GL	Сименс индастриал турбомашинри	2,334	
12	Caterpillar G3616 TALE	Caterpillar G3616 TALE	Катерпиллар	3,6	
13	Wartsila-28SG (Вяртсила)	Вяртсила	Вяртсила	4,65	

Нагнетатели природного газа

Центробежный нагнетатель природного газа (ЦБН) представляет собой центробежный газовый компрессор и предназначен для компримирования природного газа. Нагнетателями природного газа принято считать лопаточные компрессорные машины с соотношением давления сжатия свыше 1,1 и не имеющие специального устройства для охлаждения газа в процессе его сжатия.

Все нагнетатели, применяемые для транспортировки газа, делятся на неполнонапорные (одноступенчатые) и полнонапорные.

Неполнонапорные ЦБН имеют степень сжатия 1,23–1,27 и используются при последовательной схеме компримирования газа на КС (рис. 3.4.12).

Полнонапорные ЦБН имеют степень сжатия 1,45–1,51 и используются при коллекторной схеме обвязки КС (рис. 3.4.13).

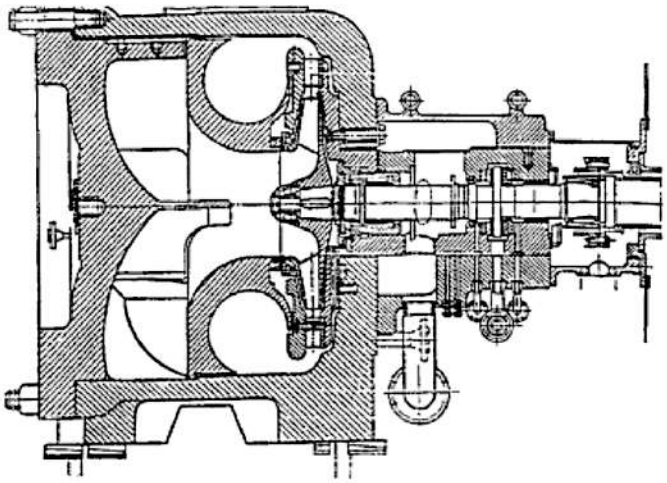


Рис 3.4.12. Неполнонапорный центробежный нагнетатель

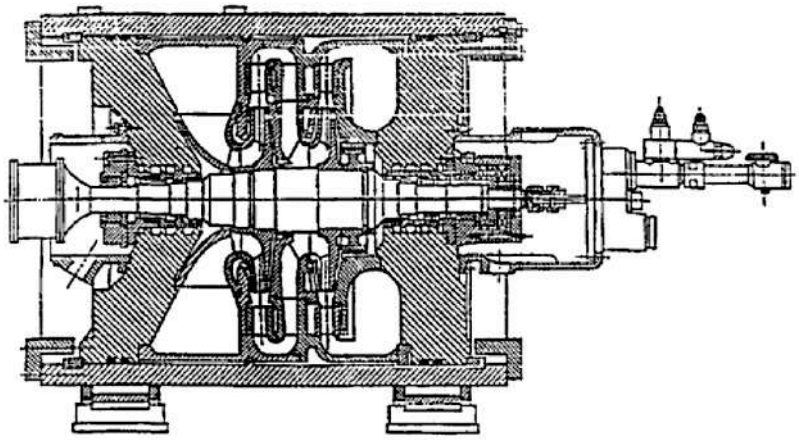


Рис 3.4.13. Полнонапорный центробежный нагнетатель.

Основными характеристиками ЦБН являются степень сжатия и производительность. Степенью сжатия называют отношение давления газа на выходе нагнетателя к давлению на его входе. Применительно к газопроводу различают объёмную *Q м³/мин*, массовую *G кг/ч*, коммерческую *Q млн м³/сут* производительность.
При эксплуатации необходимо обеспечить безотрывное обтекание лопаток рабочего колеса центробежного нагнетателя газом при его движении в межлопаточных каналах. Поток газа входит в рабочее колесо с некоторой скоростью *C*, зависящей от расхода газа через нагнетатель, а край лопатки имеет окружную скорость *u*, обусловленную вращением колеса. Относительная скорость *v*, с которой поток набегает на лопатку, является векторной суммой этих двух составляющих скоростей. При постоянной частоте вращения, то есть постоянной составляющей *u,* от значения *C* будет зависитесь угол *φ*, под которым поток газа набегает на лопатку (рис. 3.4.14).

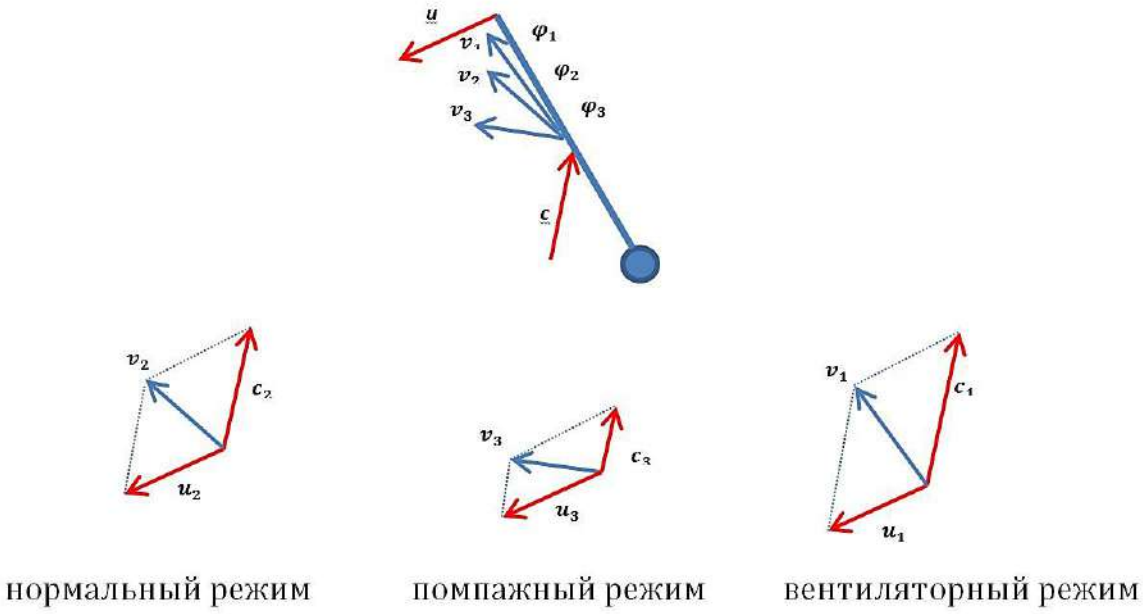


Рис. 3.4.14. Иллюстрация изменения относительной скорости потока на лопатке ЦБН

ЦБН может работать в одном из трёх режимов:

- *нормальный режим* работы ЦБН связан с нормальным обтеканием лопаток рабочего колеса. В этом случае угол φ невелик (для большинства нагнетателей в пределах 10^0), и при обтекании лопатки передача механической энергии от лопатки рабочего колеса газовому потоку происходит без срыва потока.
- *срыв потока газа (помпаж)*. При углах φ, больше некоторого критического значения, начинается срыв потока на вогнутой стороне лопатки рабочего колеса, при этом происходит срыв вихрей. Лопатка практически перестаёт передавать энергию газу.
- *переход в турбодетандерный режим*. При нулевом угле φ лопатка не передаёт энергию газу (так называемый вентиляторный режим), а при отрицательных углах начинается отбор энергии от газа. Рабочее колесо начинает создавать отрицательный напор, работая в турбодетандерном режиме.

Скорость потока газа непосредственно определяет расход газа через нагнетатель. Описанные выше режимы обуславливают специфический вид нагрузочных или газодинамических характеристик ЦБН. Если скорость вращения вала ЦБН будет постоянна, то при изменении через него расхода газа представленная на рис. 3.4.15 характеристика будем иметь следующий вид.

На характеристике нагнетателя, построенной в координатах ε-Q, можно выделить четыре участка:

- участок до 1 соответствует вентиляторному и турбодетандерному режиму работы;
- участок 1–2 – нормальный режим работы;
- участок 2–3 – участок развития срыва потока;
- участок 3–4 – режим постоянного срыва потока на лопаточном аппарате ЦБН (помпажный режим);
  ε – степень сжатия
- точка 2 соответствует максимальной Q – объёмный расход газа через степени сжатия, которую может развить ЦБН при данной скорости;
- точка 2^1 соответствует первому срыву (началу) потока.

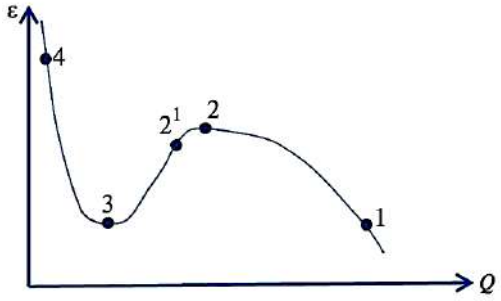


Рис. 3.4.15. Газодинамическая характеристика ЦБН

Для практического применения газодинамических характеристик нагнетателя применяют следующие условия:

- зону срыва потока (участок 3–4) и зону турбодетандерного режима (участок до 1) объединяют в одно понятие «Зона помпажа);
- границу между зоной нормальной работы и зоной помпажа (условная точка 2^1 между точками 2 и 3) определяют по данным натурных испытаний нагнетателя до первого срыва потока с лопатки (хлопка). Эта точка находится сразу слева после точки 2 – максимальной степени сжатия. В зависимости от конструкции нагнетателя эта точка может быть ближе или дальше от точки 2. Это объясняет несколько «горбатый» вид приведённых практических газодинамических характеристик;

- для практических характеристик выбирается только рабочая зона 1–2[1];
- рабочие характеристики строятся для всего диапазона рабочих скоростей.

Согласно техническим нормам, производительность нагнетателя при эксплуатации должна быть на 10% выше производительности, при которой наступают помпажные явления. К таким явлениям относятся: вибрация, резкие изменения параметров (давления, температуры, скорости вала нагнетателя), характерные изменения звука (подвывания).

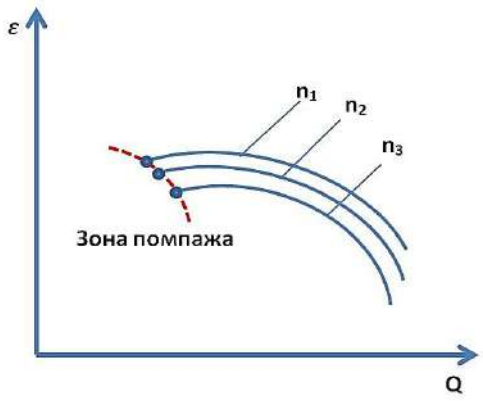


Рис. 3.4.16. Рабочая приведённая газодинамическая характеристика ЦБН

Каждый тип нагнетателя характеризуется своей характеристикой, которая n_i - рабочие обороты вала нагнетателя строится при его испытаниях. В характеристике нагнетателя зависимость степени сжатия ε от приведённого объёмного расхода газа $Q_{\text{пр.}}$, дополняют зависимостями политропного КПД $\eta_{\text{пол.}}$ и удельной приведённой мощности $(N_i/\rho_{\text{вх.пр.}})$.

Строятся такие характеристики для заданного (или рассчитанного) значения газовой постоянной $R_{\text{пр.}}$, коэффициента сжимаемости $z_{\text{пр.}}$, показателя адиабаты, принятой расчётной температуры газа на входе нагнетателя $T_{\text{вх.}}$, в принятом диапазоне изменений приведённой относительной частоты вращения ротора ЦБН $(n/n_0)_{\text{пр.}}$.

Приведённые характеристики полнонапорных и неполнонапорных нагнетателей имеют одинаковый вид (рис. 3.4.17).

Для возможности использования ЦБН при различных режимах работы существуют сменные проточные части нагнетателей (СПЧ). Наиболее активно СПЧ используются на дожимных компрессорных станциях газовых месторождений. СПЧ устанавливают в корпус ЦБН при изменении параметров газа, поступающего на его вход.

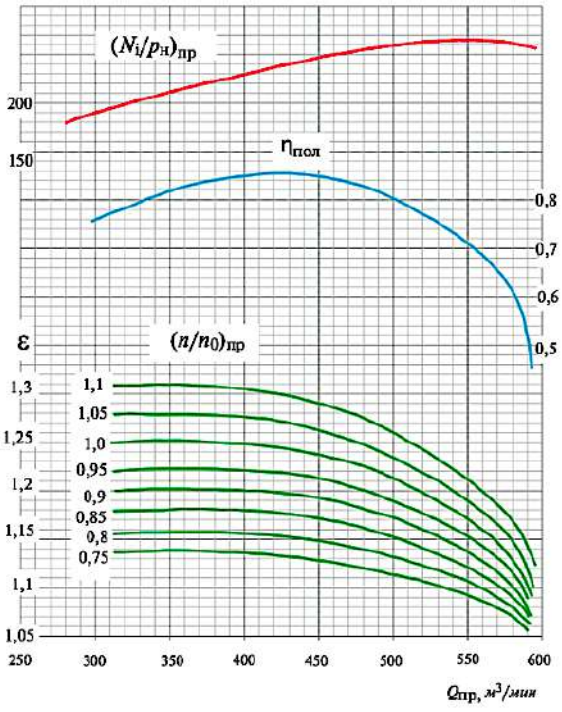
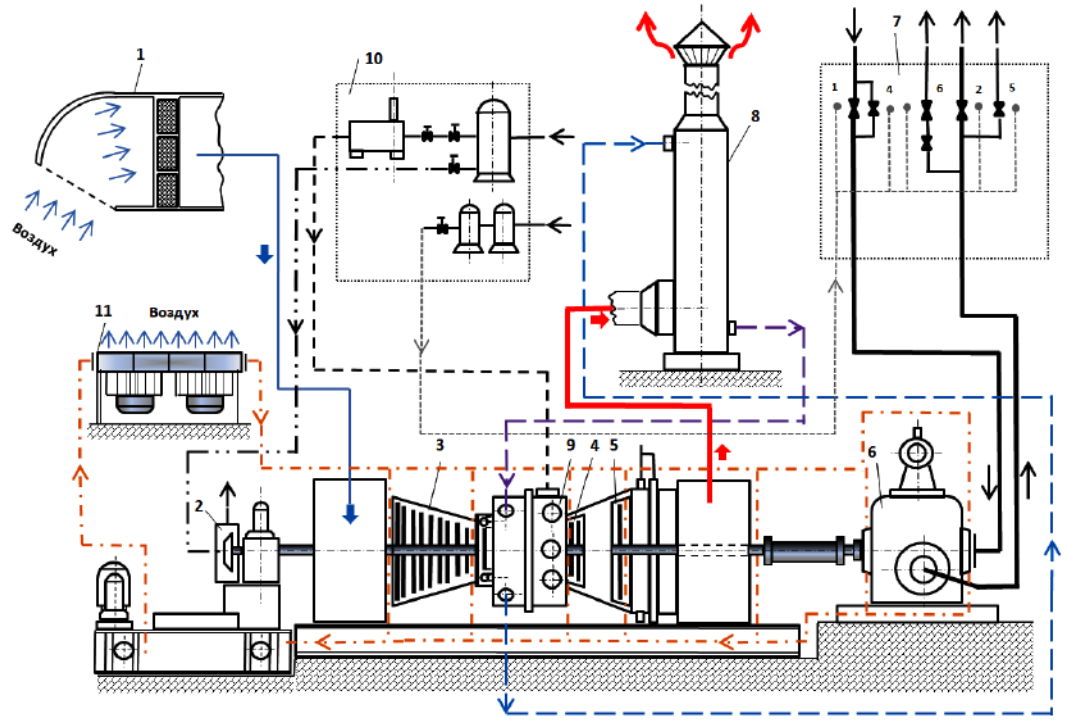


Рис. 3.4.17. Приведенная характеристика центробежного нагнетателя

3.4.3.7. Компоновка газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях

Компоновка всех типов и видов ГПА, их основных узлов и вспомогательного оборудования, несмотря на различные конструктивные решения, принципиально не отличается. Наиболее сложной можно считать компоновку ГТУ (рис. 3.4.18).



1 – ВЗК; 2 – пусковое устройство; 3 – осевой компрессор; 4 – турбина высокого давления; 5 – турбина низкого давления; 6 – ЦБН; 7 – краны технологической обвязки ГПА (ЦБН); 8 – регенератор; и9 – камера сгорания; 10 – блок подготовки пускового, топливного и импульсного газа; 11 – АВО масла

Рис. 3.4.18. Компоновка газоперекачивающего агрегата типа ГТУ.

ВЗК необходима для подготовки (очистки) циклового воздуха, поступающего из атмосферы на вход осевого компрессора газовой турбины. Пусковое устройство (турбодетандер, воздушный или электрический стартер) необходимо для первоначального раскручивания осевого компрессора (ОК) и турбины высокого давления (ТВД) в момент запуска ГПА. Осевой компрессор предназначен для подачи необходимого количества воздуха в камеру сгорания газотурбинной установки. Турбина высокого давления служит приводом осевого компрессора и находится с ним на одном валу. Турбина низкого давления служит приводом центробежного нагнетателя. Центробежный нагнетатель природного газа (ЦБН) представляет собой центробежный газовый компрессор и предназначен для компремирования природного газа. Краны технологической обвязки ГПА (ЦБН) необходимы для отключения ГПА (ЦБН) от технологических трубопроводов КС и проведения переключений, связанных с пуском и остановом ГПА. Регенератор (воздухоподогреватель) представляет собой теплообменный аппарат для повышения температуры воздуха, поступающего после ОК в камеру сгорания (КС), и тем самым снижения расхода топливного газа ГПА. Камера сгорания предназначена для сжигания топливного газа в потоке воздуха и получения продуктов сгорания с расчётными параметрами (температура, давление) на входе в ТВД. Блок подготовки пускового, топливного и импульсного газа представляет собой комплекс устройств, при помощи которых часть газа, отбираемого из магистрального газопровода, очищается от механических примесей и влаги, доводится до необходимых параметров. Аппараты воздушного охлаждения масла предназначены для охлаждения масла после подшипников турбин и нагнетателя.

3.4.3.8. Диспетчерское управление на компрессорных станциях

Необходимо рассматривать два вида управления ГПА: диспетчерское и техническое. На многих компрессорных стациях два вида управления осуществляет один специалист.

Диспетчерское управление - поддержание заданного или выбранного режима работы ГПА (давление газа на входе и выходе компрессорных цехов КС, расход газа через КС, температура газа на выходе АВО газа) при соблюдении условий эксплуатации оборудования ГПА и КС.

Техническое управление заключается в контроле за основными параметрами работы оборудования ГПА и КС и своевременное принятие мер к недопущению их отклонений от установленных.

Инструментом диспетчерского управления на КС являются:

- ГПА;
- АВО-газа;
- технологические трубопроводы КС.

Газоперекачивающий агрегат как инструмент управления

При помощи ГПА, являющегося приводом ЦБН, можно регулировать обороты вращения его ротора, а следовательно производительность и давление на выходе. Агрегатная автоматика современных ГПА позволяет поддерживать заданные оператором (диспетчером) обороты вала силовой турбины ГПА. Необходимые обороты выбираются через параметры ЦБН. Определение необходимых параметров на выходе ЦБН можно произвести через расчёты по его газодинамическим характеристикам (раздел 5.2.2.2).

Аппараты воздушного охлаждения газа как инструмент управления

Следующим инструментом диспетчерского управления режимом работы КС являются аппараты воздушного охлаждения газа (АВО). Опыт эксплуатации АВО газа на КС показывает, что снижение температуры газа в этих аппаратах можно осуществить примерно на 15-20 ^{0}C.

Охлаждение газа в АВО, в основном преследует две цели: предотвращение нарушения изоляционного покрытия МГ и повышение пропускной способности участков МГ.

Для решения первой задачи необходимо, чтобы

$$t_{\text{т.р}} < t_{\text{ср.}} < t_{max.\text{изол.}} \qquad (3.4.1)$$

где $t_{\text{ср.}}$ – средняя температура транспортируемого газа;
$t_{\text{т.р}}$ – температура точки россы транспортируемого газа;
$t_{max.\text{изол.}}$ – максимально допустимая температура изоляционного покрытия трубопровода.

Диспетчерский персонал обязан контролировать температуру охлаждения газа на АВО, особенно в зимнее время. Нельзя допускать охлаждение транспортируемого газа до температуры, которая может привести к выпадению гидратов в газопроводе. Обычно это относится к зимнему периоду эксплуатации. С другой стороны, увеличение температуры газа выше максимально допустимой приведёт к разрушению изоляционного покрытия магистрального газопровода, что недопустимо.

Определённые специфические требования к охлаждению газа предъявляются для газопроводов, проходящих в зонах вечномёрзлых грунтов. Здесь главным

является то, чтобы температура газа выходящего с КС не вызывала растаивание грунта и, как следствие, потерю устойчивости трубопровода.

Необходимость решения второй задачи вызвана тем что, чем выше температура газа, тем выше потери давления при транспорте газа по магистральному трубопроводу. Другими словами, при всех прочих равных условиях при более высокой температуре газа, выходящего с КС давление на входе следующей КС, будет ниже, а значит, потребуется дополнительная энергия для последующего компремирования газа.

Уменьшение температуры технологического газа, поступающего в газопровод после его охлаждения в АВО, приводит к уменьшению средней температуры газа на линейном участке газопровода и, как следствие, к снижению температуры и увеличению давления газа на входе в следующую КС. Это в свою очередь приведёт к уменьшению степени сжатия на этой КС и, значит, уменьшению энергозатрат на компримирование газа на этой КС.

Увеличение производительности участка МГ при изменении его средней температуры можно оценить соотношением

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \sqrt{\frac{T_{\text{ср.2}}}{T_{\text{ср.1}}}} \qquad (3.4.2)$$

где Q_1, – пропускная способность участка МГ при средней температуре $T_{\text{ср.1}}$;
Q_2, – пропускная способность участка МГ при средней температуре $T_{\text{ср.2}}$.

Для определения оптимальной температуры газа после АВО диспетчерский персонал должен провести расчёт работы АВО газа (раздел 5.2).

Технологические газопроводы компрессорной станции как инструмент управления

Существуют довольно сложные схемы технологических газопроводов компрессорных станций, особенно на узловых многоцеховых КС, где существует возможность перераспределения потоков и нагрузки между КЦ и МГ. Технологические обвязки таких КС разнообразны. Управление режимными кранами и межцеховыми перемычками, узлами редуцирования газа, регуляторами давления и расхода является неотъемлемым инструментом диспетчерского управления.

3.4.3.9. Принцип работы газотурбинной установки

Газовая турбина – тепловой двигатель непрерывного действия, в лопаточном аппарате которого энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу на валу (рис. 3.4.19).

Воздух из атмосферы поступает в осевой компрессор, в котором происходит процесс его сжатия в лопаточном аппарате (цикл сжатия). Под давлением воздух поступает в камеру сгорания, в которую поступает и топливо – природный газ. В камере сгорания происходит образование газо-воздушной смеси, её воспламенение и горение (цикл подвода тепла). Продукты сгорания под давлением и с высокой температурой поступают в турбину высокого давления (ТВД), в которой происходит преобразование потенциальной энергии потока рабочего тела в кинетическую энергию вращения за счёт срабатывания теплового перепада и перепада давления в лопаточном аппарате турбины. Турбина высокого давления является приводом осевого компрессора, находясь с ним на одном валу. Далее рабочее тело (продукты сгорания) направляются в турбину низкого давления (ТНД), где происходят

аналогичные с ТВД процессы (цикл расширения). Турбина низкого давления является приводом центробежного газового нагнетателя, находясь с ним на одном валу. Выхлопные газы после ТНД направляются в атмосферу. Между ТВД и ТНД механическая связь отсутствует.

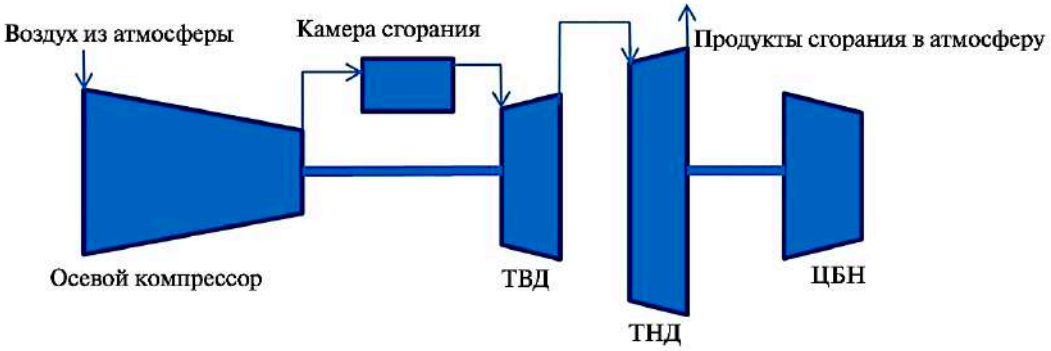


Рис. 3.4.19. Принципиальная схема газовой турбины

Характерной особенностью осуществления круговых процессов в газовых двигателях является то, что все процессы цикла – сжатия, подвода тепла, расширения непрерывно осуществляются в различных элементах двигателя (компрессор, камера сгорания, газовая турбина), расположенных последовательно по ходу рабочего тела.

Схемы газотурбинных установок

В зависимости от способа подвода тепла к рабочему телу, организации процессов сжатия и расширения рабочего тела, газовые турбины могут быть выполнены по различным схемам. ГТУ могут быть как одновальные, так и двухвальные.

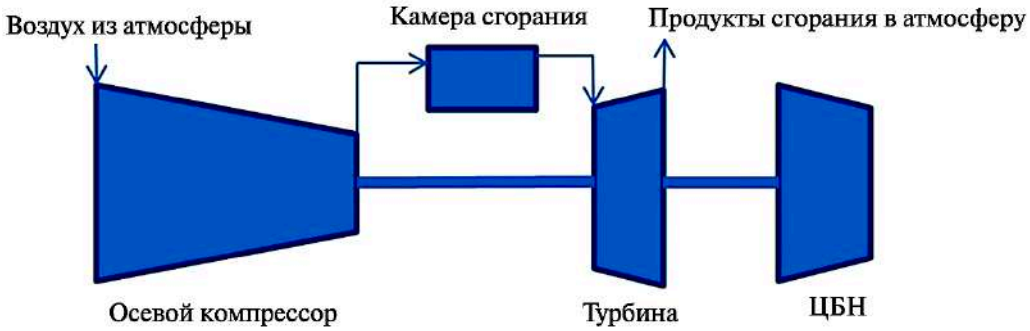


Рис. 3.4.20. Принципиальная простейшая одновальная схема газовой турбины

В одновальных установках все элементы ГПА – осевой компрессор, газовая турбина и ЦБН находятся на одном валу (рис. 3.4.20). При работе ГПА они имеют одну и ту же частоту вращения. Различные законы изменения характеристик нагнетателя и турбины приводит к тому, что при снижении частоты вращения турбина будет терять мощность быстрее, чем снижение мощности, потребляемой нагнетателем. Это приводит к тому, что одновальная ГТУ не сможет обеспечивать режим работы ЦБН в широком диапазоне изменения оборотов его ротора. В настоящее время одновальные ГПА в магистральном транспорте газа не используются.

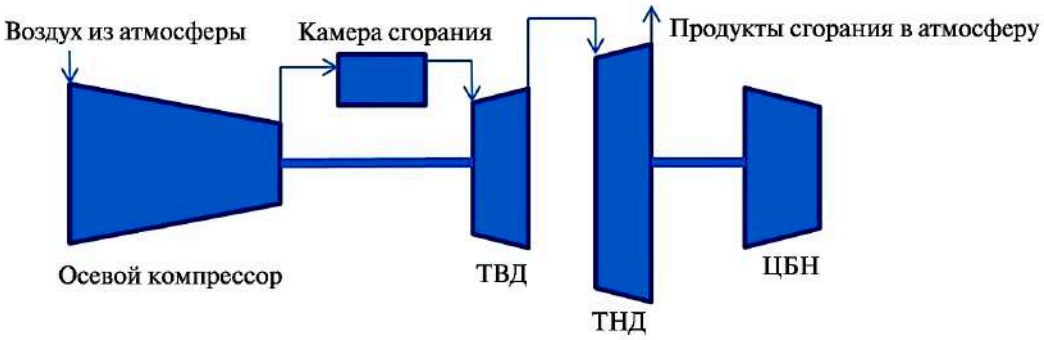


Рис. 3.4.21. Принципиальная простейшая двухвальная схема газовой турбины

В двухвальных установках (установках с разрезным валом, или с независимой силовой турбиной) ТВД находится на одном валу с осевым компрессором и работает в малом диапазоне изменения его частоты вращения (рис. 3.4.21). Силовая турбина (в данном случае ТНД), находясь на одном валу с ЦБН, оказывает на турбокомпрессор значительно меньше влияния (связь только газодинамическая), что позволяет ТНД и ЦБН работать в широком диапазоне скоростей вращения ротора. У двухвальной ГПА каждому значению потребляемой нагнетателем мощности соответствует определённое число оборотов его ротора. При постоянной частоте вращения вала осевого компрессора и переменной частоте вращения в широком диапазоне силового вала, температура перед газовой турбиной высокого давления может практически оставаться постоянной. Это значит, что полезная мощность ГТУ будет изменяться пропорционально изменению КПД силовой турбины.

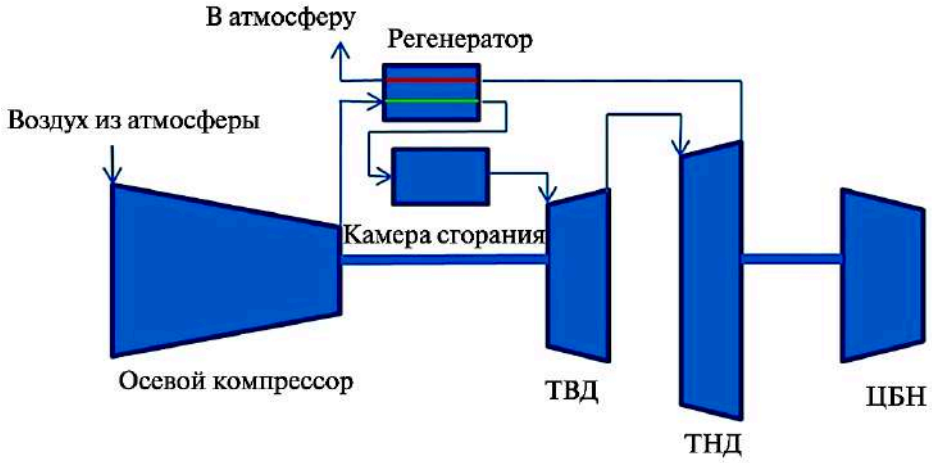
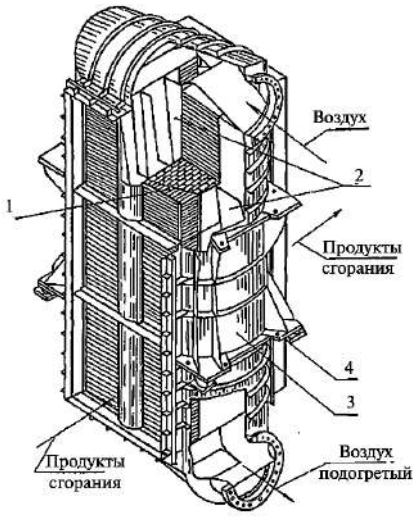


Рис. 3.4.22. Принципиальная двухвальная схема газовой турбины с регенерацией теплоты отходящих газов

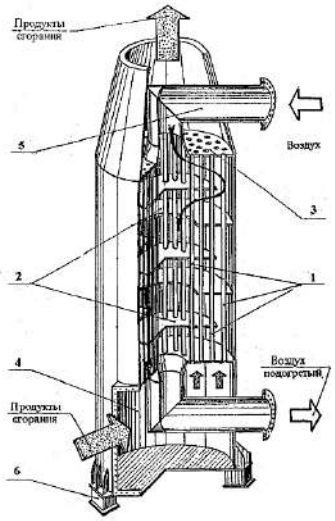
Рабочий процесс ГПА с регенерацией теплоты отходящих газов (рис. 3.4.22) осуществляется следующим образом: атмосферный воздух после повышения давления в осевом компрессоре поступает в воздухоподогреватель (регенератор), где за счёт тепла отходящих после ТНД газов его температура повышается примерно на 200-250 ^{0}C. Подогретый воздух поступает в камеру сгорания, где и происходит сгорание газо-воздушной смеси. За счёт предварительного подогрева воздуха коэффициент полезного действия ГПА регенеративного типа повышается на 4-5% по сравнению с ГПА той же мощности без регенераторов.

В настоящее время на ГТС применяются регенераторы пластинчатого и трубчатого типа (рис. 3.4.23 и 3.4.24).



1-теплообменные поверхности. 2- рёбра. 3-коллектор. 4-опора.

Рис. 3.4.23. Регенератор пластинчатого типа



1-трубчатый пучок. 2-трубная доска. 3-разделительная трубная доска. 4-камера продуктов сгорания 5-коллектор. 6-опора.

Рис. 3.4.24. Регенератор трубчатого типа

Схемы ГТУ простого цикла с двумя осевыми компрессорами без промежуточного охлаждения воздуха между ними, независимой силовой турбиной для привода нагнетателя, созданные по типу авиационных ГТУ (рис. 3.4.25), позволяют получать высокую степень сжатия воздуха и обеспечивать оптимальную работу компрессора на пусковых и переменных режимах эксплуатации.

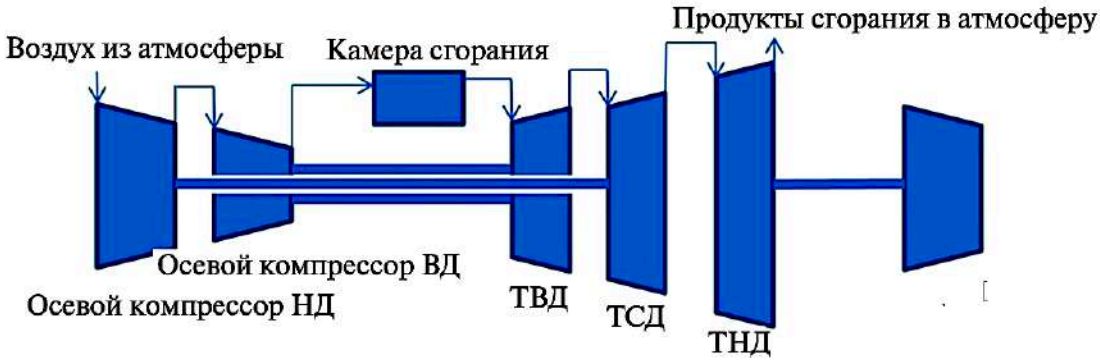


Рис. 3.4.25. Принципиальная схема газовой турбины с двумя компрессорами и тремя турбинами

Высокая степень сжатия воздуха и высокая температура продуктов сгорания перед турбиной позволяют получать в таких установках КПД на уровне 35% и выше. Компактность установок достигается размещением обоих компрессоров, камер сгорания, газовых турбин в одном корпусе и применения схемы «вал в валу».

ГПА более сложных теплотехнических схем с промежуточным отводом тепла в процессе сжатия в осевом компрессоре высокого давления и промежуточным подводом тепла в регенераторе перед камерой сгорания позволяют иметь возможность ещё больше увеличить КПД установки до 45% и выше (рис. 3.4.26).

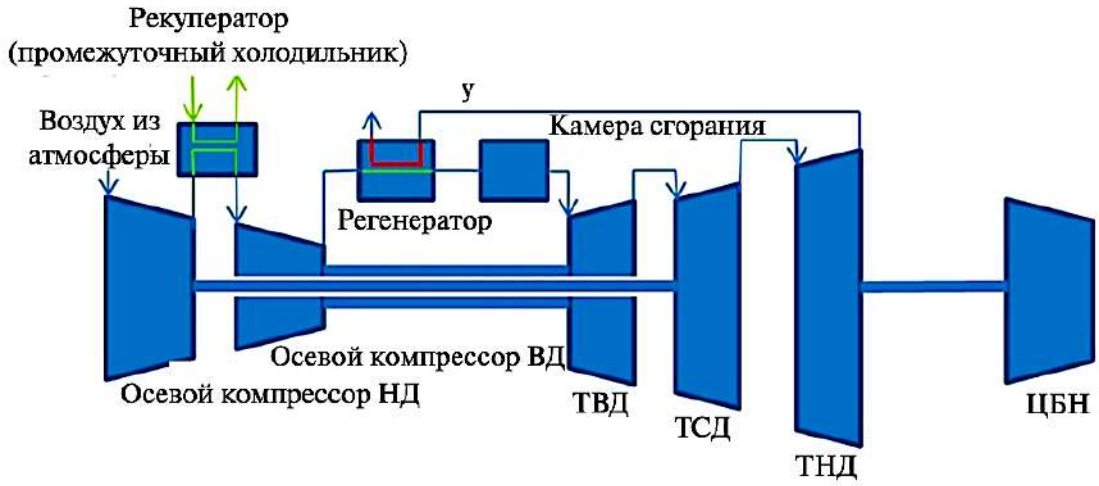


Рис. 3.4.26. Принципиальная схема газовой турбины с двумя компрессорами и тремя турбинами, промежуточным отводом теплоты при сжатии и регенерацией

Повышение экономичности ГПА с газотурбинным приводом можно достичь за счёт рационального использования теплоты отходящих газов в установках парогазового цикла, сочетающих в себе цикл газовой турбины с высокими температурами рабочего тела и цикл паровой турбины, работающей на отходящих продуктах сгорания ГТУ (рис. 3.4.27).

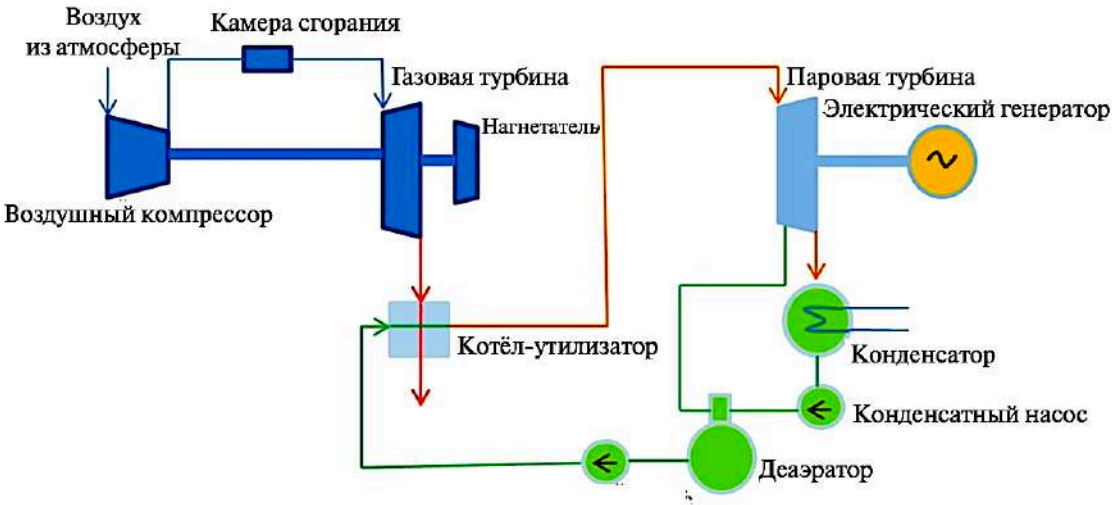


Рис. 3.4.27. Принципиальная схема парогазовой установки

Продукты сгорания ГТУ после турбины низкого давления поступают в котёл-утилизатор для выработки пара высокого давления. Полученный пар из котла утилизатора поступает в паровую турбину, находящуюся на одном валу с электрическим генератором. Отработанный пар после паровой турбины проходит конденсатор, конденсируется, и полученная жидкость насосом вновь направляется в котёл-утилизатор, замыкая цикл силовой установки. КПД подобных установок может достигать 45–50%.

3.4.3.10. Энергетическое оборудование компрессорных станций

В состав энергетического оборудования КС входит понижающая трансформаторная установка, обеспечивающая снижение напряжения с питающих линий

электропередач, распределительное устройство, где установлены вводные и распределительные отключающие устройства и аварийная электростанция, обеспечивающая электроэнергией КС при аварийных отключениях внешних питающих линий электропередач.

По Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) и СТО Газпром 2–6.2–686–2012 «Технические требования к построению систем электроснабжения компрессорных станций» электроснабжение КС должно осуществляться от двух независимых источников электропитания. Кроме этого КС должна быть обеспечена аварийным источником электроснабжения. В соответствии с типовой схемой электроснабжение КС будет происходить следующим образом (рис. 3.4.28).

Электроснабжение КС осуществляется от внешних сетей по воздушно-кабельным линиям (2) от понижающей подстанции 35–110/10 *кВ* (1).

Приём и распределение электроэнергии происходит в закрытом распределительном устройстве (ЗРУ-10 *кВ*), в котором находятся масляные воздушные выключатели 10 *кВ* на две секции и секционный выключатель. Секционный выключатель (5) автоматически включается при отключении любой из двух питающих линий с выдержкой 1–3 *с*.

От ЗРУ-10 *кВ* запитаны понижающие трансформаторы 10/0,4 *кВ* (7) мощностью 400–1000 кВ·А. От понижающих трансформаторов через вводные автоматы 0,4 *кВ* (8) запитан главный щит, состоящий из двух секций. Секционный автомат 0,4 *кВ* (9) включается автоматически при потере напряжения на любой из секций с выдержкой времени 2–4 *с*.

Для восстановления электроснабжения на главном электрощите КС в случае полного отключения внешнего электроснабжения предусмотрена установка аварийной электростанции, которая включается через 10–15 *с*. В качестве аварийных резервных источников электропитания на КС применяются дизельные или газотурбинные электростанции.

Схемы электроснабжения КС могут отличаться друг от друга и иметь разное оборудование. Схемы электроснабжения КС с ЭГПА имеют свою специфику.

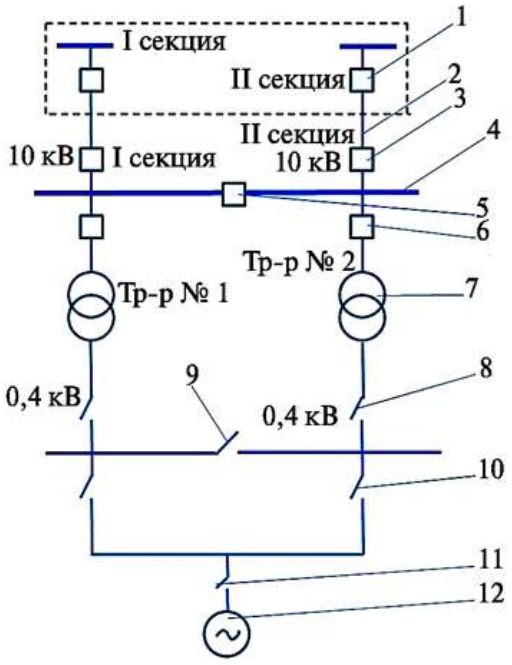


Рис. 3.4.28. Принципиальная схема электроснабжения КС

Потребители энергии КС разделяются по степени надёжности электроснабжения на потребителей 1-й, 2-й и 3-й категории. К 1-й категории относятся потребители, без которых невозможна нормальная работа ГПА. На некоторых типах современных ГПА установлены электрогенераторы с приводом от вала ГТУ, которые обеспечивают электроэнергией потребителей 1-й категории ГПА.

Для питания постоянным током автоматики КС и аварийных насосов смазки ГПА, автоматики ЗРУ-10 *кВ*, аварийного освещения на КС устанавливают аккумуляторные батареи в специальных помещениях, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией. Для подзарядки аккумуляторных батарей устанавливают выпрямители: рабочий и резервный. Аккумуляторные батареи подразделяются обычно на батареи 220 и батареи 24 *В*

3.4.3.11. Склад горюче-смазочных материалов и маслохозяйство компрессорных станций

Система маслоснабжения КС включает в себя две системы: общецеховую и агрегатную (рис. 3.4.29).

Общецеховая маслосистема предназначена для приёма, хранения и предварительной подготовки масла перед подачей его в расходную ёмкость компрессорного цеха. Эта система включает в себя склад ГСМ (1) с помещением подготовки (регенерации) масла (3). На складе имеются ёмкости (2) для чистого, отработанного и отрегенерированного (очищенного, восстановленного) масла. В помещении подготовки масла установлена маслоочистительная машина, насосы (7), система маслопроводов с запорной арматурой (6).

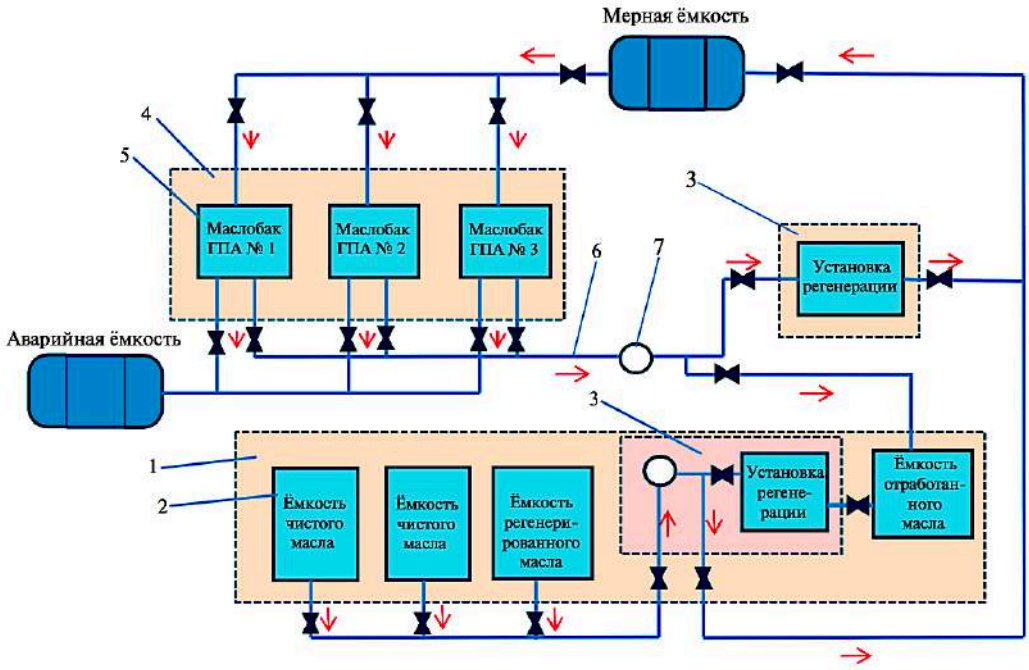


Рис. 3.4.29. Принципиальная схема маслосистемы КС

Из склада ГСМ масло по трубопроводам поступает в расходную ёмкость компрессорного цеха. Эта ёмкость используется для подпитки ГПА маслом в процессе их работы. Общецеховая маслосистема должна обеспечивать следующие возможности:

- подачу масла из расходной ёмкости в маслобак ГПА по маслопроводу «чистого масла»;
- подачу отработанного масла из маслобака ГПА в ёмкость отработанного масла по маслопроводу «грязного масла»;
- аварийный слив и перелив масла из маслобака ГПА в аварийную ёмкость.

В компрессорном цехе предусмотрено помещение подготовки масла, в котором расположены насосы и установки по очистке масла от механических примесей и воды.

Агрегатная система маслоснабжения (маслосистема ГПА) включает в себя: маслобак, систему смазки подшипников, систему управления и гидравлическую систему, обеспечивающую подачу масла высокого давления на привод различных механизмов управления и регулирования ГПА, систему уплотнения вала ЦБН (система «масло-газ»), предотвращающую поступление газа по валу. Агрегатные маслосистемы могут конструктивно отличаться друг от друга в зависимости от типов ГПА.

3.4.3.12. Системы теплоснабжение, водоснабжение и канализация компрессорных станций

Котельная на КС наряду с установками утилизации тепла газоперекачивающих агрегатов необходима для подготовки горячей воды, направляемой на обогрев промышленных объектов и служебно-бытовых помещений КС. Котельные оборудованы водогрейными котлами, работающими на природном газе. КС, на которых ГПА оборудованы утилизаторами тепла и находятся в постоянной работе, обеспечиваются теплом от этих установок.

Для обеспечения длительной и безаварийной работы котлов и утилизаторов на КС устанавливают блоки химической водоподготовки (ХВО) или умягчения воды.

Водоснабжение КС осуществляется, как правило, от артезианских скважин, пробуренных на расстоянии 300–400 *м* от забора площадки КС. Возможны и другие способы подачи воды на территорию КС. Для нейтрализации железа, нитратов, органических примесей и т. д. в воде на КС существуют установки подготовки воды. Из артезианских скважин вода напрямую поступает в хозяйственные противопожарные ёмкости. Рядом с ёмкостями строится насосная станция с хозяйственно-питьевыми и пожарными насосами.

Площадка КС оборудуется подземным кольцевым хозяйственным противопожарным стальным водопроводом, разделённым задвижками и пожарными гидрантами на несколько участков.

Канализация хозяйственных фекальных вод КС выполняется, как правило, из чугунных труб, уложенных под землёй. Хозяйственные фекальные воды самотёком поступают в приёмный резервуар канализационной насосной и оттуда насосами перекачиваются на очистные сооружения.

Сточные воды, освобождённые от крупных плавающих загрязнений на решётках, поступают в отстойники и установку обеззараживания очищенной сточной воды.

3.5.Газоизмерительные станции……...649
3.5.1. Назначение газоизмерительных станций…….650
3.5.2. Виды газоизмерительных станций…… 650
3.5.3. Компоновка газоизмерительной станции…….651
3.5.4. Виды и принцип действия устройств замера расхода газа……651
3.5.4.1. Диафрагменные замерные устройства…….....651
3.5.4.2. Турбинные замерные устройства……..652
3.5.4.3. Ультразвуковые замерные устройства……653
3.5.4.4. Лазерные замерные устройства……....654
3.5.4.5. Вихревые замерные устройства……654
3.5.5. Диспетчерское управление газоизмерительными станциями…….....655

3.5.1. Назначение газоизмерительных станций

В процессе эксплуатации различных систем газоснабжения возникает необходимость в определении количества газа (расхода газа), прошедшего по трубопроводу в определенном месте и в определенное время.

Для определения количества газа, прошедшего по газопроводу, устанавливаются устройства (узлы) замера расхода газа.

Существует много обозначений узлов замера расхода газа, применяемых на практике:

- узел замера (УЗ);
- узел замера расхода газа (УЗРГ);
- пункт расхода газа (ПРГ);
- пункт замера расхода газа (ПЗРГ);
- газоизмерительная станция (ГИС).

Однако, всю совокупность технологического оборудования, средств и систем для измерения расхода и качества газа, а также его учета правильно называть газоизмерительной станцией.

Газоизмерительные станции (ГИС) предназначены для измерения расхода и качественных показателей природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам и поставляемого потребителям.

3.5.2. Виды газоизмерительных станций

ГИС могут различаться по своему назначению, уровню, объемам автоматизации.

ГИС устанавливаются на:

- границах между государствами;
- границах между газодобывающими и газотранспортными обществами;
- границах между газотранспортными обществами;
- межсистемных перемычках;
- узлах редуцирования газа;
- подключениях распределительных газопроводов высокого давления;
- газопроводах подключения ПХГ, ГПЗ;
- газоизмерительных станциях;
- узловых компрессорных станциях;
- сложных газотранспортных развязках.

ГИС подразделяются на коммерческие (хозрасчетные) и технологические. Коммерческие ГИС используются для взаимных расчетов между поставщиками и потребителями газа. На таких ГИС чаще всего, помимо замера расхода газа, производят замеры компонентного состава газа, влагосодержания, точки россы по воде и углеводородам и др. Коммерческие ГИС предназначены для юридического оформления количества газа прошедшего по трубопроводу между контрагентами (поставщиками и потребителями). На ком*м*ерческие ГИС распространяются правила государственной поверки приборов учёта расхода и качества газа, установленных на них.

Различают массовый, объемный и коммерческий расход газа (см. стр. 753,754, 794). Коммерческий расход газа измеряется в кубических метрах в единицу времени (*тыс. м^3/час*, или в *млн м^3/сут*, или *млрд м^3/год*). В Европе коммерческий расход газа измеряется в мегаваттах в час в единицу времени (*Wh/h*, *MWh/d*, *GWh/d*).

Технологические ГИС используют для контроля, оптимизации и управления режимами транспорта газа. Технологические ГИС устанавливаются на объектах в границах одного общества эксплуатируемого ГТС. Технологические ГИС предназначены для решения задач эксплуатирующей организации: составления балансов газа, расчёта и регулирования потоков газа по ГТС, проведения гидравлических расчётов ГТС и определения

характеристик её отдельных компонентов и др. На технологических ГИС приборы учёта расхода газа подвергаются внутриведомственной поверке. Технологические ГИС могут совмещать с узлами регулирования давления и узлами регулирования расхода газа.

3.5.3. Компоновка газоизмерительной станции

ГИС представляют собой целый комплекс технологического оборудования, средств и систем для непрерывного измерения расхода газа и периодического измерения показателей качества газа. Компоновка оборудования, средств и систем может быть различной в зависимости от назначения, вида, места установки ГИС. В состав ГИС входит следующее основное оборудование:

- узел очистки и осушки газа;
- измерительные линии (трубопроводы);
- устройства замера расхода газа;
- оборудование контроля качества газа;
- запорная арматура;

В состав ГИС входят системы:

- автоматического управления технологическим оборудованием (САУ);
- связи;
- контроля загазованности;
- охранной сигнализацией;
- пожарной и газовой сигнализации;
- автоматического пожаротушения;
- аварийной остановки;
- электроснабжения;
- отопления и вентиляции;
- молниезащиты;
- защиты от коррозии;

3.5.4. Виды и принцип действия устройств замера расхода газа

Замер расхода газа осуществляется замерными устройствами (расходомерами) различного типа. Наиболее распространёнными являются расходомерные устройства:

- диафрагменные;
- турбинные;
- ультразвуковые;
- лазерные;
- вихревые.

3.5.4.1. Диафрагменные замерные устройства

Диафрагменные замерные устройства основаны на принципе измерения перепада давления, образующегося в результате местного изменения скорости потока газа на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе.

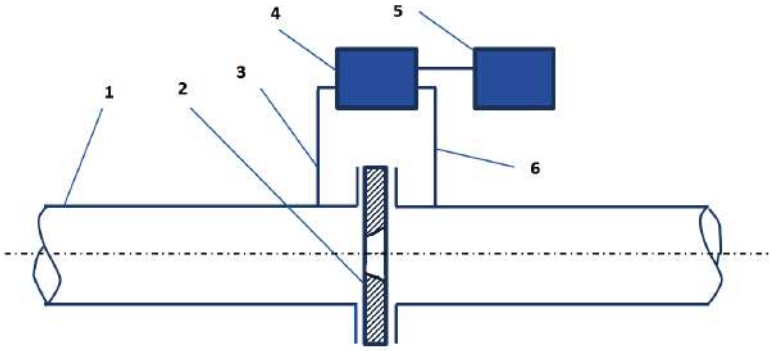
Для измерения расхода газа с использованием принципа измерения перепада давления необходимы четыре составные части устройства, объединённые общим понятием - расходомерное устройство:

- устройство, создающее перепад давления в потоке газа (сужающее устройство);
- прибор, измеряющий перепад давления;
- преобразователь, преобразующий показания измерительного прибора в электрический, пневматический, частотный сигнал;
- прибор для регистрации преобразованного сигнала.

В качестве сужающего устройства в газовой промышленности, как правило, применяются дисковые диафрагмы. Диафрагма представляет собой тонкий металлический диск с отверстием, концентричным оси трубы, с острой прямоугольной кромкой со стороны входа потока.

Газовый поток, проходя через сужающее устройство, изменяет свои характеристики: давление, скорость, плотность. Разница давлений Δp до и после диафрагмы пропорциональна расходу газа Q.

В качестве прибора, измеряющего перепад давления на сужающем устройстве, используют дифференциальный манометр (дифманометр).



1 – трубопровод; 2 – диафрагма; 3 - отбор давления перед диафрагмой; 4- преобразователь давления; 5 – регистрирующее устройство; 6 - отбор давления после диафрагмы.

Рис. № 3.5.1. Схема диафрагменного замерного устройства

Пневматический сигнал от дифманометра должен быть каким-то образом зарегистрирован. В качестве регистрирующего устройства может использоваться устройство, преобразующее пневматический сигнал в движение пера самописца на бумажном носителе. В последующем при помощи специальных планиметров производится обработка таких диаграмм, и расчёт величины расхода газа за определённый период времени.

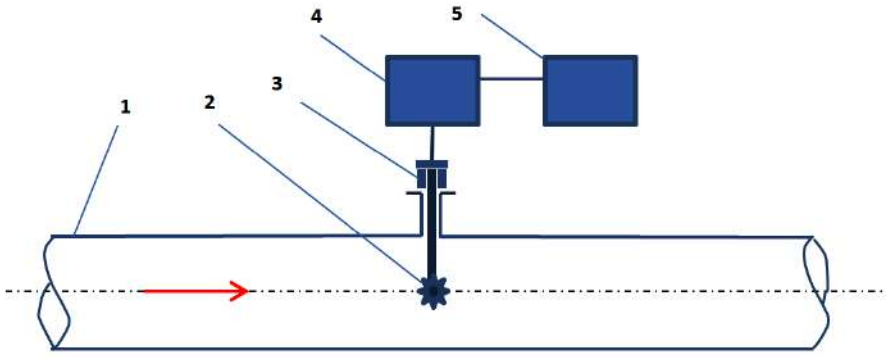
В современных замерных устройствах диафрагменного типа пневматический сигнал преобразуется в электрические или частотные сигналы, которые, в конечном счете, поступают в компьютер. В дальнейшем данные о расходе газа могут использоваться в автоматических системах диспетчерского управления.

3.5.4.2. Турбинные замерные устройства

Турбинные расходомеры состоят из трёх основных элементов: турбинного первичного преобразователя, вторичного преобразователя, регистрирующей системы.

Турбинный преобразователь (турбина) представляет собой аксиальную или тангенциальную лопастную турбину, опирающуюся на подшипники. Поток газа, воздействуя на лопасти турбины, сообщает ей вращательное движение с угловой скоростью ω, пропорциональной расходу Q.

Вторичный преобразователь, представляет собой индукционную катушку. При пересечении фотомагнитного наконечника, соединённого с валом турбины, в катушке наводится пульсирующий ток. Частота пульсаций наведённого тока пропорциональна угловой скорости вращения турбины, а значит и расходу газа. Могут применяться и другие виды вторичных преобразователей. Импульсы пульсирующего тока воспринимаются системой регистрации. Общее число импульсов, зарегистрированных системой за время t характеризует суммарное количество газа, протекшее по трубопроводу за это время.



1 – трубопровод; 2 – турбина; 3 – индукционная катушка;
4 – преобразователь сигнала; 5 – регистрирующее устройство.

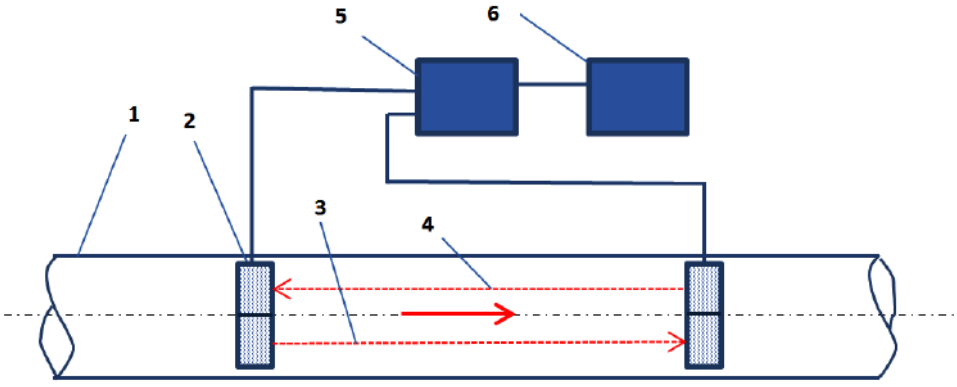
Рис. № 3.5.2. Принципиальная схема турбинного расходомера

3.5.4.3. Ультразвуковые замерные устройства

Принцип действия *ультразвуковых* расходомеров основан на измерении скорости звуковых колебаний высокой частоты, направленных от излучателя к приёмнику, расположенного на некотором расстоянии в газовом потоке. Разница времени распространения звуковой волны по потоку газа и против потока газа $\Delta\tau$ будет пропорциональна расходу газа Q.

Существуют различные способы и различные измерительные системы для определения $\Delta\tau$:

- измерение разности фазовых сдвигов ультразвуковых волн, направляемых по потоку и против него;
- измерение разности частот повторения коротких импульсов или пакетов ультразвуковых колебаний, направляемых одновременно по потоку и против него;
- измерение разности длительности прохождения коротких импульсов, направляемых одновременно по потоку и против него;
- измерение смещения потоком ультразвуковой волны, направляемой перпендикулярно к направлению движения газа.



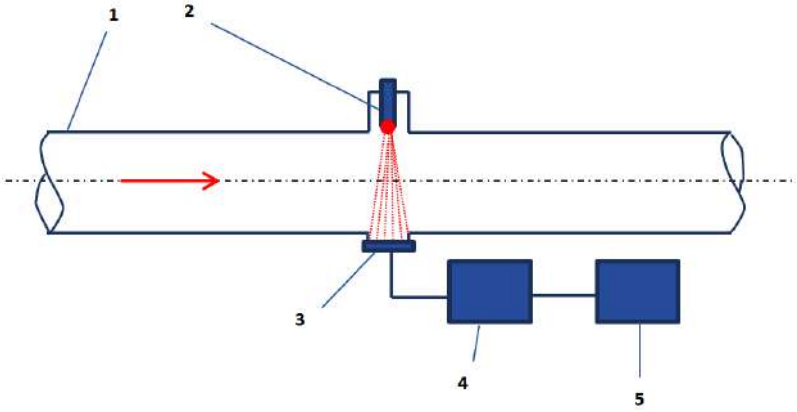
1 – трубопровод; 2 – ультразвуковой излучатель/приёмник; 3 – ультразвуковая волна по потоку; 4 – ультразвуковая волна против потока; 5 – измерительная система; 6 – регистрирующее устройство.

Рис. № 3.5.3. Принципиальная схема ультразвукового расходомера

3.5.4.4. Лазерные замерные устройства

Лазерные (оптические) расходомеры основаны на эффекте рассеивания света движущимися частицами.

Излучение лазера, направленное перпендикулярно оси трубопровода, рассеянное движущимися в потоке газа естественными частицами, приобретает частотный сдвиг, пропорциональный осреднённой скорости движения частиц. Рассеянный свет улавливается приёмной оптической системой, установленной на противоположенной стороне трубопровода, и направляется на фотодетектор. Выделение и регистрация частотного сигнала, пропорционального скорости движения частиц, осуществляется анализатором спектра или автоматической следящей системой.

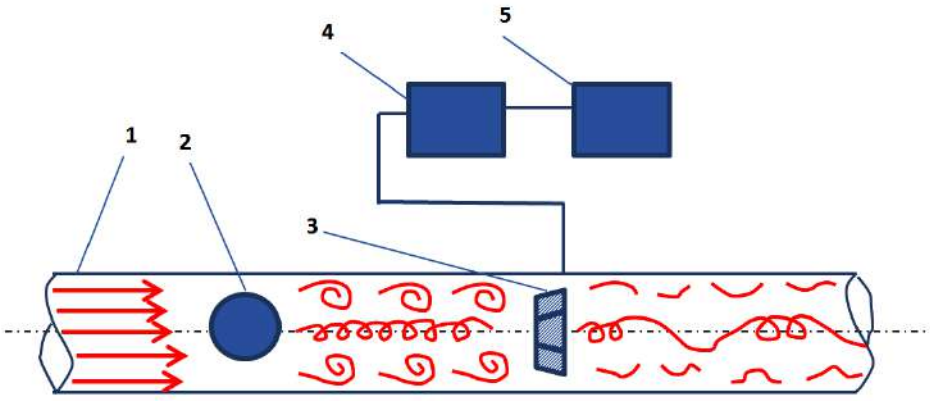


1 – трубопровод; 2 – лазер; 3 – приёмная оптическая система; 4 – автоматическая следящая система (анализатор спектра); 5 – регистрирующее устройство.

Рис. № 3.5.4. Принципиальная схема лазерного(оптического) расходомера

3.5.4.5. Вихревые замерные устройства

Принцип действия *вихревых* расходомеров заключается в создании в потоке газа, двигающегося по трубопроводу среды устойчивого периферийного вихря.



1 – трубопровод; 2 – устройство, создающее турбулентный поток; 3 – расширяющийся насадок; 4 – считывающе-расчитывающее устройство; 5 – регистрирующее устройство.

Рис. № 3.5.5. Принципиальная схема лазерного (оптического) расходомера

Центральная часть потока (вблизи оси трубопровода) при этом приобретает характер винтового «шнура». Если сформированный таким образом поток пустить через расширяющийся насадок, то периферийные вихреобразования теряют устойчивость, а центральный «шнур» начинает колебаться относительно геометрической оси насадка с

частотой, пропорциональной средней скорости потока, и амплитудой, равной диаметру выходной части насадка. С аналогичной частотой и амплитудой, равной скоростному напору $p\nu^2$, будет изменяться при этом и давление на выходе потока из насадка. Преобразовав с помощью амплитудно-частотного датчика пульсации давления в электрический сигнал и поделив его амплитудное значение на частотное, получим величину, значение которой пропорционально массовому расходу газа G. Для нахождения объёмного расхода Q достаточно измерить частотную составляющую сигнала.

Конструкция вихревых расходомеров может отличаться устройствами, создающими завихрения потока и принципами считывания характеристики вихрей.

3.5.1. Диспетчерское управление газоизмерительными станциями

Диспетчерское управление ГИС заключается в организации и своевременном использовании получаемых параметров расхода и качества газа. Современные ГИС оснащенные всеми средствами автоматизации и телемеханики позволяют осуществлять передачу данных в автоматическом режиме в том числе и в реальном времени.

На ГИС не оборудованных системами телемеханики организуется сеансовый и суточный процесс передачи параметров.

3.6. Газораспределительные станции…… 656
3.6.1. Назначение……657
3.6.2. Виды газораспределительных станций……...657
3.6.3. Типы газораспределительных станций……...659
3.6.4. Структура и состав оборудования газораспределительной станции…….. 659
3.6.4.1. Узел очистки газа…… 660
3.6.4.2. Узел подогрева газа……...660
3.6.4.3. Узел регулирования давления газа……661
3.6.4.4. Узел замера расхода газа……..665
3.6.4.5. Узел одоризации газа…… 667
Виды одоризационных установок……...668
Жидкостные установки одоризации газа……... 669
Установки одоризации газа испарительного типа……671
3.6.5. Нетрадиционные технологии, используемые на ГРС…… 673
3.6.5.1. Многоступенчатое дросселирование…… 673
3.6.5.2. Дросселирование в замкнутое пространство……674
3.6.5.3. Дросселирование через слой шаровой засыпки……...675
3.6.5.4. Турбодетандерные установки……675
Совместный режим работы ГРС – АГНКС……676
3.6.5.5. Применение вихревой трубы Ранка – Хилша на ГРС……677
Подогрев газа перед регулятором давления газа……...677
Очистка газа от жидкости и механических примесей…….. 678
Схемы совместной работы вихревой трубы и регулятора давления на ГРС……..678
3.6.5.6. Жидкостные трансформаторы потенциальной энергии газа……678
3.6.5.7. Сжижение природного газа……680
3.6.6. Диспетчерское управление газораспределительными станциями…..680
3.6.6.1. Особенности газоснабжения в Российской Федерации……682
Статус «неотключаемых» потребителей……684
Газоснабжение в аварийных ситуациях и при ограничении режима потребления…… 686
Население и коммунально-бытовые потребители……688
3.6.7. Принципы управления ГРС на основе их технико-экономических показателей…… 689
3.6.7.1. Основные положения…… 689
3.6.7.2. Показатели технико-экономической оценки состояния ГРС……. 692
Коэффициент загрузки ГРС…… 692
Коэффициент интенсивности работы…… 692
Показатель пиковой загрузки…… 693
Показатель стабильной работы оборудования…… 693
Показатель реконструкции ГРС…… 694
Показатель транспортировки газа…….. 696
Коэффициент технологической надёжности……696
Показатель коммерческой гибкости…….. 696
Показатель потребителей…… 696

3.6.1. Назначение

Основным назначением газотранспортной системы является поставка газа от мест его добычи (получения) потребителям. Одним из основных объектов газотранспортной системы является газораспределительная станция (ГРС). ГРС предназначена для подготовки газа, транспортируемого по МГ, и последующей его передачи в газораспределительную систему, из которой газ поступает непосредственно потребителям.

Потребителями газа, получаемого через ГРС, могут являться:

- объекты газонефтяных месторождений, потребляющие газ на собственные нужды;
- объекты компрессорных станций, потребляющие газ на собственные нужды;
- объекты населённых пунктов;
- теплоэлектростанции;
- промышленные предприятия;
- коммунально-бытовые предприятия.

Подготовка газа заключается в:

- очистке газа;
- подогреве газа;
- осушке газа;
- снижении давления газа;
- одоризации (придания запаха) газа;
- измерении расхода газа.

ГРС подключается к МГ через газопроводы-отводы.

3.6.2. Виды газораспределительных станций

По конструкции ГРС подразделяются на:

- станции индивидуального проектирования;
- автоматические ГРС;
- блочно-комплектные.

По индивидуальному проекту обычно изготавливаются ГРС для подачи газа крупным потребителям. Всё оборудование, выполняющее основные функции ГРС, поставляется и монтируется отдельно. На таких ГРС нередко осуществляется строительство капитальных зданий и сооружений для размещения оборудования и персонала.

К автоматическим станциям относят ГРС оборудование которых смонтировано в едином блоке (контейнере). На площадке, предназначенной для монтажа ГРС, устанавливается контейнер ГРС на заранее подготовленный фундамент и дополнительное технологическое оборудование (молниезащита, ограда, охранная сигнализация, прожекторы, продувочные свечи и др.).

Блочно-комплектные ГРС состоят из отдельных блоков (очистки, подогрева, переключения, редуцирования, измерения расхода, одоризации и сигнализации), которые устанавливаются на фундамент и соединяются трубопроводами и кабелями. Монтируется дополнительное технологическое оборудование (молниезащита, ограда, охранная сигнализация, прожекторы, продувочные свечи и др.).

Газораспределительные станции (ГРС) подразделяются по виду своего обслуживания на:

- централизованного;
- вахтового;
- надомного;
- периодического;
- необслуживаемые.

Централизованное обслуживание подразумевает отсутствие постоянного обслуживающего персонала на ГРС. Такая форма обслуживания применима при пропускной способности ГРС не более 25000 *м³/час* и её нахождении на расстоянии не более 2-х часов езды от диспетчерского центра филиала газотранспортной организации. Контроль работы ГРС осуществляется с использованием средств телемеханики персоналом диспетчерского центра газотранспортного общества. Работы ТОиР осуществляет персонал ремонтной службы филиала газотранспортной организации.

Вахтовое обслуживание основано на периодической смене эксплуатационного персонала на ГРС пропускной способностью более 150000 *м³/час*. Обслуживающий персонал находится на ГРС круглосуточно. В зависимости от мощности ГРС возможно наличие двух и более операторов. При пропускной способности 500000 *м³/час* и более наличие двух операторов круглосуточно обязательно. Так же такой вид обслуживания целесообразен для ГРС расположенных далеко от других объектов ГТС, в труднодоступных местах, при отсутствии в местах проживания населения, расположенных вблизи ГРС специалистов необходимой квалификации, при первоначальном периоде эксплуатации ГРС.

Надомное обслуживание применяется для ГРС пропускной способностью 150000 *м³/час*. Такое обслуживание предусматривает наличие недалеко от ГРС дома оператора. В этом доме должны проживать постоянно два оператора ГРС. Один из них старший. В дом выведена аварийная и предупредительная сигнализация о параметрах работы ГРС. Операторы ГРС периодически и по необходимости проводят самостоятельно или вместе с ремонтной бригадой обслуживание ГРС. Такой вид обслуживания целесообразен при расположении ГРС вдали от населённых пунктов и в труднодоступных местах. Зачастую надомное обслуживание ГРС производят представители одной семьи, выполняющие дополнительно другие функции, например линейного обходчика трассы магистральных газопроводов.

Периодическое обслуживание применяется на ГРС с пропускной способностью около 50000 *м³/час* одним оператором в одну смену. Контроль работы ГРС осуществляется дежурным оператором и персоналом диспетчерского центра газотранспортного общества с использованием средств телемеханики. Часть работ по техническому обслуживанию производит дежурный оператор. Аварийная и предупредительная сигнализация о параметрах работы ГРС выводится в диспетчерский центр ближайшего объекта ГТС. Все работы ТОиР выполняются персоналом ремонтной службы филиала газотранспортной организации.

Необслуживаемые ГРС представляют собой современные ГРС, способные обеспечить работу оборудования полностью в автоматическом режиме. Аварийная и предупредительная сигнализация о параметрах работы ГРС выводятся в диспетчерский центр. Контроль работы ГРС осуществляется с использованием средств телемеханики персоналом диспетчерского центра газотранспортного общества. На ГРС полные работы ТОиР осуществляет персонал ремонтной службы филиала газотранспортной организации.

Из всех ГРС ОАО «Газпром» (данные 2015 г.) на централизованном обслуживании находится 6,4%, на вахтовом – 11,4%, на надомном – 48,9%, на периодическом – 32,8% и всего 0,5% необслуживаемых ГРС.

3.6.3. Типы газораспределительных станций

На ГТС эксплуатируются ГРС различных конструкций и производителей. ГРС типовых проектов:

- AEG-Kanis;
- АГРС;
- БК-ГРС;
- БПТГ 6/75;
- БРГ ГП-660;
- ВНИИ СТО-50;
- Газпроммаш;
- ГРПБ;
- Исток;
- Кавказ;
- Пленти;
- Саратов;
- Сириус;
- Снежеть;
- Ташкент;
- ТП;
- ТР;
- Урожай;
- Эльбрус;
- Энергия;
- 2КРП.

Типовые ГРС различаются входными и выходными параметрами: давлением, производительностью, температурой, степенью автоматизации, набором оборудования. Типы и основные характеристики ГРС, установленных на ЕСГ представлены в приложении № 5. Существуют так же ГРС, изготовленные по индивидуальным проектам.

3.6.4. Структура и состав оборудования газораспределительной станции

Несмотря на большое количество различных типов ГРС все они имеют принципиально одну технологическую структуру и состав оборудования (рис. 3.6.1).

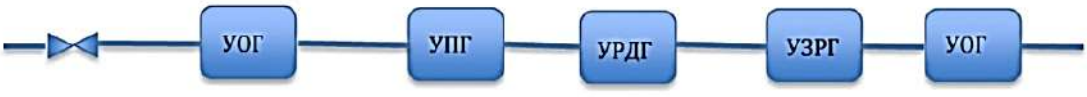


Рис. 3.6.1. Блок схема объектов газораспределительной станции

В состав оборудования ГРС входит:

- запорная арматура;
- узлы (блоки) очистки газа;
- подогрева;
- редуцирования (снижения) давления;

- измерения (замера) расхода;
- одоризации газа.

3.6.4.1. Узел очистки газа

Узел (блок) очистки газа (УОГ) предназначен для очистки от капельной жидкости и механических примесей газа, поступающего из магистрального газопровода и газопровода отвода к ГРС. В состав УОГ может входить следующее оборудование:

- фильтры;
- пылеуловители;
- сепараторы;
- фильтры-сепараторы;
- сепараторы.

В состав УОГ некоторых ГРС могут входить и установки уменьшения влажности газа.

По принципу действие оборудования для очистки и осушки газа на ГРС не отличается от применяемого на месторождениях и КС.

3.6.4.2. Узел подогрева газа

Узел (блок) подогрева газа предназначен для увеличения температуры газа, поступающего в регуляторы давления газа ГРС. Это необходимо, потому что при редуцировании газа происходит понижение температуры и возможно выпадение гидратов. Подогрев газа осуществляется в водяных или огневых подогревателях.

Огневой подогреватель представляет собой печь радиально-конвективного типа. Различают огневые подогреватели прямого и непрямого действия.

В подогревателе прямого действия (рис. 3.6.2) в керамзитовом основании огневой камеры находится наклонная горелочная щель, служащая стабилизатором горения газа. Воздух поступает в туннель через колосниковую решётку из поддувального пространства. Пламя направляется на боковую радиационную стену, которая раскалившись, излучает тепло, нагревающее змеевик. Часть змеевика, расположенная в верхней части огневой камеры, нагревается теплом отходящих газов. К таким подогревателям относятся разновидности подогревателей типа: ПГА, ПТА и др.

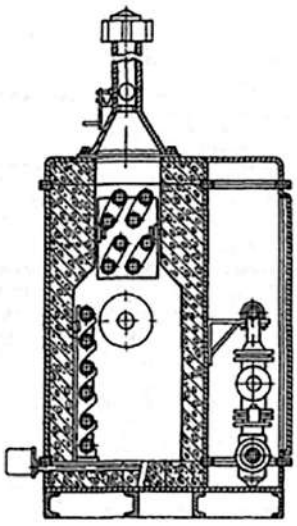


Рис. 3.6.2. Огневой подогреватель газа ПГА-5

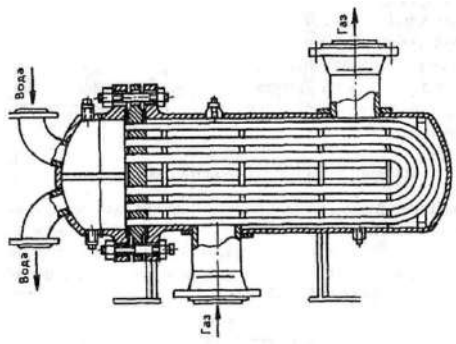


Рис. 3.6.3 Водяной подогреватель газа ПГ-3

В подогревателе непрямого действия пламя газовых горелок подогревает промежуточный теплоноситель (как правило, смесь воды и диэтиленгликоля) в котором расположен пучок труб, по которым проходит подогреваемый газ. К таким подогревателям относятся разновидности подогревателей типа: ПТПГ, ПТГ и др.

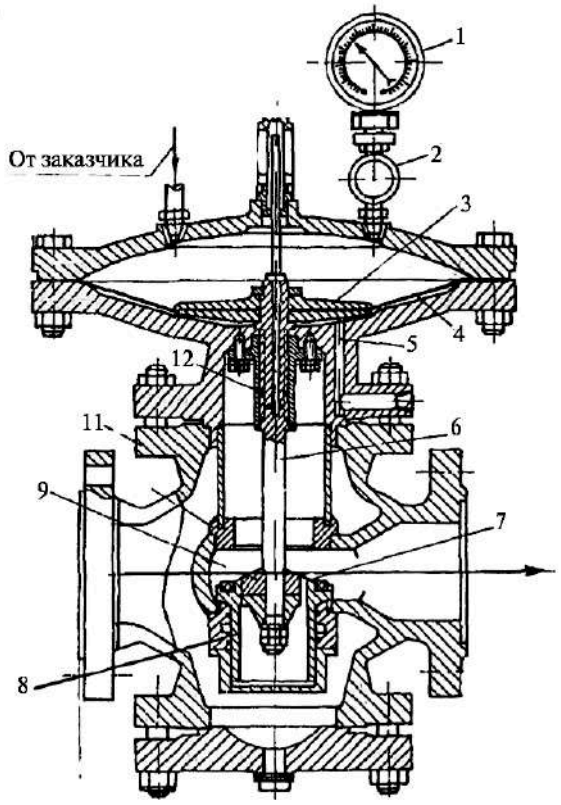
В некоторых конструкциях ГРС подогрев газа происходит с помощью кожухотрубных подогревателей (рис. 3.6.3), которые подключаются к системе водяного отопления. К таким подогревателям относятся разновидности подогревателей типа ПГ и др.

3.6.4.3. Узел регулирования давления газа

В узле (блоке) регулирования (редуцирования) давления газа (УРГ) установлены регуляторы давления газа, которые снижают высокое давление газа, поступающего из магистрального газопровода, до среднего давления газа, подаваемого в газораспределительную систему. Обычно величина такого давления составляет: 1,2; 0,6 или 0,3 *МПа*. Оборудование УРГ должно автоматически поддерживать заданное на выходе давление и защищать газопроводы газораспределительной системы от недопустимого давления. Количество регуляторов давления зависит от конструктивных особенностей ГРС. В зависимости от количества выходов из ГРС в УРГ могут быть установлены несколько линий регуляторов давления, состоящих из основной и резервной. В качестве регуляторов давления применяются регуляторы давления прямого действия типа РД, регуляторы давления непрямого действия типа РДУ, регуляторы давления типов РДО, РДЭ, РГСД, РДП, РДС, РДГ и др.

Регуляторы давления типа РД (рис. 3.6.4) одинаковы по конструкции и состоят из следующих основных элементов:

- регулирующего клапана (литой корпус с верхним и нижним сёдлами);
- приводной части мембранного привода (корпус со съёмной направляющей втулкой и крышкой);
- подвижной системы (мембрана, шток и плунжер тарельчатого типа).



1–манометр. 2–кран. 3–жёсткие диски. 4–мембрана. 5,7–отверстия. 6–шток. 8,10–сёдла. 9–плунжер. 11–корпус. 12–направляющие втулки.

Рис.3.6.4. Регулятор давления типа РД

Процесс регулирования давления протекает следующим образом: в камере над мембраной регулятора давления редуктором задаётся постоянное давление, равное регулируемому давлению на выходе из регулятора. Если давление на выходе из регулятора становится меньше заданного, то сила, действующая на мембрану сверху, превышает силу, действующую на мембрану снизу.

Узел чувствительного элемента, связанный с мембраной, перемещаясь вниз, увеличивает проходное сечение регулятора. В результате количество газа возрастает, а давление на выходе из регулятора восстанавливается до заданного. Если же выходное давление превышает заданное, чувствительный элемент, перемещаясь

вверх, уменьшает проходное сечение регулятора, восстанавливая, таким образом, давление на выходе регулятора до заданного давления.

Подвижная система регулятора уравновешена, что достигается воздействием давления газа со стороны входа на золотник как сверху, через верхнее седло, так и снизу, на стенки пологого стакана золотника.

Регуляторы давления типа РДУ (рис. 3.6.5) одинаковы по конструкции и состоят:

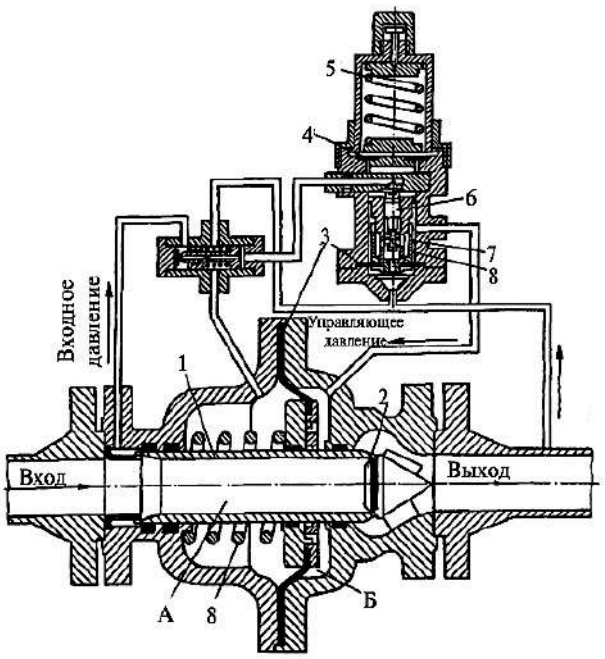
- из исполнительного устройства;
- усилитель;
- редуктор перепада давлений.

Принцип действия регуляторов давления типа РДУ следующий.

Газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость А исполнительного устройства, проходит через зазор, образуемый затвором и седлом, и редуцируется (дросселируется). Выходное давление устанавливается за счёт настройки усилителя. Отклонение выходного давления в результате изменения объёмов газопотребления или входного давления воспринимается чувствительным элементом усилителя (мембраной). С помощью клапана усилителя газ преобразуется в пневматический сигнал, поступающий полость Б привода исполнительного устройства.

Редуктор перепада давления предназначен для снижения высокого входного давления и поддержания постоянного перепада между давлением питания усилителя и выходным давлением.

Автоматическое поддержание выходного давления в заданных пределах осуществляется следующим образом: повышение давления вызывает перемещение подвижной системы усилителя, состоящей из двух жёстко связанных мембран, вверх за счёт нарушения равновесия действующих на них сил: усилия пружин, с одной стороны, и выходного давления – с другой. При этом сбросное седло отходит от клапана, что приводит к стравливанию некоторого количества газа из полости В усилителя и полости Б привода исполнительного устройства. Управляющее давление понизится, и затвор под воздействием возвратной пружины пойдёт на закрытие. Расход газа через регулятор уменьшится и до восстановления выходного давления в заданных пределах. При уменьшении выходного давления регулятор работает в обратном порядке.



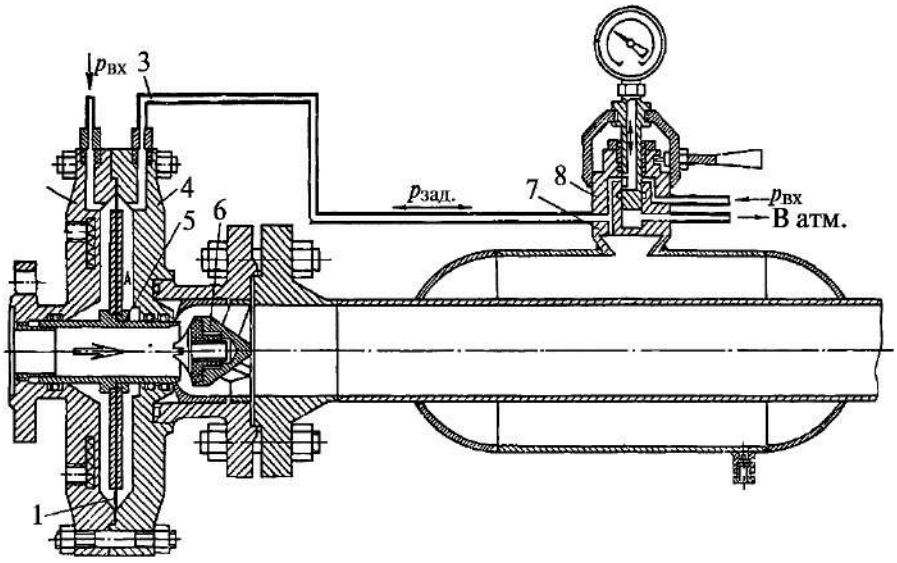
1–затвор; 2–седло клапана; 3,4–мембраны; 5–пружина; 6–клапан; 7–сбросное седло; 8–возвратная пружина.

Рис. 3.6.5. Регулятор давления типа РДУ

Прямоточные регуляторы давления типа РДПР (рис. 3.6.6) одинаковы по конструкции и состоят из следующих основных элементов:

- прямоточного регулирующего клапана;
- задающее устройство;
- перепускной запорный клапан.

Принцип действия регулятора заключается в поддержании равновесия сил, действующих на мембрану привода регулятора. Изменение соотношения этих сил меняет положение регулирующего органа до восстановления их равновесия. Силы, действующие на мембрану регулятора, создаются давлением газа $p_{зад.}$ из ёмкости задающего устройства и давлением газа с выхода ГРС. При равенстве выходного и задающего давления мембрана находится в среднем положении и регулирующий орган в положении, обеспечивающим заданное давление газа.



1–мембрана; 2 и 4 – фланцевые корпуса; 3–импульсный трубопровод; 5– подвижное седло; 6–клапан; 7– запорный клапан; 8–корпус; 9–колпак; 10–плунжер; 11–манометр; 12–рукоятка; 13–выходной корпус; 14–диск; 15– уплотнительная прокладка; А– кольцевая полость; Б–герметичная ёмкость.

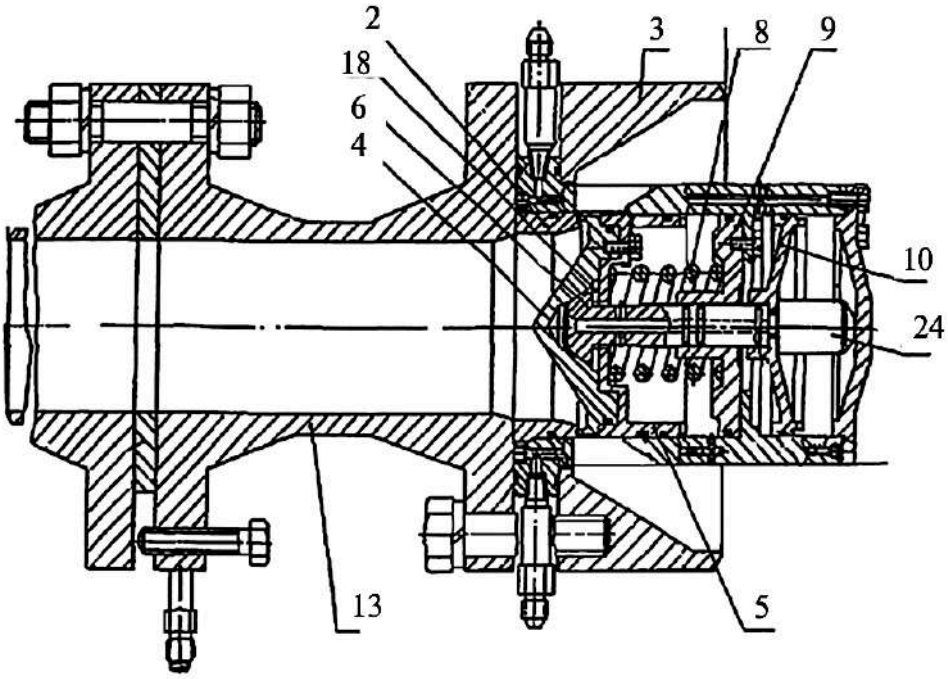
Рис. 3.6.6. Регулятор давления типа РДПР

В случае уменьшения выходного давления сила, действующая на мембрану со стороны давления задания $p_{зад.}$, становится больше силы, действующей со стороны выходного давления, и регулирующий орган переместится в сторону камеры выходного давления, вследствие чего проходное сечение между клапаном и седлом увеличится. Давление за регулятором повысится. При увеличении регулируемого давления выше заданного силы, действующие на мембрану со стороны камеры выходного давления, становятся больше силы, действующей со стороны давления задания $p_{зад.}$ и седло перекрывает проходное сечение регулирующего органа.

Регуляторы давления типа ЛОРД (3.6.7) состоят из следующих основных элементов:

- промежуточной вставки с седлом;
- заднего фланца с поршнем и клапаном;
- разгрузочного устройства.

Корпус является основной частью регулирующего устройства. В корпусе просверлены отверстия для подвода газа в полость выходного давления, для подвода в командную полость и для подвода входного давления в разгрузочную полость.



2–седло; 3–задний фланец регулятора; 4–клапан; 5–поршень; 6–шток; 8–пружина; 9–опора; 10–поршень; 13–промвставка; 18–регулирующее кольцо; 24–разгрузочное устройство.

Рис. 3.6.7. Регулятор давления типа ЛОРД

Принцип действия регулятора заключается в поддержании равновесия сил, действующих на клапан через поршень регулятора. Изменение соотношения этих сил меняет положение клапана до восстановления их равновесия. Силы, действующие на поршень регулятора, создаются с одной стороны давлением газа на входе в регулятор, а с другой стороны давлением пружины и давлением газа в полости разгрузочного устройства. Это полость связана с входным давлением газа (через штуцеры 11 и 12) и полостью выходного давления. При полностью открытом дроссельном штуцере (12) давление в полости разгрузочного устройства равно входному давлению и клапан полностью закрыт. При уменьшении подачи количества газа поступающего из полости входного давления, в полости разгрузочного устройства создаётся давление $p_{зад}$, которое ниже входного и выше выходного. Клапан будет приоткрываться, увеличивая давление на выходе. При равенстве сил входного давления с одной стороны и задающего давления плюс давление пружины с другой клапан находится в среднем положении, обеспечивающем заданное давление газа.

На УРГ устанавливаются предохранительные клапаны для предотвращения недопустимого увеличения давления в технологических трубопроводах после регуляторов давления газа. Как правило, монтируют два предохранительных клапана на одном трубопроводе – основной и резервный.

На ГРС применяются клапаны типа СППК (специальный полноподъёмный предохранительный клапан) (рис. 3.6.8) и типа ППК (пружинный полноподъёмный

предохранительный клапан) (рис. 3.6.9). Пределы настройки предохранительных клапанов на 10% должны превышать номинальное давление газа на выходе ГРС.

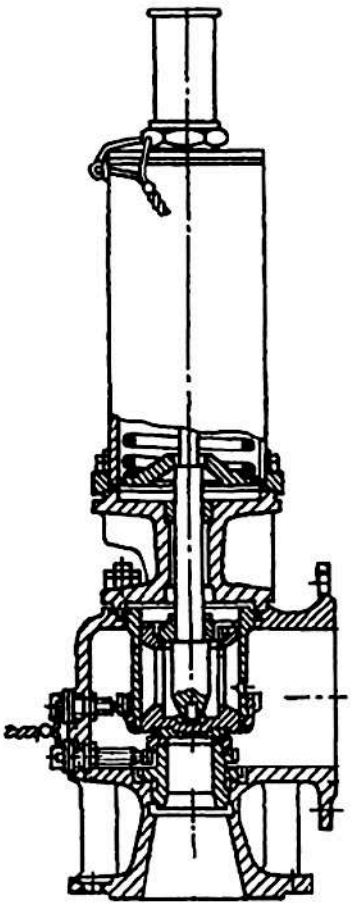


Рис. 3.6.8. Предохранительный клапан типа ССПК

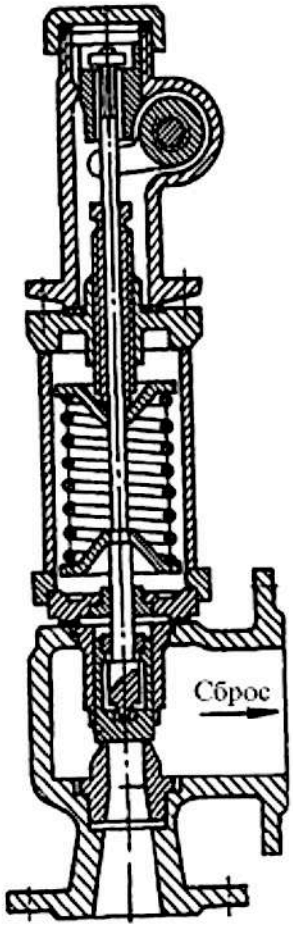


Рис. 3.6.9. Предохранительный клапан типа ППК

На шток предохранительного клапана с одной стороны действует давление газа из выходного газопровода, а с другой – усилие сжатой пружины. Если давление газа на выходе из ГРС превысит заданное, то газ, преодолевая усилие сжатой пружины, поднимает шток и соединяет выходной газопровод с атмосферой. После снижения давления газа в выходном трубопроводе шток под действием пружины возвращается в исходное положение, перекрывая проход газа через седло клапана, разобщая, таким образом, выходной газопровод с атмосферой. Натяжение пружины настраивается регулировочным винтом.

Клапаны типа ППК снабжены рычагом для принудительного открытия и контрольной продувки газопровода.

3.6.4.4. Узел замера расхода газа

На каждой ГРС обязательно устанавливаются узлы (блоки) замера расхода газа. Замер расхода осуществляется по каждой выходной линии. На ГРС измерение расхода газа может осуществляться следующими способами:

- с помощью измерения перепада давления на сужающих устройствах;
- с помощью турбинных или ротационных газовых счётчиков;
- с помощью измерения ультразвуковыми устройствами.

Измерение расхода газа с помощью измерения перепада давления на сужающих устройствах основано на методе определения перепада давления на сужающих устройствах. В качестве последних используются диафрагмы, представляющие собой диск с отверстием меньше диаметра трубопровода.

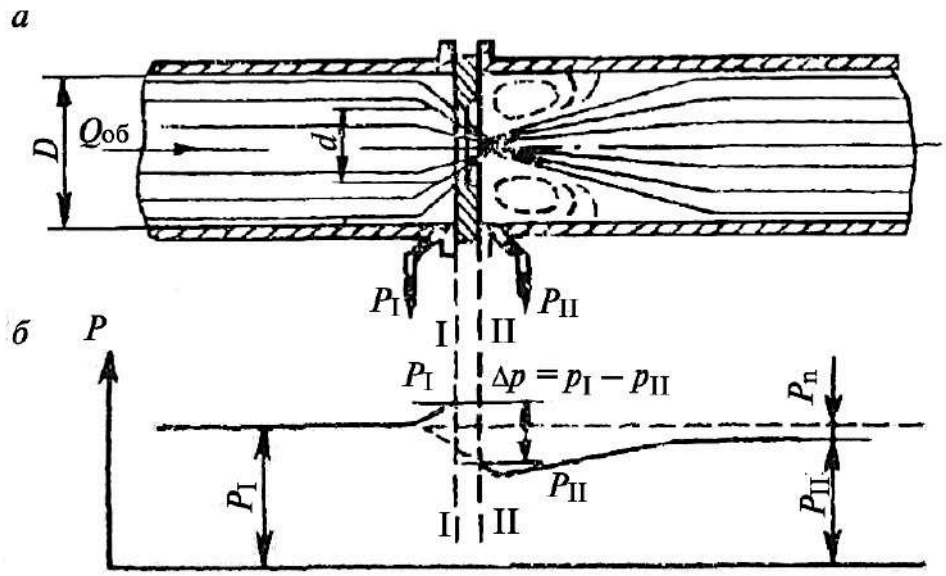


Рис. 3.6.10. Схема сужающего устройства с диафрагмой и характер изменения давления

При протекании газа через сужающее устройство вследствие перехода части потенциальной энергии в кинетическую средняя скорость потока в сужении повышается. В результате этого статистическое давление потока после сужающего устройства становится меньше, чем перед ним. Разность этих давлений (перепад давлений) связана с объёмным расходом газа.

Измерение расхода газа на ГРС осуществляется при помощи дифференциальных манометров (дифманометров) в комплекте с сужающими устройствами. Наибольшее распространение на ГРС получили дифманометры ДП (дифманометр поплавковый), ДСС (дифманометр сильфонный самопишущий), ДМ (дифманометры с электрическим выходом), ДС-V и ДС-П (дифманометры с пневматическим выходом).

Расход газа, определяемый такими приборами, фиксируется путём записи параметров на диаграмме регистрирующего прибора (дифманометре). Обработка диаграмм осуществляется планиметрами. Обработка равномерных круглых диаграмм производится пропорциональными планиметрами, неравномерных – корневыми планиметрами, ленточных диаграмм – полярными планиметрами.

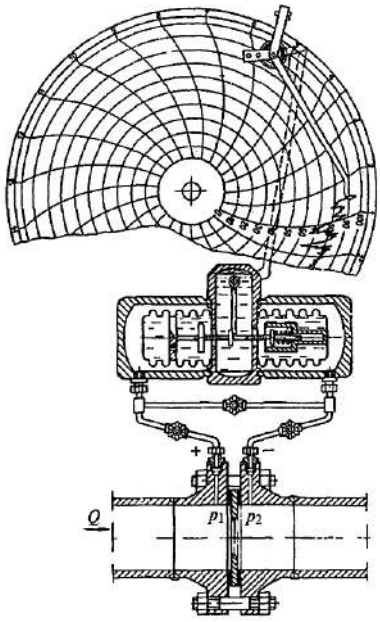


Рис. 3.6.11. Самопишущий дифманометр сильфонный

Другим способом измерения расхода газа на ГРС является использование турбинных или ротационных газовых счётчиков (рис. 3.6.12). Принцип действия счётчика основан на использовании энергии потока газа для вращения чувствительного элемента турбины или ротора.

При взаимодействии потока газа с турбиной (ротором) последняя вращается с частотой, пропорциональной скорости (объёмному расходу) измеряемого потока газа. Частота вращения турбины (ротора) подсчитывается считывающим устройством, показывающим объём газа, прошедший через счётчик за время измерения.

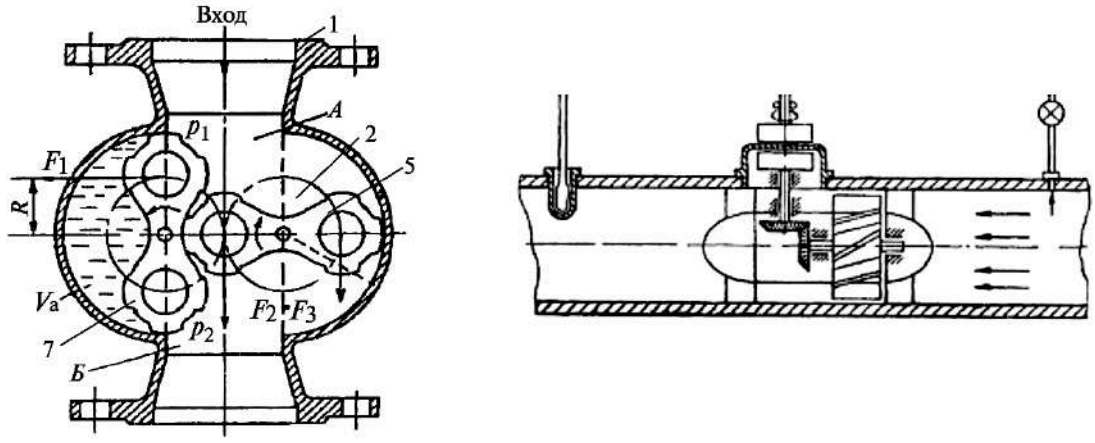


Рис. 3.6.12. Ротационный и турбинный газовый счётчики

В последнее время для измерения расхода газа на ГРС применяются измерительные микропроцессорные комплексы типа SUPERFLOW. Принцип действия комплекса основан на раздельном измерении физических параметров: перепада давления на сужающем устройстве, статистического давления и температуры газа в трубопроводе при помощи датчиков, преобразовании их в электрический сигнал с последующей обработкой в вычислителе (счётно-измерительном блоке). Накопленную вычислителем информацию преобразуют в формализованные отчёты, в том числе, о расходе газа через ГРС.

Многие современные ГРС оборудованными системами автоматической передачей данных расхода газа в реальном времени.

3.6.4.5. Узел одоризации газа

Для своевременного обнаружения утечек газа в оборудовании систем газоснабжения к природному газу необходимо добавлять вещество с резким неприятным запахом, называемое одорантом. Одоризация газа производится в узле (блоке) одоризации природного газа. Одорант – химическое вещество, обладающее резким, неприятным, специфическим запахом.

В качестве одоранта применяют этилмеркаптан, метилмеркоптан, диэтилсульфид, пенталарм, каптан, сульфан и другие химические соединения.

В газовой промышленности применяется в основном этилмеркаптановый одорант (C_2H_5SH), который представляет собой бесцветную прозрачную жидкость со следующими основными физико-химическими свойствами.

Таблица 3.6.1

Физико-химические свойства одоранта

№ п/п	Наименование	Размерность	Параметр
1	Плотность в жидком состоянии	*кг/л*	0,846-0,865
2	Содержание серы	*%*	51,4
3	Массовая концентрация	*т/м³*	62,136
4	Температура:		
	- кипения	*^{0}C*	34,7
	- воспламенения в воздухе		299,0
	- замерзания		-148
5	Пределы взрываемости		
	- нижний	*%*	2,8
	- верхний		18,2
6	Упругость паров при температуре:		
	10 ^{0}C	*мм. рт. ст.*	291,0
	20 ^{0}C		440,0
	30 ^{0}C		644,0

Минимальное количество одоранта в газе должно быть такое, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/5 нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 16 *г* одоранта на 1000 *м³* газа.

Виды одоризационных установок

Все применяемые на ГРС установки одоризации газа можно разделить:

- на установки жидкостного типа:
  - насосная система подачи одоранта:
    - сильфонные;
    - эжекторные;
    - с трубкой Бурдона;
    - плунжерные;
    - диафрагменные.
  - вытеснительная система подачи одоранта:
    - капельного типа.
- установки испарительного типа:
  - объёмного испарения:
    - барботажные:
      - вертикальный барботаж;
      - барботажно-капельные.
  - поверхностного испарения:
    - фитильные;
    - проточного типа.

Жидкостные установки одоранта газа обеспечивают подачу одоранта под действием избыточного давления или сил гравитации.

По способу получения избыточного давления для подачи одоранта такие установки могут включать насосы различных конструкций или использовать перепад давления газа на мерной диафрагме ГРС.

В зависимости от величины расход одоранта и способа управления его расходом жидкостные установки подразделяются на установки непрерывной подачи одоранта и периодической (порционной, дискретной).

Установки одоранта газа испарительного типа могут быть подразделены на установки поверхностного и объёмного испарения.

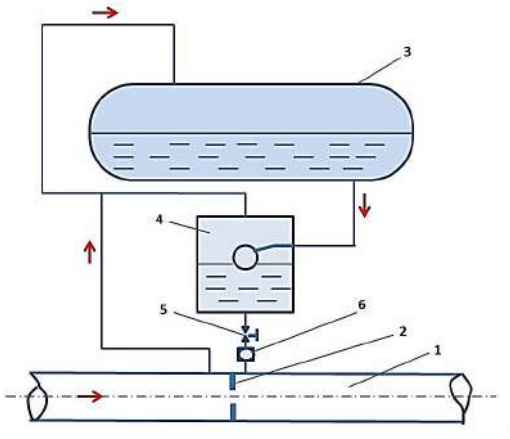
Установки поверхностного испарения могут быть выполнены с использованием питающего элемента в виде фитиля, находящегося в потоке газа или в виде ёмкости с одорантом, с поверхности которого происходит испарение в поток газа.

Установки объёмного испарения – это различные виды барботажных установок, различающиеся способами управления расходом одоранта.

Жидкостные установки одоризации газа

В жидкостных одоризационных установках одорант вводится в поток газа в жидком виде. Преимуществами таких установок является простота обеспечения контроля подачи одоранта пропорционально расходу газа, исключение влияния на расход одоранта, изменение его температуры и химического состава.

Жидкостные одоризационные установки с вытеснительной системой подачи одоранта часто называют «капельными». Это означает, что истечение одоранта в газопровод происходит в виде капель. Уровень расхода одоранта зависит от величины расхода газа и площади сечения форсунки.



1–газопровод; 2–диафрагма; 3–бак одоранта; 4–поплавковая камера; 5–игольчатый дозатор; 6–смотровое стекло; 7–одорант

Рис. 3.6.13. Простейший одоризатор капельного типа

В простейшей капельной одоризационной установке (рис. 3.6.13) поступление одоранта в газопровод осуществляется за счёт сил гравитации и перепада давления на мерной диафрагме газопровода. Игольчатый дозатор и градуировочное смотровое стекло позволяет вручную настроить расход одоранта в соответствии с определённым уровнем перепада давления на мерной диафрагме.

Такими установками оснащаются ГРС средней и малой производительности.

Полуавтоматическая установка одоризации газа (рис. 2.5.14) обеспечивает пропорциональную зависимость расхода одоранта от расхода газа.

Такие системы обеспечивают пропорциональность расхода одоранта и газ при достаточно стабильных газовых потоках.

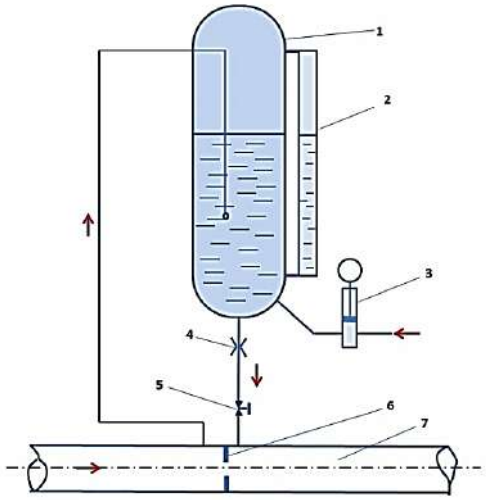
Коэффициент истечения одоранта через калиброванное сопло постоянен и не зависит от скорости истечения при

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} \geq 5 \cdot 10^3 \qquad (3.6.1)$$

где Re – число Рейнольдса;
v – скорость истечения одоранта;
d – диаметр сопла;
ν – кинематическая вязкость одоранта.

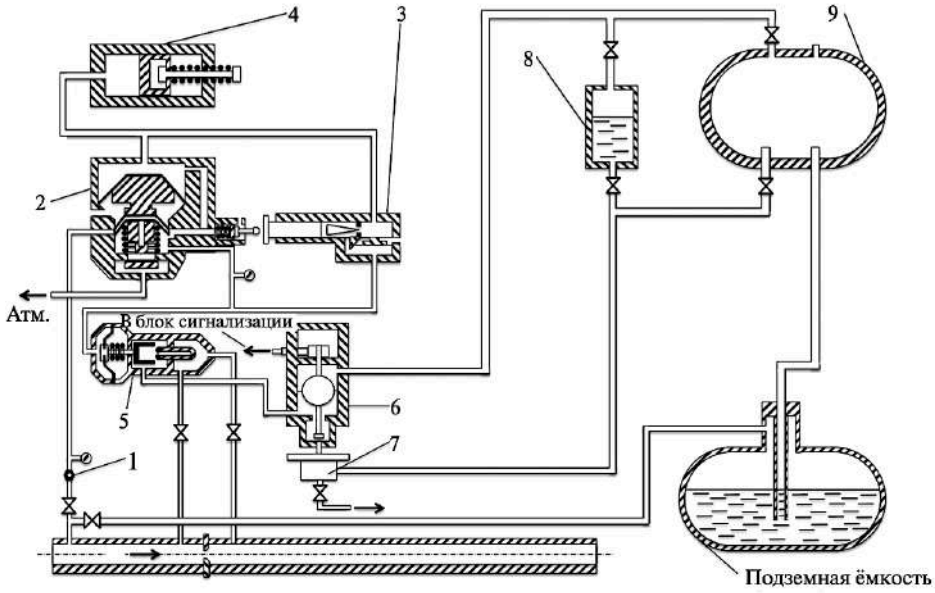
Такие одоризационные установки будут хорошо работать только при высоких расходах газа в газопроводе. При малых и низких расходах газа в газопроводе применение такого способа невозможно и надо применять другие виды установок.

Большинство одоризационных установок с насосной системой подачи одоранта являются установками дискретного действия, и управление расходом одоранта осуществляется путём изменения цикличности работы насоса. Примером установки с дискретной подачей одоранта может служить установка УОГ-1 (рис. 3.6.15). Принцип её работы заключается в следующем: одорант поступает в зону разрежения дозатора и, увлекаемый ответвлённым потоком газа, вводится в газопровод после диафрагмы. Дискретная работа УОГ-1 достигается с помощью пневмомеханического реле времени, действие которого основано на цикличном заполнении газом из газопровода и последующем опорожнении в атмосферу ёмкости с регулируемым объёмом. Реле времени при этом управляет срабатыванием клапана 5, подающего одорант в дозатор. Периодичность работы УОГ-1 настраивается путём изменения объёма регулируемой ёмкости 4 и проходного сечения игольчатого клапана 3.



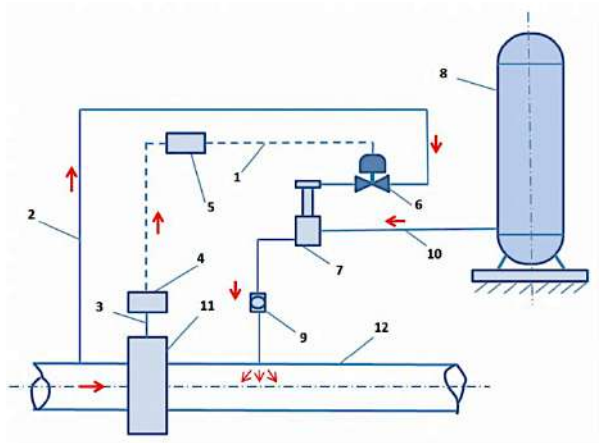
1–бак одоранта; 2–уровнемер; 3–насос; 4–сопло калиброванное; 5-задвижка; 6–диафрагма; 7–газопровод.

Рис. 3.6.14. Полуавтоматическая одоризационная установка капельного типа



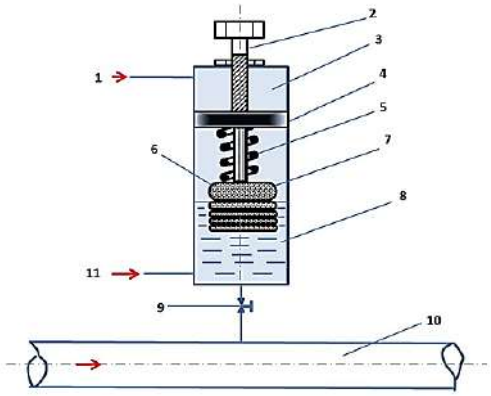
1–редуктор давления питания; 2–реле времени; 3–клапан; 4–ёмкость регулируемая; 5–дозатор; 6–поплавковая камера; 7–фильтр одоранта; 8–ёмкость замерная; 9–ёмкость расходная.

Рис. 3.6.15. Универсальный одоризатор газа модели УОГ-1



1–электрический сигнал; 2–линия газа питающего насос одоранта; 3–аналоговый сигнал; 4–преобразователь аналогового сигнала расходомера; 5–генератор электрических импульсов; 6-соленоидный электро-пневмоклапан; 7–вытес нительный насос; 8–резервуар одоранта; 9–индикатор расхода; 10–линия одоранта; 11–расходомер; 12–газопровод.

Рис. 3.6.16. Автоматический одоризатор газа с вытеснительным насосом с электропневматической командно-измерительной системой



1–подвод давления импульсного газа; 2–винт настройки хода поршня; 3–поршневая камера; 4–поршень; 5– возвратная пружина; 6–масло; 7–плунжер; 8–одорант; 9–клапан; 10–газопровод; 11–подача одоранта из ёмкости.

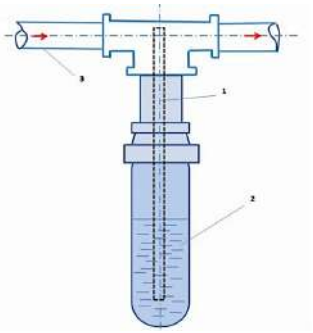
Рис. 3.6.17. Одоризатор газа с вытеснительным плунжерным насосом

Работа насосов, которые чередуют циклы впрыска одоранта в газопровод, может управляться от измерительно-командных систем, которые вырабатывают электрические сигналы с частотой пропорциональной расходу газа (рис. 2.5.16). Электрические импульсы приводят в действие электромагнитный клапан, который воздействует непосредственно на диафрагму насоса или управляет подачей газа в приводную камеру насоса, а также сбросом этого газа из приводной камеры в атмосферу или газопровод с меньшим давлением.

Одна из разновидностей вытеснительных насосов содержит заполненный малом упругий металлический сильфон, который растягивается и сжимается в насосной камере под действием давления масла, нагнетаемого главным поршнем, что обеспечивает подачу одоранта (рис. 3.6.17).

Установки одоризации газа испарительного типа

В одоризационных установках испарительного типа поток газа для насыщения его парами одоранта либо пропускается через резервуар, содержащий жидкий одорант (барботаж), либо обдувает погружённый в жидкий одорант фитиль из проницаемого материала, образующий постоянную поверхность испарения одоранта за счёт действия капиллярных сил, либо газ «обдувает» поверхность жидкого одоранта, находящегося в ёмкости наполовину (рис. 3.6.18).

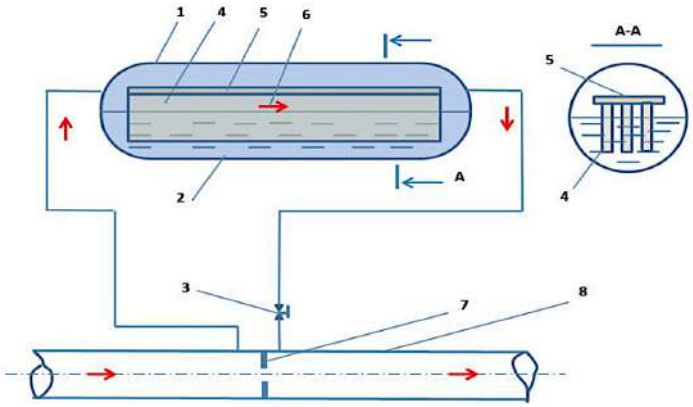


1–фитиль; 2– одорант; 3–газопровод;

Рис. 3.6.18 Типичный фитильный одоризатор

В наиболее простых из всех одоризаторов к основной или вспомогательной линии газопровода подсоединён сосуд с жидким одорантом и погружённым в него фитилём. Расход испаряющегося и поступающего в газ одоранта не пропорционален расходу газа, хотя скорость испарения одоранта возрастает при увеличении скорости обдува фитиля газом в соответствии с ростом диффузионного критерия Нуссельта

Ёмкости и фитили таких одоризаторов газа могут иметь различные конструктивные решения (рис. 3.6.19).

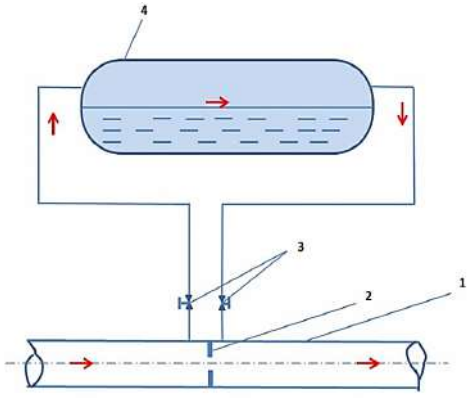


1–ёмкость одоризатора; 2–одорант; 3–вентиль игольчатый, регулирующий; 4–фитиль; 5–подвеска фитилей; 6–байпасный поток газа; 7–диафрагма; 8–газопровод

Рис. 3.6.19. Фитильный одоризатор

Фитильные одоризаторы применяются, когда расход одорируемого газа настолько мал, что применение жидкостных одоризаторов становится нецелесообразным из-за дороговизны и сложности конструкций, обеспечивающих необходимую концентрацию.

В испарительном одоризаторе поверхностного типа газ, отбираемый до мерной диафрагмы (байпасный), проходит в замкнутую ёмкость (сосуд), в которой находится одорант, насыщается им и подаётся в газопровод после диафрагмы. Необходимая одоризация достигается регулированием расхода газа, проходящего над поверхностью одоранта (рис. 3.6.20).



1–газопровод; 2–диафрагма; 3–регулировочные клапаны; 4–сосуд с одорантом;

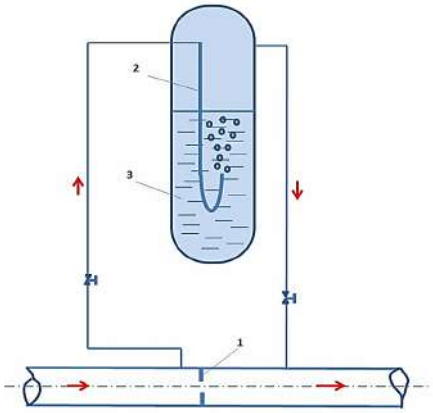
Рис. 3.6.20. Испарительный одоризатор поверхностного типа

Принцип работы испарительных одоризаторов барботажного типа состоит в насыщение газового потока, проходящего через слой жидкого одоранта, или сквозь облако брызг одоранта, содержащегося в резервуаре (рис. 3.6.21).

Необходимый расход байпасного газа регулируется дозирующими вентилями на входе или выходе байпасного участка (рис. 3.6.22).

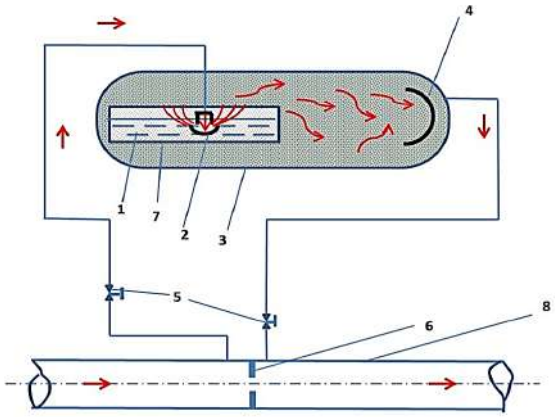
В барботажно-капельном одоризаторе газа процесс барражирования организуется с итен-

с интенсивным разбрызгиванием одоранта и капельным уносом его из барботажной камеры в ёмкость одоризатора, где и осуществляется испарение основной массы одоранта из капельного облака



1–диафрагма; 2–барботажная трубка; 3–одорант.

Рис. 3.6.21. Вертикально барботажный одоризатор



1– одорант; 2–тарель разбрызгивания; 3–испарительная ёмкость одоризатора; 4–брызгоотбойник; 5–вентиль; 6–диафрагма; 7–барботажная камера; 8–газопровод.

Рис. 3.6.22. Барбатажно-капельный одоризатор

3.6.5. Нетрадиционные технологии, используемые на ГРС

Одним из назначений ГРС является снижение давления газа от давления в МГ до давления газа, транспортируемого по газопроводам газораспределительной системы. Традиционно снижение давления газа осуществляется при одноступенчатом дросселировании в регуляторе давления, поддерживающем давление на заданном уровне независимо от колебания расхода потребляемого газа. При прохождении газа через отверстие регулятора давления происходит его адиабатическое расширение с резким увеличением кинетической энергии потока. Этот процесс сопровождается снижением температуры газа и, как следствие, возможным образованием гидратов, особенно в осенне-зимний период эксплуатации.

Для предупреждения гидратообразования в процессе дросселировании газа на ГРС осуществляется его подогрев. Причём для того, чтобы избежать процесса гидратообразования, температура газа перед регулятором давления должна быть не ниже 30 ^0C.

3.6.5.1. Многоступенчатое дросселирование

Многоступенчатое дросселирование заключается в установке перед регулятором давления газа нескольких ступеней дроссельных устройств. В качестве дроссельных устройств могут применяться диафрагмы и решётки с отверстиями (рис. 3.6.23).

При многоступенчатом дросселировании теплоперепад на всех ступенях дросселирования выбирается таким, чтобы переохлаждение газа по сравнению с точкой россы не превышало 5 ^0C, что в условиях отрицательных температур и высоких скоростей потока газа из отверстия диафрагм исключает образование гидратов.

Для уменьшения длины камер всех ступеней необходимо резко затормозить поток газа непосредственно после диафрагмы, чтобы вызвать быстрое повышение температуры перед диафрагмой следующей ступени. Поэтому целесообразно чередовать дроссельные диафрагмы с решётками, выполненными в виде диска с отверстиями, суммарная площадь которых равна площади отверстия диафрагмы.

Последним элементом в системе многоступенчатого дросселирования должен быть регулятор давления, который в этих условиях осуществляет редуцирование газа в области отсутствия гидратообразования.

Применение многоступенчатого дросселирования возможно только на ГРС, на которых относительно постоянный (номинальный) расход газа. При повышении расхода газа через ГРС возможно выпадение гидратов на дроссельных диафрагмах и решётках, при понижении – на регуляторе давления.

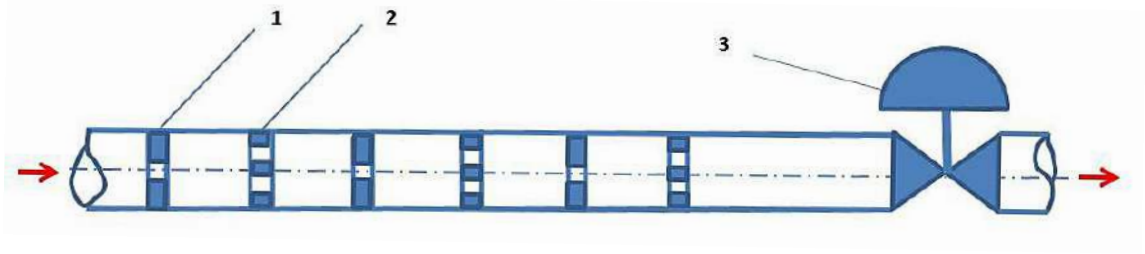


Рис. 3.6.23. Схема многоступенчатого дросселирования на ГРС

3.6.5.2. Дросселирование в замкнутое пространство

Процесс дросселирования газа не всегда сопровождается снижением температуры. Возможны случаи, когда в результате дросселирования температура возрастает. Рост температуры можно наблюдать при дросселировании в замкнутую полость (рис. 3.6.24).

При дросселировании в замкнутую полость будут происходить следующие процессы:

- газ, поступающий из газопровода в ёмкость через дроссель, установленный на ней, тормозится, и его скорость приближается к нулевой.
- первые порции газа, проходя через дроссель, резко снижают своё давление. Соответственно снижается и температура газа. В результате охлаждаются дроссель и участок трубы между дросселем и ёмкостью. Энтальпия газа повышается.
- газ, поступающий в ёмкость на завершающей стадии заполнения, сжимает газ, поступивший ранее, т. е. совершает работу. При этом температура всей массы газа повышается.

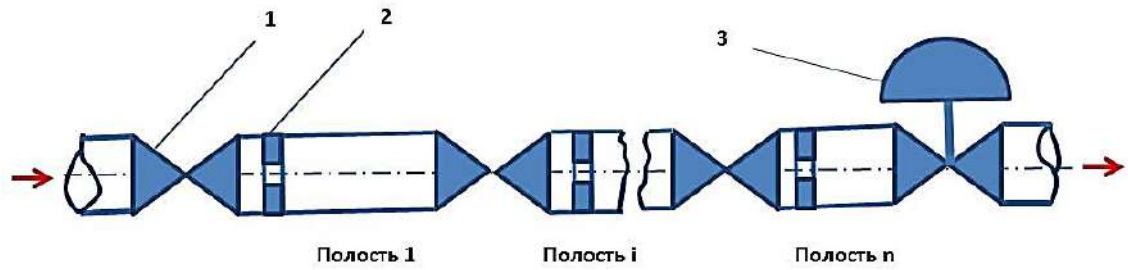


Рис. 3.6.24. Схема с использованием дросселирования в замкнутую полость на ГРС

При дросселировании газа в замкнутую полость возможно повышение температуры газа до 10 ^0C.

Возможно использовать эффект дросселирования в замкнутую полость на ГРС, обеспечив циклический перепуск газа через дроссельную диафрагму из одного участка трубопровода (замкнутая полость) в другой с последующим снижением давления до установленного через регулятор.

3.6.5.3. Дросселирование через слой шаровой засыпки

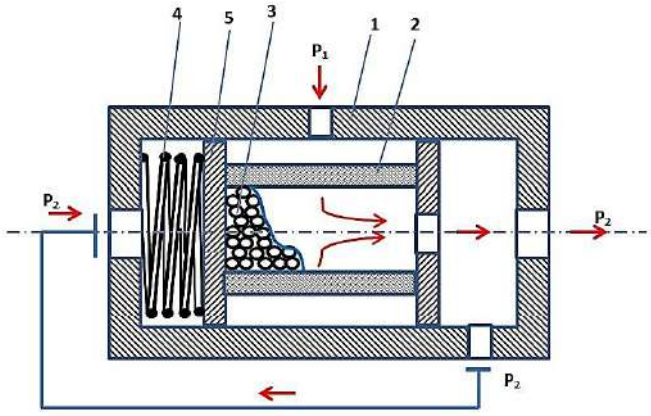
Для создания термодинамически равновесного потока газа при дросселировании применяют метод шаровой засыпки. В участок трубы плотно засыпаются стальные шарики с полированной поверхностью. Шаровая засыпка с двух сторон удерживается стальной решёткой (сеткой).

При протекании газа через шаровую засыпку происходит его дросселирование с понижением давления и температуры. Так как дросселирование происходит в равновесных условиях, энтальпия потока не изменяется.

Изменение температуры при дросселировании через шаровую засыпку значительно меньше, чем при одноступенчатом дросселировании через диафрагму при тех же начальных и конечных условиях по давлению. В данном случае процесс дросселирования напоминает многоступенчатое дросселирование и протекает без гидратообразования.

Использование метода шаровой засыпки возможно в качестве первой ступени регулирования на ГРС.

Подбором и расчётом величины шариков и длины шаровой засыпки можно производить дросселирование при соблюдении равновесного потока при различных давлениях входа и выхода.



1–корпус; 2–перфорированный цилиндр (сетка);
3– шаровая засыпка; 4–пружина; 5– поршень.

Рис. 3.6.25. Конструкция регулятора давления по методу шаровой засыпки

3.6.5.4. Турбодетандерные установки

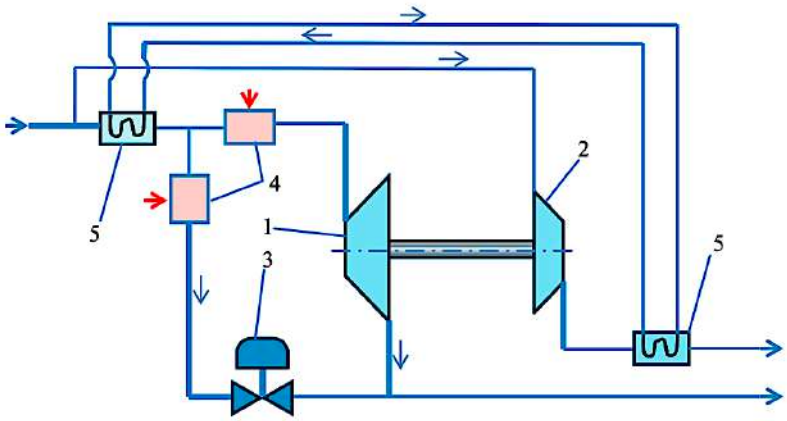
В технологических установках по использованию потенциальной энергии сжатого газа рабочим телом является редуцируемый газ. Термодинамические параметры газа - давление, температура и объём связаны термодинамическими уравнениями состояния газа (раздел 5.1.2). Термодинамический потенциал газа характеризуется его внутренней энергией. Утилизация (использование) энергии сжатого газа состоит в преобразовании внутренней энергии в механическую работу при расширении газа. Декомпрессия газа может быть осуществлена в специальных установках в процессе его расширения (дросселирования) с отдачей работы во вне. Использование энергии сжатого газа может происходить в турбодетандерных

установках. Турбодетандер представляет собой расширительную газовую турбину, в лопаточном аппарате рабочего колеса которой происходит преобразование потенциальной энергии сжатого газа в кинетическую энергию вращения ротора. На валу турбодетандера устанавливается электрический генератор. Поскольку при расширении газа в турбодетандере происходит значительное понижение температуры газа, возникает проблема гидратообразования. Следовательно, для организации работы ГРС с турбодетандерной установкой необходимо: либо производить предварительный погорев газа, либо подогревать его после установки, либо обеспечить съём и использование холода.

Применение турбодетандерных установок на ГРС целесообразно в качестве первой ступени регулирования давления газа с возможностью использования вторичного тепла производственных предприятий для организации подогрева газа или установкой теплообменных аппаратов для выработки холода и последующего его использования.

Совместный режим работы ГРС – АГНКС

На автомобильных газонапорных компрессорных станциях (АГНКС) для сжатия природного газа до давления 15,0–20,0 *МПа* применяют поршневые компрессоры, использующие в качестве топлива тот же природный газ. АГНКС, как правило, располагаются вблизи крупных населённых пунктов, так же как и многие ГРС. Организация совместного режима работы ГРС – АГНКС позволит обеспечивать подготовку природного газа одновременно для потребителей и в качестве моторного топлива для автомобилей (рис. 3.6.26).



1–турбодетандер; 2–компрессор; 3–регулятор давления; 4–подогреватель газа; 5–регенеративный теплообменник.

Рис. 3.6.26. Принципиальная схема совмещённой компоновки ГРС и АГНКС

Часть газа, поступающего из магистрального газопровода, направляется на турбодетандерную установку, которая является приводом газового компрессора. Втора часть газа направляется на вход этого компрессора. В компрессоре происходит сжатие газа до давления 20,0 *МПа*. В турбодетандере газ расширяется до давления 0,5–0,6 МПа и направляется в газораспределительную систему.

Третий поток газа, пройдя через регулятор давления, также направляется в газораспределительную систему. Газ после компрессора подогревает в теплообменном аппарате газ, поступающий на регулятор давления и турбодетандер.

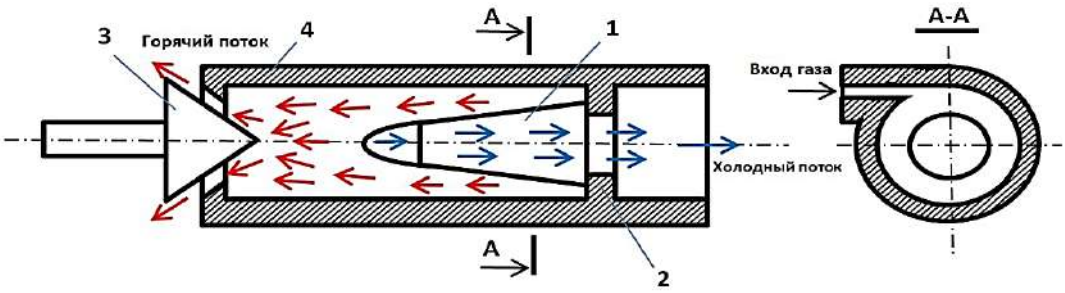
3.6.5.5. Применение вихревой трубы Ранка – Хилша

Одним из возможных путей утилизации потенциальной энергии газа (энергии давления), которая безвозвратно теряется при дросселировании на ГРС, является использование вихревых холодильно-нагревательных аппаратов, так называемых вихревых труб Рака – Хилша. С помощью этих простых устройств возможно не только получение холода и тепла, но одновременно сепарации газа от жидких и твёрдых включений, а также проведение осушки газа холодного потока (рис. 3.6.27).



Рис. 3.6.27. Принцип действия вихревой трубки Ранка – Хилша

Принцип действия вихревой трубки заключается в эффекте снижения температуры в центральных слоях закрученного потока газа и нагреве периферийных слоёв (рис. 3.6.28).



1–сопло; 2–диафрагма; 3–вентиль; 4–корпус.

Рис. 3.6.28. Схема вихревой трубки Ранка – Хилша

Вихревой холодильно-нагревательный аппарат работает следующим образом. Сжатый газ, расширяясь в сопле 1, разгоняется до скорости звука и поступает тангенциально в цилиндрическую камеру 4. В рабочем объёме камеры с высокой скоростью вращается вихревой поток. За счёт эффекта Ранка – Хилша температура внутренних слоёв вихря уменьшается, а температура периферийных слоёв возрастает. Внутренние слои отводятся через диафрагму 2 (холодный поток), а периферийные в противоположном направлении (горячий поток). Соотношение потоков устанавливается вентилем 3 на горячем конце трубы.

Использование на ГРС вихревых труб Ранка – Хилша возможно для различных целей.

Подогрев газа перед регулятором давления газа

Для повышения температуры газа перед регулятором давления газа на ГРС используются подогреватели газа. Применение вихревой трубки позволит поднять температуру перед регулятором давления газа без его затрат в качестве топлива. При помощи вихревой трубки Ранка – Хилша можно разделить потоки газа на «холодный» и «горячий». «Холодный» поток направляется к регулятору давления газа

через теплообменный аппарат, где этот поток повысит свою температуру за счёт более высокой температуры окружающей среды (даже зимой) и далее смешается с «горячим» потоком. Полученный поток газа будет иметь температуру выше, чем исходный поток до дросселирования в вихревой трубке. Затем поток газа направляется в регулятор давления газа.

Таким образом, по принципу теплового насоса, вихревая трубка позволяет «качать» тепло из окружающей среды. Это возможно только за счёт высокой энергии «холодного» потока газа.

Очистка газа от жидкости и механических примесей

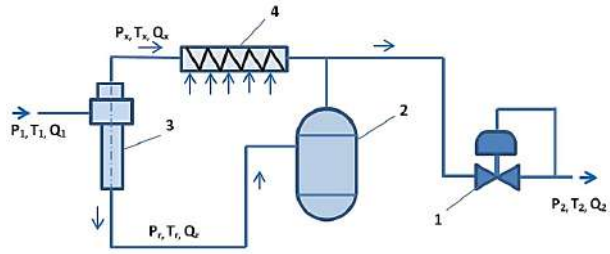
Вихревые трубки на ГРС могут применяться для очистки газа от капельной жидкости и механических примесей.

Газ, входящий в вихревую трубу со скоростью звука, закручивается, и создаются условия для эффективной сепарации жидкости, попадающей с газом или образующейся в самой трубе в процессе расширения газа. При этом капельки жидкости и механических примесей отбрасываются на периферию трубы и уходят с «горячим» потоком. Таким образом «холодный» поток оказывается очищенным и осушенным по сравнению с исходным газом.

Схемы совместной работы вихревой трубы и регулятора давления на ГРС

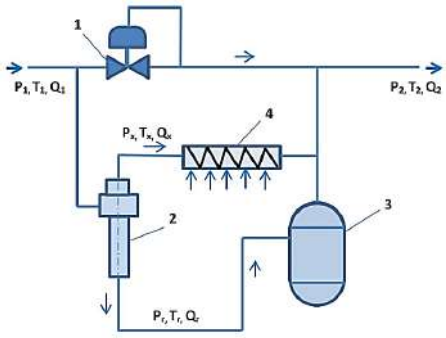
Применение на ГРС вихревых труб Ранка – Хилша возможно с использованием различных схем совместной работы с регуляторами давления газа (рис. 3.6.29 и 3.6.30).

1–регулятор давления; 2–сепаратор;



3–вихревая труба; 4–теплообменник.

Рис. 3.6.29. Принципиальная схема последовательной работы вихревой трубы и регулятора давления газа на ГРС



1–регулятор давления; 2–вихревая труба; 3–сепаратор; 4–теплообменник.

Рис. 3.6.30. Принципиальная схема параллельной работы вихревой трубы и регулятора давления газа на ГРС

3.6.5.6. Жидкостные трансформаторы потенциальной энергии газа

Принцип работы жидкостного трансформатора энергии (компрессорно-расширительная машина с жидкостным поршнем) основывается на преобразовании потенциальной энергии в кинетическую энергию движущегося столба жидкости (жидкого поршня) с последующим преобразованием последней обратно в потенциальную энергию газа (рис. 3.6.31).

Устройство, позволяющее осуществить указанные преобразования энергии, представляет собой U-образную трубу, частично заполненную жидкостью, являющейся свободно перемещаемым поршнем, который разделяет внутренний объём

трубы на две камеры, оснащённые впускными и выпускными клапанами. Впускные клапаны соединены с газопроводом отводом к ГРС, а выпускные – с газопроводом распределительной системы после ГРС. Клапаны в рассчитанной последовательности открываются и закрываются, соединяя ветви трубы с тем или иным газопроводом.

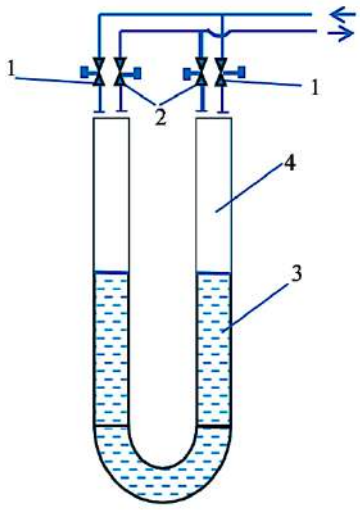
Циклы работы преобразователя чередуются в следующей последовательности (рис. 3.6.32):

1. В ветви *A* находится газ под входным давлением в ГРС (например, $P_{вх}$ *=5 МПа*) при полностью закрытых впускном и выпускном клапанах. В ветви *B* открыт выпускной клапан, соединённый с выходным после ГРС трубопроводом (например, $P_{вых}$ *=1,2 МПа*).

2. Столб жидкости в полости *A* под давлением $P_{вх}$ перемещается, вытесняя газ в полости *B* через открытый выпускной клапан под давлением $P_{вых}$ в газопровод после ГРС. Давление газа в полости *A* при этом уменьшается до давления $P_{вых}$, столб жидкости достигает нижней мёртвой точки (НМТ), а столб жидкости в полсти *B* достигает верхней мёртвой точки (ВМТ).

3. В полости *A* открывается выпускной клапан, а в полости *B* открывается впускной клапан и газ начинает поступать в неё под давлением $P_{вх}$.

4. В полости *B* впускной клапан через какое-то -, время закрывается, и газ начинает перемещать столб жидкости под давлением $P_{вх}$. Из полости *A* через открытый выпускной клапан под давлением $P_{вых}$ газ поступает в газопровод после ГРС.



1-впускные клапаны. 2-выпускные клапаны 3-жидкость. 4-корпус трубы

Рис. 3.6.31. Жидкостной преобразователь энергии

5. Столб жидкости в полости *B* под давлением $P_{вх}$ перемещается, вытесняя газ в полости *A* через открытый выпускной клапан под давлением $P_{вых}$ в газопровод после ГРС. Давление газа в полости *B* при этом уменьшается до давления $P_{вых}$, столб жидкости достигает НМТ, а столб жидкости в полсти *A* достигает ВМТ.

6. В полости *B* открывается выпускной клапан, а в полости *A* открывается впускной клапан и газ начинает поступать в неё под давлением $P_{вх}$. Цикл полностью завершён.

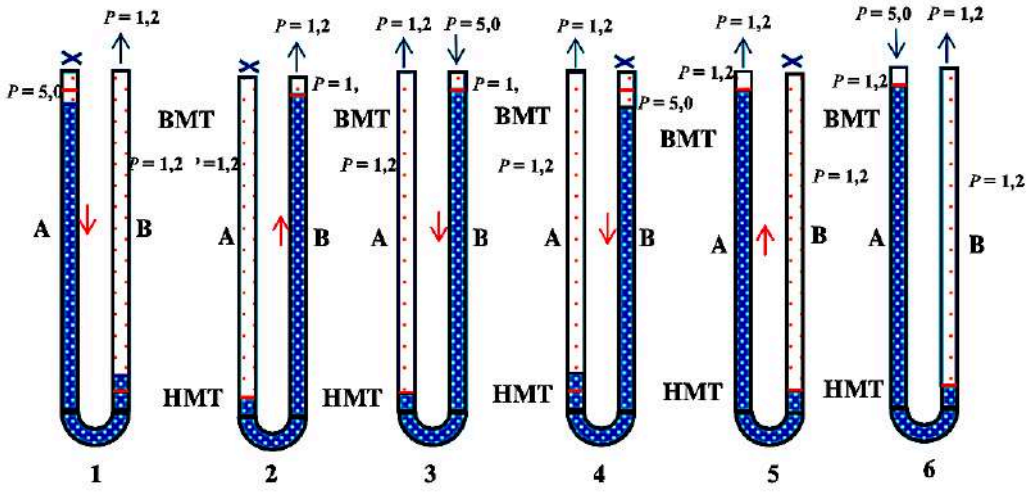


Рис. 3.6.32. Циклы работы жидкостного преобразователя энергии.

Таким образом, происходит снижение давления без его дросселирования и понижения температуры.

Использование жидкостного преобразователя энергии на ГРС в «чистом» виде вместо регулятора давления достаточно проблематично, потому что его работа напрямую зависит от колебания давления на входе и выходе. Изменение давления даже в незначительных величинах может привести к сбоям в его работе и даже полной остановке. Однако при принятии дополнительных комплексных технических решений (установке регуляторов давления на входе и выходе, установке аккумулятора давления для компенсации резких изменений давления и др.) применение жидкостного преобразователя энергии на ГРС вполне возможно.

3.6.5.7. Сжижение природного газа

Сжижение природного газа происходит при его охлаждении до минус 160 ^{0}C. При сжижении природный газ уменьшается в объёме примерно в 600 раз. При применении технологий сжижения природного газа на ГРС используется как собственно потенциальная энергия сжатого газа, так и естественное охлаждение газа при снижении его давления.

Существует множество различных схем сжижения природного газа на ГРС, в которых применяются холодильные агрегаты, турбодетандерные и компрессорные установки, вихревые трубы, дроссельные диафрагмы, теплообменные аппараты и др.

3.6.6. Диспетчерское управление газораспределительными стациями

Необходимо рассматривать два вида диспетчерского управления газораспределительными стациями:

- при нормальном функционировании ГТС ЕСГ;
- при ситуациях связанных с отклонениями от нормального функционирования ГТС ЕСГ.

Под нормальном функционированием ГТС ЕСГ следует понимать осуществление транспорта газа по ГТС в соответствии с утверждённым планом транспорта газа и балансом газа, без аварий и инцидентов на объектах ГТС и влияния других внешних воздействий, сказывающихся на возможностях нормальной подачи газа потребителям.

При нормальном функционировании ГТС ЕСГ задачей диспетчерского персонала ГТО является обеспечение поставки потребителю запланированного объёма газа через ГРС. Планирование объёмов поставок газа через каждую ГРС осуществляется на основе договоров между газотранспортной организацией, осуществляющей транспортировку газа через ГРС, и организацией, осуществляющей покупку газа на выходе из ГРС и дальнейшую его транспортировку до мест сдачи потребителям. Договорные объёмы распределяются по времени вплоть до суток. Запланированные объёмы учитываются при разработке плана транспорта газа по ГТС ГТО. Таким образом, при нормальном функционировании ГТС ЕСГ задача диспетчерского персонала ГТО сводится:

- к организации контроля за работой каждой ГРС;
- обеспечению учета расхода газа по каждой ГРС;
- расчёту ежесуточного объёма газа, поставленного через каждую ГРС потребителю;
- закрытие (составление и согласование) ежемесячного акта передачи объёмов газа контрагенту.

Отклонения от нормального функционирования ГТС ЕСГ препятствуют возможности обеспечить поставку договорных объёмов газа через ГРС. Они могут быть обусловлены ситуациями, связанными:

- с авариями на объектах ГТС;
- внешними воздействиями на ГТС;
  - температура окружающей среды;
  - природные катаклизмы (наводнения, землетрясения, пожары и т. д.);
- принудительным изменением режима работы ГРС по коммерческим причинам.

При авариях на объектах ГТС в зависимости от их места и влияния последствий на поставку газа через конкретную ГРС диспетчерский персонал должен обеспечить один из возможных вариантов:

- переключить газопровод-отвода к ГРС к другому МГ этой же или другой ГТС;
- закрыть подачу газа от МГ к газопроводу-отводу и обеспечить поставку газа потребителю из объёмов запаса газа в газопроводе-отводе на время ликвидации аварии;
- прекратить полностью поставку газа потребителям на время ликвидации аварии.

При внешних воздействиях на ГТС наиболее важным являются значительные и продолжительные понижения температуры окружающего воздуха. Потребление газа, особенно населением и коммунально-бытовыми предприятиями, а также тепловыми электростанциями напрямую зависит от температуры воздуха. При его понижении происходит увеличение отбора газа потребителями. Возможно нарушение договорных графиков отбора газа через отдельные ГРС. Продолжительное по времени или значительное понижение температуры приводит к необходимости введения положения об ограничении потребления газа (графики 2 и 1).

Ограничение потребления проводят административным, коммерческим и техническим путями.

Административное воздействие на потребителей газа связано с наличием соответствующих законов, обязывающих потребителей газа производить ограничение потребления при уведомлении органов местной власти. Нарушение введённых графиков ограничения потребления может привести к привлечению потребителей к административной ответственности.

Коммерческое воздействие заключается во внесении в договора с потребителями газа штрафных санкций по оплате потреблённого газа в случае, если его объёмы превышают договорные.

Техническое воздействие заключается в принудительном снижении давления газа на выходе из ГРС до технически допустимых параметров. Применение этого способа ограничения требует от персонала, обслуживающего ГРС, чрезмерного внимания. Снижение давления газа после регуляторов при отсутствии снижения объёмов потребления приведёт к увеличению скорости движения газа по газопроводам и через оборудование газораспределительных систем, которая может достигнуть критических значений. Параметры работы оборудования газораспределительных систем так же приблизятся к технически допустимым, что может привести к сбоям работы оборудования вплоть до аварийных.

Каждый регулятор давления обладает заводскими техническими характеристиками, ограничивающими зону его устойчивой работы. Паспортные параметры регулятора предусматривают:

- минимальные значения давления на входе и выходе;
- перепад давления на регуляторе;
- диапазон изменения давления (диапазон настройки);
- коэффициент пропускной способности;
- зону нечувствительности регулятора.

При применении методов технического воздействия диспетчерский персонал не должен нарушать заводских условий работы регуляторов давления и другого оборудования ГРС.

Техническое воздействие может заключаться в установке на ГРС после регуляторов давления газа регуляторов расхода газа. Такой регулятор обеспечивает постоянный заданный расход газа через ГРС при проектных параметрах давления. В случае нарушения заданных параметров подача газа потребителю автоматически прекращается.

Действия диспетчерского персонала при природных катаклизмах, которые могут привести к ограничениям поставок газа потребителям, аналогичны действиям при аварийных ситуациях.

При нарушениях договорных условий поставок газа отдельными потребителями к ним могут быть применены вышеописанные принудительные технические действия по ограничению поставок газа.

3.6.6.1. Особенности газоснабжения в Российской Федерации

Диспетчерский персонал должен понимать особенности газоснабжения объектов промышленности и жилого сектора, которые существуют в Российской Федерации.

Природный газ как товар существенно отличается от других видов товаров, приобретаемых потребителями. Обычному потребителю нельзя закупить газ впрок, нельзя складировать запасы газа для использования в будущем, нельзя торговаться по цене или по качеству, практически нельзя выбрать поставщика по своему усмотрению. Кроме того, использование газа предъявляет повышенные требования к соблюдению правил пожарной безопасности.

Газ должен поступать к потребителю бесперебойно, с определенными физическими параметрами и качеством, необходимыми для надежной безаварийной работы газопотребляющего оборудования, т. е. «ни больше, ни меньше» и непрерывно.

Особенностями газа как товара обусловлен тот факт, что газоснабжение в Российской Федерации регулируется федеральным и региональным законодательствами в юридическом, экономическом и техническом аспектах.

Надежность и бесперебойность поставок газа на территории России - основной принцип газоснабжения потребителей, прописанный во всех нормативно-правовых актах, касающихся газоснабжения Российской Федерации.

Поставки газа проводятся на основании договоров между поставщиками и потребителями независимо от форм собственности в соответствии с гражданским законодательством и утвержденными Правительством Российской Федерации правилами поставки газа и правилами пользования газом в Российской Федерации, а также иными нормативными правовыми актами.

Условиями договора предусматриваются гарантии поставщика газа, объёмы и сроки поставки, штрафные санкции за их нарушение. Преимущественное право на заключение договоров поставки газа имеют его покупатели для государственных или муниципальных нужд, коммунально-бытовых и социальных нужд граждан, а также покупатели, в отношении которых продлеваются действующие договоры поставки газа.

Для организаций, деятельность которых финансируется за счет средств федерального бюджета, Правительством Российской Федерации введен порядок обязательного заключения государственных контрактов на поставки газа, в которых должен учитываться объём потребления газа, согласованный государственным или муниципальным заказчиком в порядке, установленным Правительством Российской Федерации (федеральный закон от 02.02.2006 № 19-ФЗ, ред. от 30.12.2008 № 307).

Правительством Российской Федерации, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления ежегодно предусматриваются в соответствующих бюджетах средства на финансирование поставок газа, объем потребления, которого согласован.

Государство гарантирует возмещение организации – собственнику системы газоснабжения за счет средств соответствующих бюджетов фактических убытков в размере образовавшейся задолженности по оплате газа неотключаемыми потребителями (Закон «О газоснабжении в Российской Федерации»). В настоящее время поставщик газа не всегда является собственником системы газоснабжения, поэтому правильнее было бы законодательно предусмотреть гарантии возмещения задолженности за газ поставщику газа.

В группу «население» включаются физические лица, использующие газ в качестве топлива для личных нужд, а также жилищно-эксплуатационные организации; организации, управляющие многоквартирными домами; жилищно-строительные кооперативы и товарищества собственников жилья, использующие газ для бытовых нужд населения, и иные подобные конечные потребители (далее – население).

Потребители коммунально-бытового сектора используют газ для производства тепла и горячей воды в целях отопления помещений и обеспечения горячего водоснабжения населения и иных потребителей.

В соответствии с Правилами поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.07.2008 № 549, поставка газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан осуществляется исходя из следующих принципов:

- обеспечение бесперебойности и безопасности поставки газа;
- поставка газа по фактической потребности.

Поставщик вправе в одностороннем порядке приостановить исполнение обязательств по поставке газа с предварительным письменным уведомлением абонента лишь в некоторых случаях, оговоренных в Правилах, в том числе в случае неоплаты или неполной оплаты потребленного газа в течение 3-х расчетных периодов. Ограничение или полное отключение от газоснабжения потребителей коммунально-бытовой сферы и населения при похолоданиях, приводящих к резкому увеличению потребления газа, Правилами не предусмотрено.

В случаях аварии в газораспределительной сети или на газовом оборудовании подача газа абоненту может быть приостановлена или прекращена без предварительного уведомления со стороны поставщика.

Статус «неотключаемых» потребителей

В начале 90-х годов в период реформирования экономику России поразил кризис неплатежей. Оплата газа в 1996 году составляла лишь 2% от всего объёма поставленного газа. Не имея других рычагов воздействия на потребителей, предприятия – поставщики газа стали применять санкции по ограничению или отключению злостных неплательщиков от газа. В их числе оказались и потребители, при отключении которых возможно возникновение аварийных ситуаций.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 5.11.1995 № 1089 (ред. от 02.02.1996 № 92) «О неотложных мерах по стабилизации энергоснабжения» был утвержден Перечень потребителей, в отношении которых не производится ограничение или прекращение подачи электрической и тепловой энергии, газа и других топливно-энергетических ресурсов (далее – Перечень) в связи с их задолженностью по оплате. В Перечень вошли предприятия электроэнергетики, газоснабжения, водоснабжения и канализации, очистные сооружения, объекты ФСБ и СВР России, предприятия военно-промышленного комплекса и другие потребители, при отключении которых возможно возникновение аварийных ситуаций.

Органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации по согласованию с территориальными органами Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий предписывалось утвердить на основе указанного Перечня региональный перечень предприятий и организаций, прекращение и ограничение подачи которым ТЭР ниже минимального суточного объема, необходимого для безаварийной работы технологического оборудования, не допускается. Этот перечень утратил силу с 01.04.1996 года (Постановление Правительства Российской Федерации от 01.04.1996 № 357).

В соответствии с Правилами поставки газа в Российской Федерации, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.02.1998 № 162 (ред. от 07.12.2005 №738) поставщик газа имеет право уменьшить или полностью прекратить поставку газа покупателям (но не ниже брони газопотребления) в случае неоднократного нарушения сроков оплаты поставленного газа, за исключением потребителей, перечень которых утверждается Правительством Российской Федерации.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.06.1998 № 601 (ред. от 27.07.99 №844) «О дополнительных мерах по повышению ответственности потребителей за оплату топливно-энергетических ресурсов» утвержден значительно сокращенный по сравнению с Перечнем из Постановления № 1089, Перечень стратегических организаций, обеспечивающих безопасность государства и финансируемых за счет средств федерального бюджета, поставки ТЭР которым подлежат гарантированной оплате за счет средств федерального бюджета и которым не подлежат прекращению или ограничению ниже установленных им соответствующими федеральными органами исполнительной власти лимитов в натуральном и стоимостном выражении, в который вошли предприятия Министерства обороны, МВД, МЧС, ФАПСИ, СВР, ВГТРК.

В Законе «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 № 69 статьей 8 предусмотрены полномочия федеральных органов государственной власти в области газоснабжения. Правительство Российской Федерации в области газоснабжения осуществляет свои полномочия в соответствии с Федеральным законом «О Правительстве Российской Федерации», в том числе, утверждает перечень потребителей, которые имеют преимущественное право пользования газом в качестве

топлива и поставки газа, которым не подлежат ограничению или прекращению (неотключаемые потребители).

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.10.2000 № 753 «О заключении государственных контрактов на поставку газа организациям, финансируемым за счет средств федерального бюджета» поставка газа организациям, финансируемым за счет средств федерального бюджета, с 01.01.2001 осуществляется на основании государственных контрактов, заключаемых государственными заказчиками с поставщиками газа в соответствии с порядком поставок продукции для федеральных государственных нужд, установленным законодательством Российской Федерации.

Согласно Закону от 13.12.1994 № 60-ФЗ «О поставках продукции для федеральных государственных нужд» Правительство Российской Федерации утверждает государственных заказчиков для организации работы по выполнению федеральных целевых программ и обеспечению поставок продукции для федеральных государственных нужд.

Государственные заказчики обеспечиваются финансовыми ресурсами в объеме, устанавливаемом федеральным бюджетом.

Государственный заказчик от имени государства и поставщик продукции заключают государственный контракт, который регулирует отношения поставщика с государственным заказчиком при выполнении государственного контракта.

Государственные заказчики, заключающие государственные контракты на поставку газа, ежегодно формируют реестр подведомственных организаций, финансируемых за счет средств федерального бюджета, с указанием годовых объёмов потребления газа каждой из них в натуральном и стоимостном выражении.

Перечень стратегических организаций был отменен Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.05.2002 № 364 «Об обеспечении устойчивого газо- и энергоснабжения финансируемых за счет средств федерального бюджета организаций, обеспечивающих безопасность государства».

Этим документом установлены особые условия поставки газа и его оплаты, которые в обязательном порядке включаются в государственные контракты на поставку газа, заключаемые государственными заказчиками с поставщиками газа, а также в договоры поставки газа, заключаемые газоснабжающими организациями с финансируемыми за счет средств федерального бюджета организациями, обеспечивающим безопасность государства (воинскими частями, учреждениями, предприятиями и организациями федеральных органов исполнительной власти, в которых предусмотрена воинская служба, а также предприятиями, учреждениями и организациями уголовно-исполнительной системы и государственной противопожарной службы)

В государственный контракт на поставку газа должно быть включено условие, согласно которому поставщик газа обязуется не допускать прекращения или ограничения подачи газа ниже доведенных государственным заказчиком до своих подведомственных организаций лимитов бюджетных обязательств.

В договор поставки газа с финансируемым за счёт средств федерального бюджета потребителем включается обязательство поставщика не производить ограничение поставок газа потребителю в пределах, установленных ему главным распорядителем средств федерального бюджета лимитов бюджетных обязательств в случае несвоевременного поступления платежей на его счёт.

Таким образом, в настоящее время термин «неотключаемые потребители» присутствует в Законе о газоснабжении, но утвержденный Правительством Российской Федерации перечень таких потребителей отсутствует.

Для бюджетных потребителей, деятельность которых финансируется за счёт бюджетов разных уровней, Правительством Российской Федерации введен порядок обязательного заключения государственных или муниципальных контрактов на поставки газа, в которых должен учитываться объём потребления газа, согласованный государственным или муниципальным заказчиком в порядке, установленным Правительством Российской Федерации (Федеральный закон от 02.02.2006 № 19).

Правительством Российской Федерации, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления ежегодно предусматриваются в соответствующих бюджетах средства на финансирование поставок газа, объём потребления, которого согласован.

Газоснабжение в аварийных ситуациях и при ограничении режима потребления.

При возникновении аварийных ситуаций на ГТС, а также в периоды резкого похолодания, когда значительно увеличивается потребление газа предприятиями энергетики, коммунально-бытовыми предприятиями и населением, может возникнуть дефицит газа. В этом случае решение об ограничении в поставках газа отдельных потребителей принимается на основании соответствующих нормативных правовых документов.

В соответствии с Порядком обеспечения потребителей газом в периоды похолодания и в случае аварийных ситуаций на газотранспортных системах, утвержденным Приказом Минэнерго Российской Федерации от 16.12.2002 № 448, обеспечение исполнения государственных контрактов на поставку газа для государственных нужд, экспортных контрактов по международным обязательствам, поставок газа коммунально-бытовым организациям и населению в периоды похолодания при максимальных отборах газа из газотранспортной системы может осуществляться за счет перевода ряда потребителей на резервные виды топлива.

Согласно Правилам поставки газа в Российской Федерации для использования газа в качестве топлива потребитель должен иметь разрешение, которое выдается в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Технические условия на подключение к ГТС выдаются соответственно газотранспортной или газораспределительной организацией только при наличии упомянутого разрешения.

Правилами пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.05.2002 № 317, установлено, что основанием для разработки проектов газоснабжения наряду с другими документами является топливный режим – выдаваемое в установленном порядке разрешение на использование потребителем какого-либо топлива в качестве основного или резервного. Резервное (аварийное) топливо – топливо, предназначенное для использования при ограничении или прекращении подачи газа.

Объёмы газа, высвобождаемые для обеспечения исполнения государственных контрактов на поставку газа для государственных нужд, экспортных контрактов по международным обязательствам, обеспечения коммунально-бытовых предприятий и населения в периоды похолоданий определяются Графиками перевода потребителей на резервные виды топлива при резких похолоданиях (Графики №1). Графики №1 разрабатываются раздельно на I-й и IV-й кварталы региональными газовыми компаниями, газотранспортными организациями, газораспределительными организациями, согласовываются органами государственного энергетического

надзора и в соответствии с Правилами поставки газа утверждаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

В Графики 1 включаются все организации, обязанные иметь резервные топливные хозяйства согласно установленным для них топливным режимам.

При введении этих графиков промышленный потребитель обязан снизить суточный расход газа до установленных суточных норм и обеспечить перевод газопотребляющих установок на резервные виды топлива, альтернативные газу.

При невыполнении этого требования региональная газовая компания, газотранспортная или газораспределительная организация имеют право проводить принудительное ограничение поставки газа до установленной суточной нормы поставки газа по истечении 24 часов с момента предупреждения об этом потребителя и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

На случай аварийных ситуаций и связанных с этим нарушений технологического режима работы газотранспортной системы газораспределительные организации разрабатывают и утверждают в органах исполнительной власти субъектов Российской Федерации графики ограничения снабжения газом покупателей и очередности их отключения в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при аварии - Графики аварийного газоснабжения (графики 2) с приложением к ним перечня организаций и порядка их частичного или полного отключения от подачи газа.

Введение в действие Графиков 1 и 2 и изменение суточного объема передаваемого покупателям газа осуществляет Центральный производственно-диспетчерский департамент ОАО «Газпром» (согласно пункту 19 Правил поставки газа).

Если потребителю газа в соответствии с законами или иными нормативно-правовыми актами Российской Федерации поставки газа не могут быть прекращены или уменьшены ниже определенного предела, ему устанавливается так называемая броня газопотребления.

Броня газопотребления – это минимальный объём потребления газа, необходимый для безаварийной работы технологического оборудования потребителя при условии максимального использования резервных видов топлива.

Броня газопотребления подписывается представителем органа государственного энергетического надзора в субъектах Российской Федерации и руководителем организации – потребителя газа.

Для организаций, которым топливным режимом резервное топливо не установлено, броня газопотребления не составляется.

Годовой объём поставки газа каждого объекта потребителя не может превышать объём, установленный в разрешениях на использование газа (топливных режимах), выданных в установленном порядке на газоиспользующее оборудование объектов покупателя.

Решение об ограничении или прекращении поставки газа принимается поставщиком в одностороннем порядке в соответствии со ст. 523 ГК Российской Федерации, Правилами поставки газа в Российской Федерации и действует до устранения обстоятельств, явившихся основанием для его принятия. В случае, если покупатель является потребителем, прекращение или ограничение подачи газа которому может привести к опасности для жизни людей и тяжелым экологическим последствиям, либо медицинским учреждением, организацией связи, имеет объекты жилищно-коммунального хозяйства, объекты вентиляции, водоотлива, или основные подъёмные устройства угольных и горнорудных организаций или является метрополитеном, поставщик при введении ограничении или прекращении поставки газа руководствуется Порядком прекращения или ограничения подачи электрической и

тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.01.1998 № 1 и определяющим последовательность действий газоснабжающей организации по прекращению или ограничению подачи газа,

При введении ограничения покупатель обязан выполнять режим газопотребления, установленный поставщиком. При этом стороны устанавливают, что с момента введения ограничения и до его прекращения, суточной нормой поставки газа по настоящему договору становится среднесуточная норма с учётом введенного поставщиком ограничения. Расход газа сверх суточных объёмов, установленных поставщиком, влечет повышенную оплату объёма перерасходованного газа с повышающим коэффициентом, установленным договором поставки.

Ограничение (прекращение) поставки газа производится по указанию поставщика покупателем самостоятельно или газораспределительной организацией по поручению поставщика в случае невыполнения покупателем данного указания поставщика. В этом случае расходы поставщика, связанные с ограничением и возобновлением подачи газа, возмещаются покупателем.

При перерасходе суточной нормы поставки газа покупателем без предварительного согласования с поставщиком в случае, если это повлекло убытки других покупателей, потребляющих газ через сети ГРО, покупатель может быть привлечен к ответственности за нарушение технологического режима работы сетей ГРО в размере убытков, причиненных поставщику этим нарушением.

Население и коммунально-бытовые потребители

Существуют категории потребителей, которые не подлежат ограничению или прекращению подачи газа при похолоданиях. Это население и коммунально-бытовые потребители.

В группу «население» включаются физические лица, использующие газ в качестве топлива для личных нужд, а также жилищно-эксплуатационные организации; организации, управляющие многоквартирными домами; жилищно-строительные кооперативы и товарищества собственников жилья, использующие газ для бытовых нужд населения, и иные подобные конечные потребители (далее – население).

Потребители коммунально-бытового сектора используют газ для производства тепла и горячей воды в целях отопления помещений и обеспечения горячего водоснабжения населения и иных потребителей.

Реализация газа населению в большинстве регионов Российской Федерации передана региональным компаниям по реализации газа, которым Федеральной службой по тарифам Российской Федерации установлена плата за снабженческо-сбытовые услуги (ПССУ), входящая в розничную цену природного газа для населения. В некоторых субъектах Российской Федерации реализацией газа населению отдельных муниципальных образований занимаются ГРО. Розничная цена газа для населения каждого субъекта Российской Федерации или муниципального образования утверждается администрацией региона.

В соответствии с Правилами поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.07.2008 № 549, поставка газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан осуществляется исходя из следующих принципов:

- обеспечение бесперебойности и безопасности поставки газа;
- поставка газа по фактической потребности.

Таким образом, принцип бесперебойности поставок газа и отсутствие ограничений в объёмах газа, потребляемого населением и коммунально-бытовыми предприятиями, как бы автоматически вводит этих потребителей в разряд неотключаемых.

Поставщик вправе в одностороннем порядке приостановить исполнение обязательств по поставке газа с предварительным письменным уведомлением абонента лишь в некоторых случаях, оговоренных в Правилах, в том числе в случае неоплаты или неполной оплаты потребленного газа в течение 3 расчётных периодов. Ограничение или полное отключение от газоснабжения потребителей коммунально-бытовой сферы и населения при похолоданиях, приводящих к резкому увеличению потребления газа, Правилами не предусмотрено.

В случаях аварии в газораспределительной сети или на газовом оборудовании подача газа абоненту может быть приостановлена или прекращена без предварительного уведомления со стороны поставщика.

Население и коммунально-бытовые организации потребляют газ в объёмах, зависящих от сезонности и температуры окружающей среды. Неравномерность потребления газа этих категорий потребителей достигает 26%.

Обеспечение поставок газа населению и коммунально-бытовым потребителям в периоды похолодания при максимальных отборах газа из газотранспортной системы может осуществляться за счёт перевода ряда потребителей на резервные виды топлива.

К населению и потребителям коммунально-бытового сектора не применяются штрафные санкции в случае перебора газа сверх договорных объемов. Эти потребители не подлежат также ограничению или прекращению подачи газа при похолоданиях (не включаются в графики 1).

3.6.7. Принципы управления ГРС на основе их технико-экономических показателей

3.6.7.1. Основные положения

Развитие газификации Российской Федерации, внедрение систем автоматического управления технологическими объектами и ускоренное использование информационных систем диктует необходимость пересмотра подходов к управлению ГРС.

В настоящее время ГРС необходимо рассматривать не только как объекты технического, а как объекты технико-экономического управления. Управление ГРС должно осуществляться на основе их технико-экономических показателей (ТЭП). ТЭП определяются путем расчета на основе технических, технологических, экономических данных о работе ГРС. Анализ полученных ТЭП должен обеспечивать персонал необходимой информацией для принятия управленческих решений.

Любая ГРС должна быть технически состоятельной и экономически целесообразной для выполнения своего технологического и экономического назначения.

Технологическое назначение – это осуществление основных функций ГРС (понижения давления, обеспечение заданного расхода, подготовка качества газа).

Экономическое назначение – это передача газа-товара для его дальнейшей реализации.

Экономическая целесообразность – это выполнение технологического назначения себе не в ущерб, т. е. эксплуатационные затраты на поддержание основных фондов не должны превышать их остаточной стоимости, и полученная выручка от

продажи газа через данную ГРС должна соответствовать (наверное, быть выше) товаротранспортной работе от зон входа в ЕСГ до ГРС.

Расчет ТЭП должен производиться автоматически специальным программно-вычислительным комплексом (ПВК) ежесуточно. ТЭП накапливаются в специальной базе данных ПВК. Автоматически должен проводиться постоянный мониторинг ТЭП, их систематизация, анализ.

На основании ТЭП будут приниматься управленческие решения по каждой ГРС: необходимость реконструкции, модернизации, ремонта, списания, консервации, стоимости ТОиР и др.

Любую ГРС необходимо рассматривать с точки зрения следующих аспектов:

- технического;
- технологического;
- экономического;
- управленческого.

Под *техническим аспектом* понимается техническое состояния оборудования ГРС, которое должно позволять обеспечивать технологическое назначение ГРС, т. е. быть технически исправным. Интересами технической составляющей являются:

- ТОиР;
- техническое обследование и диагностика;
- срок службы оборудования;
- соответствие требованием промышленной безопасности;
- отказы и аварии;
- ремонты, реконструкции, модернизации.

Технологическая составляющая ГРС определяет:

- влияние рабочих параметров на работу оборудования;
- оценку надежности поставки газа к ГРС по ГТС и газопроводам отводам;
- наличия резервного подключения к МГ;
- загрузку ГРС:
  - годовую
  - сезонную
  - пиковую
- влияние на работу ГРС недостаточного количества газа на входе – минимальное рабочее давление;
- категорию потребителей газа, запитанных от ГРС и величину поставок;
- возможности резервирования поставок потребителям по низким сетям от соседних ГРС;
- наличие двух и более выходов – возможность поставок газа потребителям разного типа (промышленность, ком. быт и население и т. д.)
- возможность поставок от нескольких зон входа в ЕСГ.

Экономический аспект заключается в экономической оценке ГРС:

- балансовая стоимость;
- товаротранспортная работа:
  - по высокой стороне до ГРС;
  - по низкой стороне до потребителя;
- стоимость обслуживания;

- избыточность оборудования по отношению к фактическим расходам;
- затраты на модернизацию, реконструкцию, ремонты;
- стоимость газа, отпускаемого потребителям через ГРС;

Управленческий аспект рассматривает способы управления ГРС:
- тип обслуживания ГРС;
- автоматизация ГРС.

Только совокупность рассмотренных аспектов может характеризовать ГРС, с точки зрения технико-экономического управления. Например: неправильно принимать решение о реконструкции ГРС только по одному признаку – срок эксплуатации. Если оборудование, установленное на ГРС, прошло своевременное обследование и ремонт, ГРС подает газ в небольшой поселок, имеет резервирование и минимальную загрузку то вряд ли эту ГРС необходимо реконструировать в первую очередь.

На основе ТЭП будут приниматься решения о необходимости включения каждой ГРС в одну из программ:
- капитальный ремонт;
- модернизация;
- реконструкция;
- замена.

ТЭП позволит ежесуточно отслеживать технико-экономическое состояние каждой ГРС. Эти показатели оценивают риски возникновения (предпосылки) технических дефектов, технологической надежности, экономической целесообразности использования каждой ГРС и являются инструментом для принятия управленческих решений.

Контроль ГРС через ТЭП позволит обеспечить связь диспетчерских и технических служб разного уровня и принадлежности.

При организации управления ГРС на основе технико-экономических показателей важную роль играет автоматизация сбора данных и последующая их обработка и анализ. Необходимые данные могут собираться средствами существующих или разрабатываемых и внедряемых информационной системы.

Перечень информации необходимой для расчета ТЭП

Производительность ГРС:
- фактическая годовая;
- фактическая сезонная:
  - зимняя;
  - летняя.
- фактическая суточная;
- среднесуточная;
- достигнутая максимальная;
- достигнутая минимальная;
- пиковая (максимальная производительность в течение нескольких суток);
- проектная:
  - годовая;
  - максимальная;
  - минимальная.

Пропускная способность газопровода отвода:

- техническая возможная (ТВПС);
- проектная;

Давление на входе в ГРС:

- проектное;
- среднее сезонное фактическое:
  - зимнее;
  - летнее;
- фактическое:
  - среднесуточное;
  - максимальное;
  - минимальное;

Давление на выходе ГРС (по отдельным выходам):

- проектное;
- среднее сезонное фактическое:
  - зимнее;
  - летнее.
- фактическое:
  - среднесуточное;
  - максимальное;
  - минимальное;

Скорость газа в газопроводе отводе:

- фактическая:
  - среднесуточная;
  - максимальная;
  - минимальная;

Рабочая точка:

- среднесуточная;

Остаточная балансовая стоимость оборудования ГРС.

Эксплуатационные затраты:

- обслуживающий персонал;
- ТОиР;
- запасные части;
- материалы.

Стоимость газа, отпущенного потребителям через ГРС

Товаротранспортная работа:

- от зоны входа №1;
- от зоны входа № х.

3.6.7.2. Показатели технико-экономической оценки состояния ГРС

Коэффициент загрузки ГРС

Отношение проектной производительности ГРС к фактической производительности ГРС за текущий период. Показатель характеризует загрузку ГРС.

$$К_{заг.} = Q_{пр.} / Q_{ф.} \quad (3.6.2)$$

Примечание: Проектные показатели могли претерпеть изменения при производстве работ по реконструкции, ремонту, модернизации оборудования.

Коэффициент интенсивной работы ГРС

Коэффициент, характеризующий интенсивные режимы работы ГРС и зависит от величины объемов, превышающих среднегодовой уровень загрузки ГРС (на установленную величину), продолжительности и количества таких периодов.

$$К_{инт.заг.} = Q_{ср.год.} / t \cdot n \cdot Q_{ср.инт.} \quad (3.6.3)$$

где t – продолжительность периода работы ГРС при расходах, превышающих среднегодовую производительность.

n – количество периодов работы ГРС при расходах превышающих среднегодовой производительность.

$Q_{ср.инт.}$ – величина расхода газа через ГРС, превышающая предыдущий среднегодовой уровень загрузки на установленную величину.

Примечание: необходимо установить величину превышение среднегодовой загрузки ГРС, при которой будет считаться её интенсивная загрузка.

Показатель пиковой загрузки ГРС.

Показатель характеризует степень превышения режимов работы ГРС над проектными режимами. Определяется, как отношение фактического расхода за сутки (*тыс. м^3/сут.*) к проектному суточному расходу газа через ГРС.

$$К_{пик.заг.} = q_{ф.сут.} / Q_{пр.} \quad (3.6.4)$$

Примечание: Ежесуточный контроль за $К_{пик.заг.}$ позволит определять время нахождения ГРС в зоне рискованной работы оборудования. Интенсивная работа может быть вполне нормальным режимом работы, не превышающим проектные показатели. В этом случае пиковые режимы интересны только с точки зрения статистики и коммерции (для анализа заключения договоров и цены на газ). С точки зрения технической эксплуатации и состояния оборудования ГРС пиковые режимы должны быть связаны со скоростями и давлением. Именно эти два показателя могут влиять на оборудования. Причем главным здесь выступает регулятор давления газа, зона стабильной работы которого ограниченна пропускной способность и давлением.

Показатель стабильной работы оборудования ГРС

Показатель характеризует работу оборудования ГРС в зоне параметров стабильного режима и зависит от диапазона расхода, давления на входе и выходе, скорости газа, проходящего через ГРС.

$$К_{ст.} = f(q_{ф.}, p_{ф.вх.}, p_{ф.вых.}, v) \quad (3.6.5)$$

где: $q_{ф.}$ – фактический суточный расход газа через ГРС.

$p_{ф.вх.}$ – фактическое среднесуточное давление на входе ГРС.

$p_{ф.вых.}$ – фактическое среднесуточное давление на выходе ГРС.

v – величина скорости газа через ГРС.

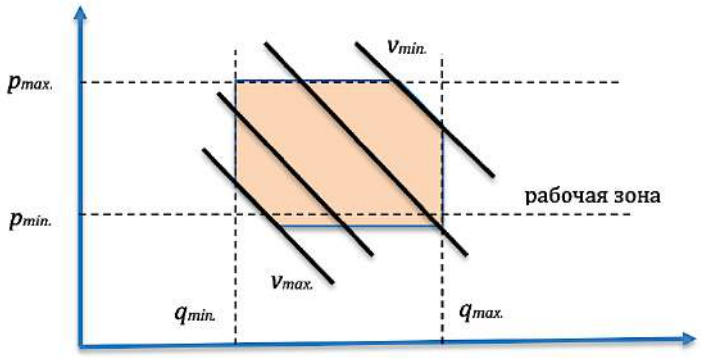


Рис. 3.6.33. Рабочая зона ГРС

Примечание: Работа оборудования ГРС (некая рабочая точка) вне зоны стабильного режима может и должна расцениваться, как дополнительные риски и являться предпосылкой для анализа ситуации и принятия решения. Здесь также важно время работы вне этой зоны. Эта рабочая точка должна рассчитываться автоматически. Зона по трем показателям (давление, расход, скорость) должна определяться исходя из требований эксплуатации всего основного оборудования ГРС (очистка, подогреватели, регуляторы давления).

Показатель реконструкции ГРС

ТЭП реконструкции ГРС является агрегированным показателем, состоящим из технической и экономической составляющей.

Реконструкцию ГРС необходимо проводить если:

- техническое состояние оборудования не соответствует предъявляемым к нему техническим требованиям;
- экономические показатели ГРС не целесообразны.

Техническое состояние оборудования ГРС определяется:

- мониторингом технологических данных;
- эксплуатационным контролем обслуживающего персонала;
- техническим обслуживанием;
- диагностикой.

Неудовлетворительное техническое состояние устраняется ремонтом оборудования (в том числе с заменой частей).

Время проведения ремонта определяется:

- техническое состояние оборудования не соответствует требованиям;
- регламентное ТОиР;
- последствие аварий и инцидентов.

Одной из причин внерегламентного ТОиР является работа оборудования на нерасчетных режимах работы оборудования: давления, расход, скорость газа.

Техническая составляющая ТЭП реконструкции (критерии определения технического состояния оборудования) должны разрабатываться на основе существующих норм, правил, требований, СТО и т. д.

Экономическая составляющая ТЭП реконструкции ГРС

Для поддержания технологического назначения ГРС (как основных фондов) ежегодно производятся затраты на эксплуатацию и ТОиР. Причем стоимость основных фондов ежегодно уменьшается, а затраты растут.

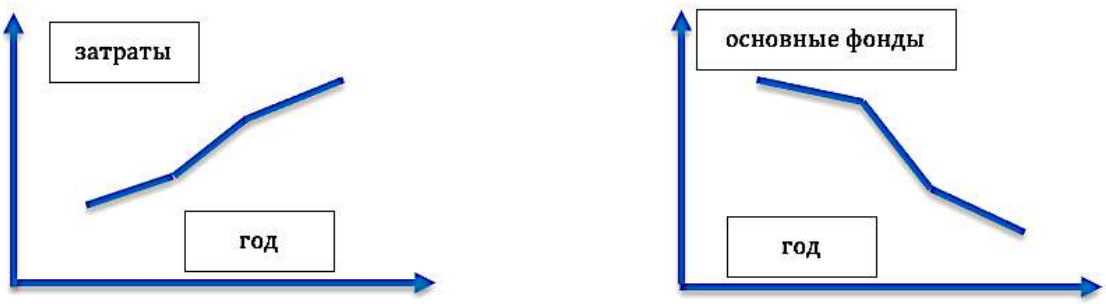


Рис. 3.6.34. Динамика стоимости затрат ТОиР и основных фондов ГРС

Затраты на эксплуатацию и ТОиР для каждой ГРС разные и зависят от:

- формы обслуживания ГРС;
- степени автоматизации;
- количества и типов ремонтов;
- замены запасных частей и их стоимости;
- использованных расходных материалов;
- и др.

Стоимость основных фондов тоже разная и зависит от типа и количества оборудования ГРС и срока его эксплуатации.

Экономическая составляющая критерия реконструкции ГРС ($К_{э.рек.}$) может определяться как отношение остаточной стоимости основных фондов ($С_{о.ф.}$) к затратам на эксплуатацию и ТОиР.

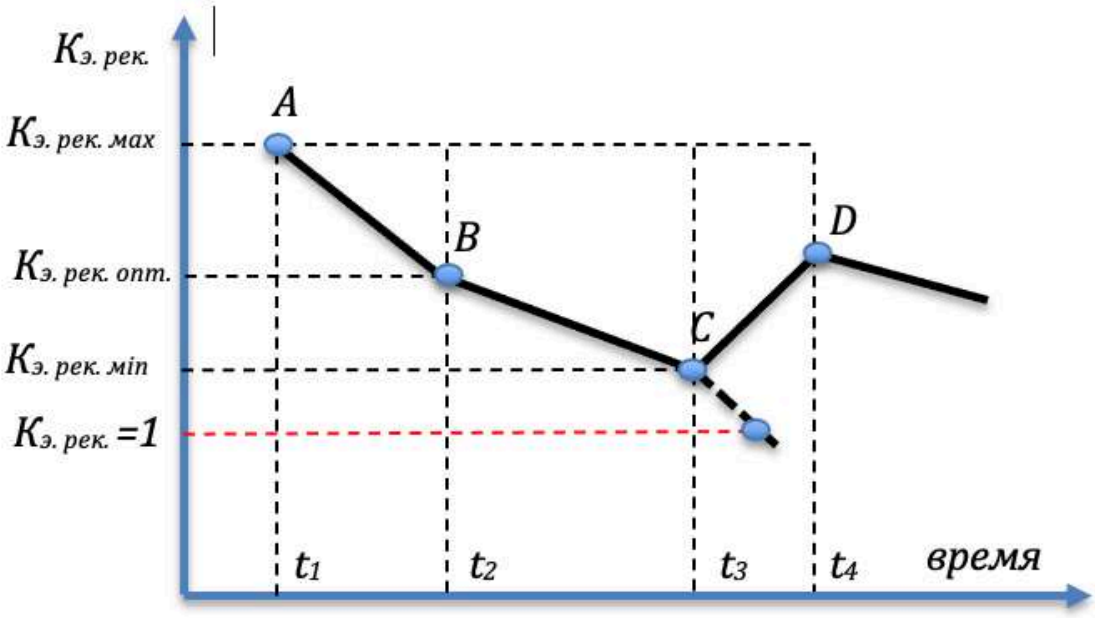


Рис. 3.6.35. Экономическая составляющая критерия реконструкции

$К_{э.рек.}$ стремиться к 1. При $К_{э.рек.}$=1 ГРС эксплуатировать экономически не целесообразно. Значит надо определить некий $К_{э.рек.мах.}$, соответствующий точке «В» по времени – начало реконструкции. В период времени от t_1 (начало эксплуатации ГРС) до t_2 (принятие решения о реконструкции) происходит нормальная эксплуатация ГРС. Точка «В» – это точка принятия решений о начале организационных мероприятий по реконструкции ГРС (заявки, программа, проекты, планы и т. д.) либо по снижению затрат на эксплуатацию и ТОиР (сокращение персонала, изменение формы обслуживания, изменение регламентов ТОиР и т. д.).

За время от t_2 до t_3 – проводится проведение конкурсных процедур, проектирования, заказ оборудования, заключение договоров и т. д.

В тоске «С» начинается реконструкция ГРС. Время от t_3 до t_4 – проводится реконструкция ГРС. При этом основный фонды вырастают.

В точке «D» начинается новый цикл эксплуатации ГРС после реконструкции.

Интегрированный коэффициент реконструкции ГРС ($К_{рек.}$) будет функцией от коэффициентов технической и экономической составляющей.

$$К_{рек.} = f\,(К_{тех.рек.}, К_{э.рек.}) \qquad (3.6.6)$$

Обработка технических, технологических, экономических статистических данных ГРС позволит определить необходимые зависимости и величины ТЭП.

Показатель транспортировки газа

Транспортировка газа до ГРС экономически целесообразна в том случае если выручка за доставленный газ будет выше стоимости самой товаротранспортной работы от зоны входа в ЕСГ до ГРС. Причем газ до ГРС может доставляться от различных зон входа по различным маршрутам. Товаротранспортная работа рассчитывается по утвержденным методикам (раздел 5.4.9).

Коэффициент транспортировки ($К_{тр.}$) может определяться, как отношение стоимости газа, отпущенного потребителям через ГРС ($С_{п.}$) к стоимости товаротранспортной работы от зоны входа №1 до ГРС ($С_{ттр1.}$).

$$К_{тр.} = С_{п.} / С_{ттр1.} \qquad (3.6.7)$$

Анализом статистических данных можно определить оптимальное значение $К_{тр.}$ По коэффициенту транспортировки можно давать экономическую оценку того или иного маршрута до ГРС. Чем выше коэффициент транспортировки, тем больший статус имеет ГРС.

Коэффициент технологической надежности ГРС

Техническая надежность ГРС зависит от технического состояния оборудования, его отказоустойчивости, возможности резервирования работы основного оборудования.

Эксплуатационная надежность зависит от квалификации обслуживающего персонала, форм обслуживания, качества ТОиР, степени автоматизации, и др.

Технологическая надежность зависит от возможности надежной поставки газа до ГРС, т. е. от резервирования подключения ГРС к различным магистральным газопроводам, различным ГТС, возможности подачи газа от различных зон входа в ЕСГ, возможности резервирования по низкой стороне.

$$К_{тех.над.} = f\,(n, m, k, R).$$

где n – количество МГ одной ГТС, к которым подключена ГРС;

m – количество ГТС от которых может подаваться газ к ГРС;

k – количество зон входа в ЕСГ от которых существуют маршруты подачи газа до ГРС;

R – коэффициент, определяющий влияние газопровода отвода на ГРС и рассчитывающийся как отношение ТВПС газопровода отвода к проектной производительности ГРС.

$$R = Q_{ТВПС\ г\text{-}о.} / Q_{пр.} \qquad (3.6.8)$$

Показатель коммерческой гибкости

Этот показатель определяет наличие на ГРС газа различных поставщиков.

Показатель потребителей.

Этот показатель завит от групп потребителей, подключенных к ГРС. Величина показателя зависит от количества потребителей, подключенных к той или иной

группе (промышленность, население, энергетики и т. д.). Отдельным коэффициентом определяется наличие неотключаемых потребителей, относящихся к первой категории.

3.7. Сжиженный природный газ……698
3.7.1. Введение…….....699
3.7.2. Основные теплофизические свойства сжиженного природного газа……699
3.7.3. Принципы сжижения природного газа……700
3.7.4. Принципиальные схемы производства сжиженного природного газа……702
3.7.4.1. Установки для промышленного производства СПГ……703
3.7.4.2. Установки для производства СПГ средней и небольшой производительности ……...709
3.7.5. Принципиальные схемы использования сжиженного природного газа.....710
3.7.5.1. Хранение СПГ……...710
3.7.5.2. Транспортировка СПГ……712
Трубопроводный транспорт СПГ……...712
Автомобильный и железнодорожный транспорт СПГ……713
Морские перевозки СПГ……714
3.7.5.3. Регазификация СПГ……716
3.7.5.4. Использование СПГ как моторное топливо……..719

3.7.1 Введение

Сжиженный природный газ (СПГ) занимает всё большее место в мировом топливно-энергетическом балансе. И хотя, в настоящее время, СПГ непосредственно не влияет на технологические процессы, происходящие на объектах ЕСГ, но знание основ его производства и использования является необходимым для современного диспетчера.

3.7.2 Основные теплофизические свойства сжиженного природного газа

После сжижения природного газа, который представляет собой смесь углеводородов, образуется криогенная жидкость без цвета и запаха. Компонентный состав СПГ зависит от компонентного состава природного газа и способа его превращения в жидкость. В СПГ должны содержаться углеводороды ряда C_1-C_4, а количество углеводородов ряда C_5-C_8 должно ограничиваться долями процентов. Итак, СПГ – криогенная жидкость, представляющая собой смесь углеводородов и состоящая, главным образом, из метана, а также небольшого количества этана, пропана, бутана-гексана, гептана-декана, непредельных и циклических углеводородов. Кроме углеводородов СПГ могут содержать азот, двуокись углерода и сероводород, а также следы воды.

Таблица 3.7.1

Примерный (типичный) компонентный состав СПГ

Показатель	%
Объемная доля метана	92±6
Объемная доля этана	4±3
Объемная доля пропана и более тяжелых углеводородов	2,5±2,5
Объемная доля азота	1,5±1,5
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы	<0,005

Состав СПГ зависит от состава природного газа и его производителей.

Таблица 3.7.2

Состав СПГ различных производителей

Производители СПГ	Мольные доли фракции, %				
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентаны
Das Island, Абу Даби	87,10	11,40	1,27	0,14	0,00
Whintnell Bay, Австралия	87,80	8,30	2,98	0,88	0,00
Bintulu, Малайзия	91,20	4,28	2,87	1,36	0,01
Arun, Индонезия	89,20	8,58	1,67	0,51	0,002
Lumut, Бруней	89,40	6,30	2,80	1,30	0,00
Botang, Индонезия	90,60	6,00	2,48	0,82	0,01
Ras Laffan, Катар	89,60	6,25	2,19	1,07	0,04

Физико-химические свойства СПГ зависят от компонентного состава, температуры и давления.

Таблица 3.7.3

Физико-химические свойства СПГ

Свойства	Размерность	Показатели
Молекулярная масса	кг/моль	16,03÷18,52
Температура кипения	^{0}C	-157 ÷ -166
Плотность	кг/м^3	425÷480
Вязкость	П	$1\cdot10^{-4}\div2\cdot10^{-4}$
Высшая теплота сгорания	МДж/м^3	37,7÷45,3

3.7.3. Принципы сжижения природного газа

Любое вещество имеет три агрегатных состояния: твердое, жидкое, газообразное. Для перехода вещества из одного состояния в другое необходимы определенные условия. Основными факторами, влияющими на агрегатное состояние вещества, являются температура и давление.

Первые научные эксперименты по сжижению газов начались в 18 веке.

- В 1784 году французский математик Гаспар Монж впервые добился сжижения газа. Он произвел жидкую двуокись серы.
- В 1823 году Майкл Фарадей проводит эксперименты по сжижению газов с помощью прибора с запаянной трубкой, один конец которой помещался в лед, а другой конец нагревался. В нагреваемый конец трубки Фарадей помещал вещество, которое при нагреве давало исследуемый газ, давление которого постоянно увеличивалось. При достаточном давлении в охлажденной части прибора появлялся сжиженный газ.
- В 1853 году Джеймс Джоуль и Уильям Томсон открыли, что в изолированной системе сжатый газ охлаждается при расширении (эффект Джоуля-Томсона).
- В 1861 году Дмитрий Иванович Менделеев пришел к выводу, что для всех жидкостей существует своя определенная температура, при которой исчезает притяжение молекул жидкости. Эту температуру, при которой из жидкости получается газ, не переходящий в жидкость при одном только увеличении давления, Менделеев назвал температурой абсолютного кипения.
- В 1869 году ирландский ученый Томас Эндрю, изучая сжимаемость углекислоты при повышении температуры, предложил концепцию критической температуры, выше которой газ не сжимается ни при каких давлениях.
- В 1895 году Карл фон Линде изобрел непрерывный процесс для производства жидкого воздуха на основе эффекта Джоуля-Томсона.

Для превращения газа в жидкость необходимо провести его сжатие и охлаждение. Для сжижения газа необходимо, чтобы его температура была ниже критической ($T_{кр}$), так как в противном случае газ не может быть сжижен ни при каких давлениях. При критической температуре газа ($T=T_{кр}$) его давление должно быть равно или больше критического ($P\geq P_{кр}$). При давлении ниже критического ($P<P_{кр}$) газ сжижается при температуре также ниже критической ($T<T_{кр}$).

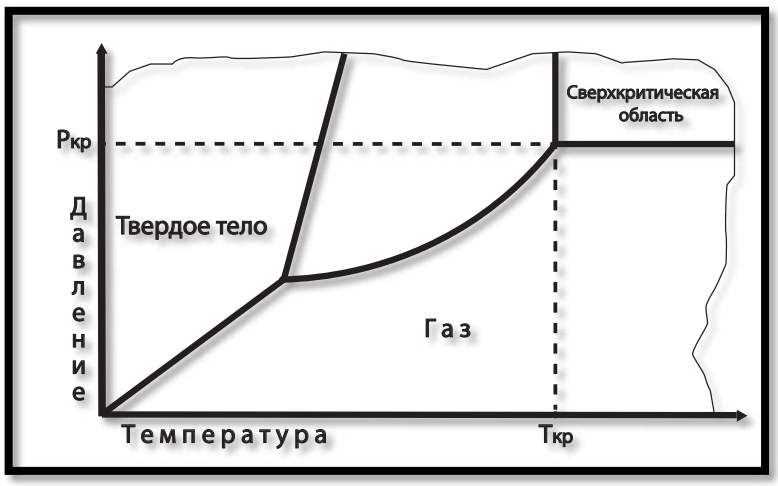


Рис. 3.7.1. Агрегатное состояние вещества

В основе большинства процессов сжижения газов лежат парокомпрессионные холодильные циклы. Такие же циклы существуют в бытовых холодильниках. Холодильный цикл включает пять этапов:

- Сжатие рабочего газа в компрессоре до давления P;
- Охлаждение и конденсация сжатого газа за счет отдачи теплоты $Q_{выход}$ в окружающую среду;
- Расширение сконденсированного газа в регулирующем клапане до давления P_0;
- Испарение рабочего газа в испарителе за счет подвода тепла $Q_{вход}$ от охлажденного потока;
- Возврат паров рабочего газа на вход компрессора.

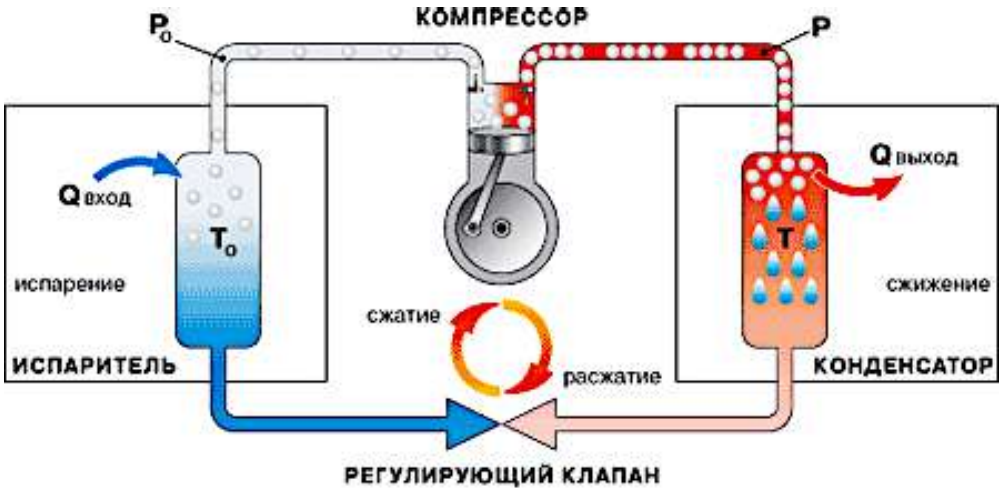


Рис. 3.7.2. Холодильный цикл

Чтобы оценить термодинамическое совершенство любого цикла, его сравнивают с идеальным циклом – циклом Карно. Применительно к охлаждению природного газа процесс охлаждения от температуры T_0 до температуры T_1 при постоянном давлении представляется в виде бесконечно большого числа идеальных циклов с переменными температурами холодного источника.

Проходя последовательно через несколько испарителей, природный газ отдает свое тепло рабочим газам холодильных циклов, охлаждается и сжижается.

3.7.4. Принципиальные схемы производства СПГ

Для сжижения природного газа могут быть использованы как принципы внутреннего охлаждения, когда природный газ сам выступает в роли рабочего тела, так и принципы внешнего охлаждения, когда для охлаждения и конденсации природного газа используются вспомогательные криогенные газы с более низкой температурой кипения (например кислород, азот, гелий). В последнем случае теплообмен между природным газом и вспомогательным криогенным газом происходит через теплообменную поверхность.

В работе установок по производству СПГ могут применяться разные по своему принципу системы охлаждения газа. В промышленной реализации различают три основных метода сжижения природного газа:

- **Каскадный** – газ последовательно проходит через ряд теплообменников, подключенных к системам охлаждения с различными температурами кипения хладагента;
- **Смешанных хладагентов** – газ поступает в теплообменник, туда же поступает смесь жидких хладагентов с разными температурами кипения, которые закипая постепенно снижают температуру поступающего газа;
- **Адиабатического расширения** – снижение температура газа происходит при его расширении (дроссель, детандер, вихревая трубка).

Преобразование природного газа в жидкое состояние при использовании любой схемы охлаждения осуществляется в несколько последовательных этапов.

- Очистка газа;
  - Удаление механических примесей;
  - Удаление двуокиси углерода;
  - Удаление остатков соединений серы;
- Осушка газа (удаление воды);
- Удаление тяжелых углеводородов (фракционирование);
- Охлаждение газа до образования СПГ.

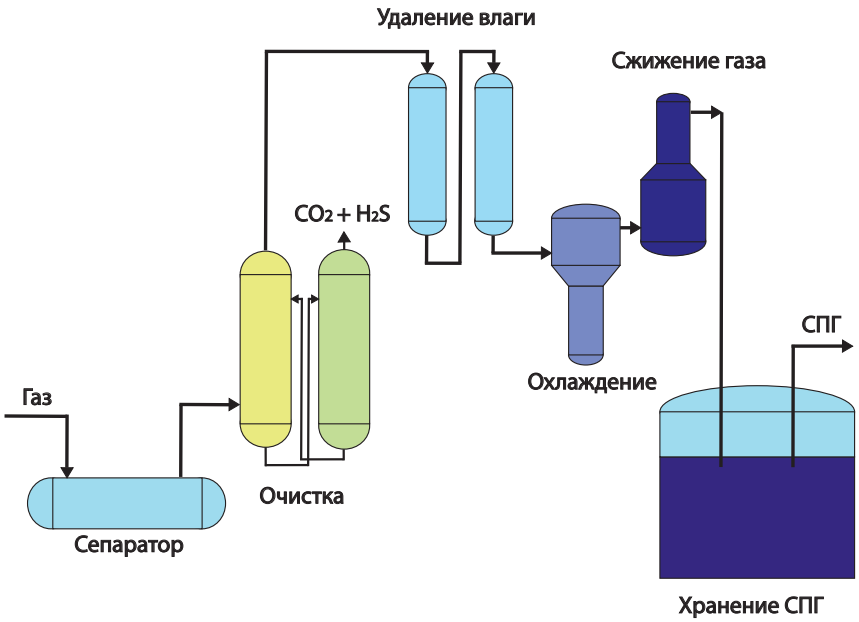


Рис. 3.7.3. Принципиальная схема производства СПГ

СПГ может производиться в промышленных масштабах (заводы по производству СПГ) и на установках небольшой производительности, используя для этого различные технологические схемы.

3.7.4.1 Установки для промышленного производства СПГ

При промышленном производстве СПГ наиболее эффективными являются циклы сжижения с использованием внешней холодильной установки (принципы внешнего охлаждения), при этом сжижается почти весь природный газ.

Сжижение природного газа на основе внешнего охлаждения может достигаться следующими способами:

- использованием различных криогенераторов, в которых при совершении замкнутого термодинамического цикла достигается температура на стенке теплообменника ниже температуры кипения природного газа;
- использованием криогенных жидкостей (смесей) с температурой кипения ниже, чем у природного газа;
- использованием каскадного цикла с помощью различных холодильных агентов (пропана, аммиака, метана и т. д.). При каскадном цикле газ, легко поддающийся сжижению путем компримирования, при испарении создает холод, необходимый для понижения температуры другого трудносжижаемого газа.

Примером использования классического каскадного цикла производства СПГ может служить завод в г. Арзев (Алжир), где реализован каскад из трех компрессорных холодильных циклов – пропанового, этиленового и метанового.

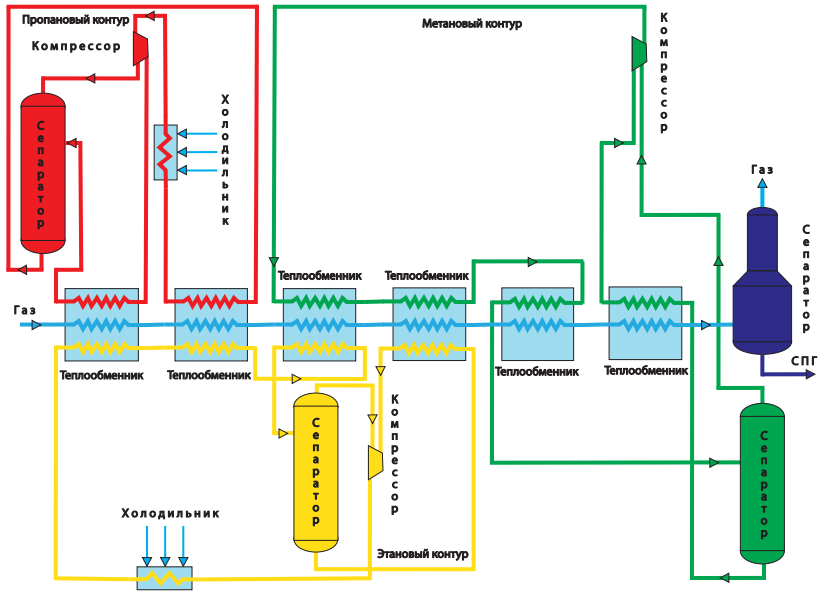


Рис. 3.7.4. Принципиальная схема каскадного цикла внешнего охлаждения

При нормальном давлении температуры кипения: пропана минус 42 *°C*, этилена минус 104 и метана минус 161 *°C*. В каждом цикле используется центробежный компрессор с давлением нагнетания около 1,2 *МПа* для пропана, 2 *МПа* для этилена и 3,2 *МПа* для метана. При этих давлениях хладагенты сжижаются в соответствующих холодильниках-конденсаторах, охлаждаемых морской водой. Жидкий пропан дросселируется до давления 0,04 *МПа* и при температуре минус 35 *°C*, сам частично испаряясь, доохлаждает жидкий этилен и затем жидкий метан.

Жидкий этилен, доохлажденный пропаном, также дросселируется до давления 0,04 *МПа* и доохлаждается в результате этого до температуры минус 100 °*С*. Жидкий метан, доохлажденный испаряющимися пропаном и этиленом, дросселируется до давления 0,04 *МПа* и доохлаждается в результате этого до температуры минус 155 °С.

Природный газ с давлением 3,8 *МПа*, очищенный и осушенный, проходит последовательно холодильники-испарители, в которых испаряются все хладагенты, охлаждается до температур минус 35 °*С* пропаном, затем до минус 96 °*С* этиленом и до минус 151 °*С* метаном. Далее природный газ дросселируется до давления 0,01 *МПа*, охлаждаясь при этом до температуры минус 162 °*С*, конденсируется и поступает в сепаратор. Из нижней части сепаратора производится отбор СПГ.

Производство СПГ с использованием смесевого цикла с внешним охлаждением (смешанные хладагенты) является основным для установок промышленного производства СПГ. Смешанный хладагент представляет из себя смесь метана, азота, этана, пропана, бутанов и пентанов.

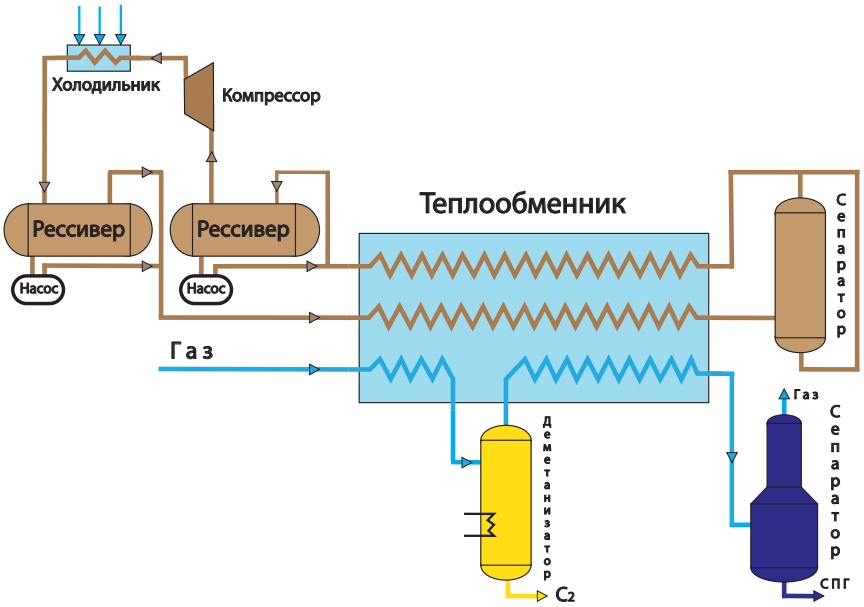


Рис. 3.7.5. Принципиальная схема смесевого цикла внешнего охлаждения

Испарение жидкого хладагента происходит в межтрубном пространстве испарителя-конденсатора, а в трубном пространстве этого аппарата охлаждается и конденсируется (сжижается) природный газ, т. е. СПГ образуется в одну ступень непрерывно по всей длине теплообменных труб. Поэтому состав хладагента должен быть таким, чтобы кривая испарения жидкого хладагента как можно больше совпадала с кривой конденсации природного газа.

Природный газ с давлением 3,7 *МПа* и температурой 35 °*С* поступает в испаритель-конденсатор и выходит из него в жидком состоянии температурой минус 155 °*С*. Далее СПГ дросселируется до практически атмосферного давления и температуры минус 163 °*С*. Газообразный смешанный хладагент сжимается в одном компрессоре с двумя ступенями давления до 3,6 *МПа*, конденсируется в конденсаторах морской водой и используется двумя потоками для частичной конденсации природного газа и частичной конденсации смешанного хладагента.

Современные заводы СПГ имеют в зависимости от конкретных технико-экономических целей несколько параллельных модулей (установок) и разные мощности по производству СПГ.

Величина удельных энергозатрат на сжижение на таких установках составляет 0,25–0,5 *КВт·ч/кг* СПГ. Коэффициент сжижения составляет 1. Производительность СПГ одной линии может достигать до 600 *т/ч*.

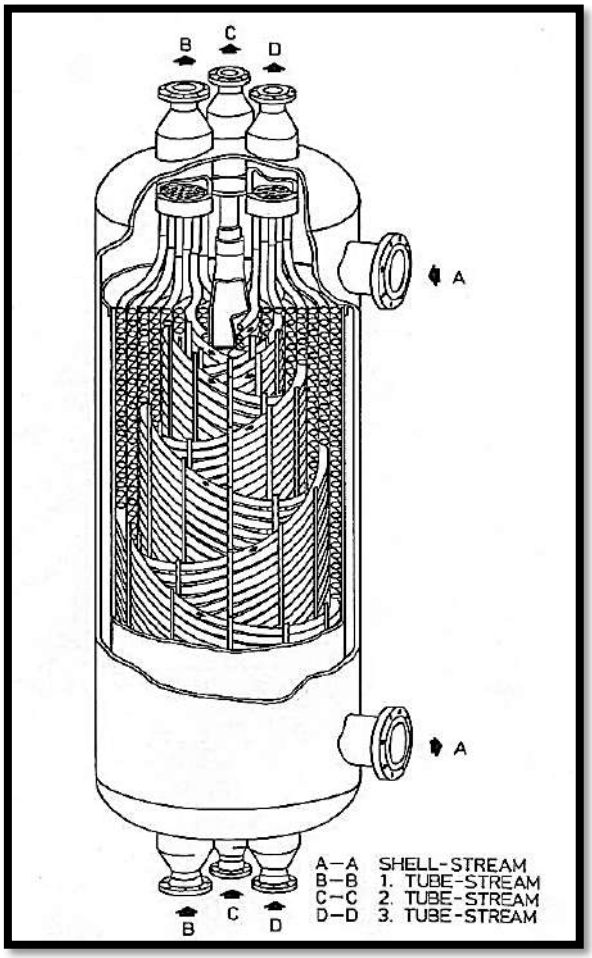


Рис. 3.7.6. Спирально-винтовой мномноготопочный теплообменник

Основные принципы охлаждения и сжижения газа предполагают подгонку кривых охлаждения–нагревания газа и хладагента настолько близкую, насколько это возможно. Реализация этого принципа обусловливает более эффективный термодинамический процесс, требующий меньших затрат на единицу производимого СПГ, и это применимо ко всем процессам сжижения.

Основные части установки сжижения газа – это компрессоры, обеспечивающие циркуляцию хладагентов, приводы компрессора и теплообменники, используемые для охлаждения и сжижения газа и обмена теплотой между хладагентами. Многие процессы сжижения отличаются только холодильными циклами.

В качестве хладагентов могут использоваться: пропан, этан, метан, азот, этилен и др. Дополнительное охлаждение проводится с помощью воды, в том числе морской, или воздуха.

При производстве СПГ, как правило, получаются побочные продукты: конденсат, сера, этан, пропан, бутан, нафта, керосин, газойль, гелий.

Наиболее известны следующие технологии сжижения природного газа:

- «AP-X», «AP-C3MR», «AP-SMR» (Air Products)
- «Optimised Cascade» (Conoco Phillips)
- «MFC» (Linde)
- «PRICO-SMR» (Black@Veatch)
- «Liquefin» (Air Liquide)
- «DMR»

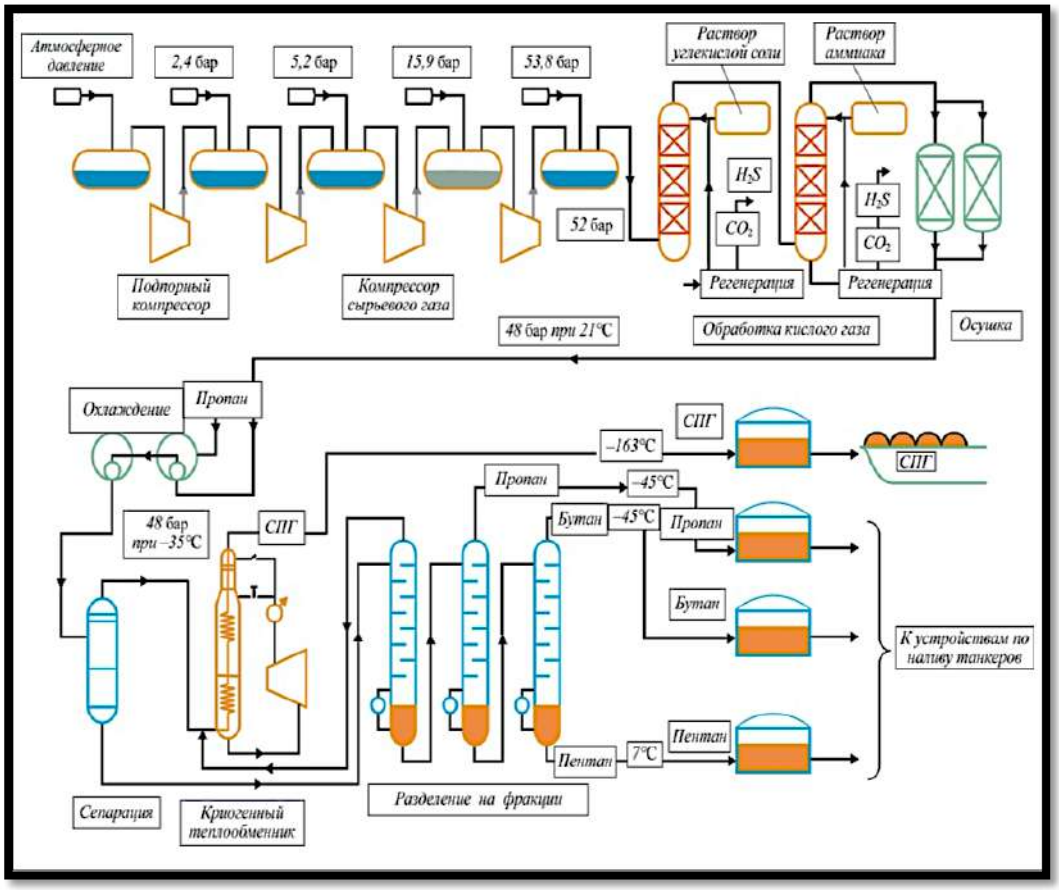


Рис. 3.7.7. Схема подготовки газа и производства СПГ по технологии «AP-C3MR»

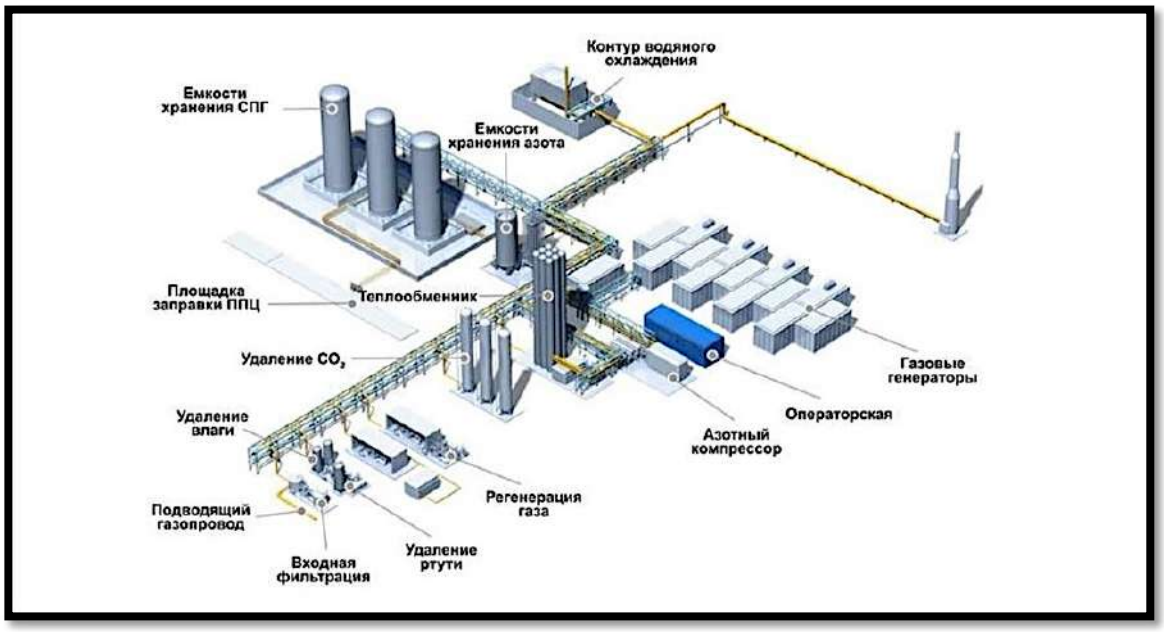


Рис. 3.7.8. Принципиальная компоновка установки по производству СПГ



Рис. 3.7.9. Общий вид завода по производству СПГ

В зависимости от расположения заводов по производству СПГ различают:

- наземные;
- прибрежные;
- морские;
- плавучие.



Рис. 3.7.10. Общий вид наземного завода по производству СПГ

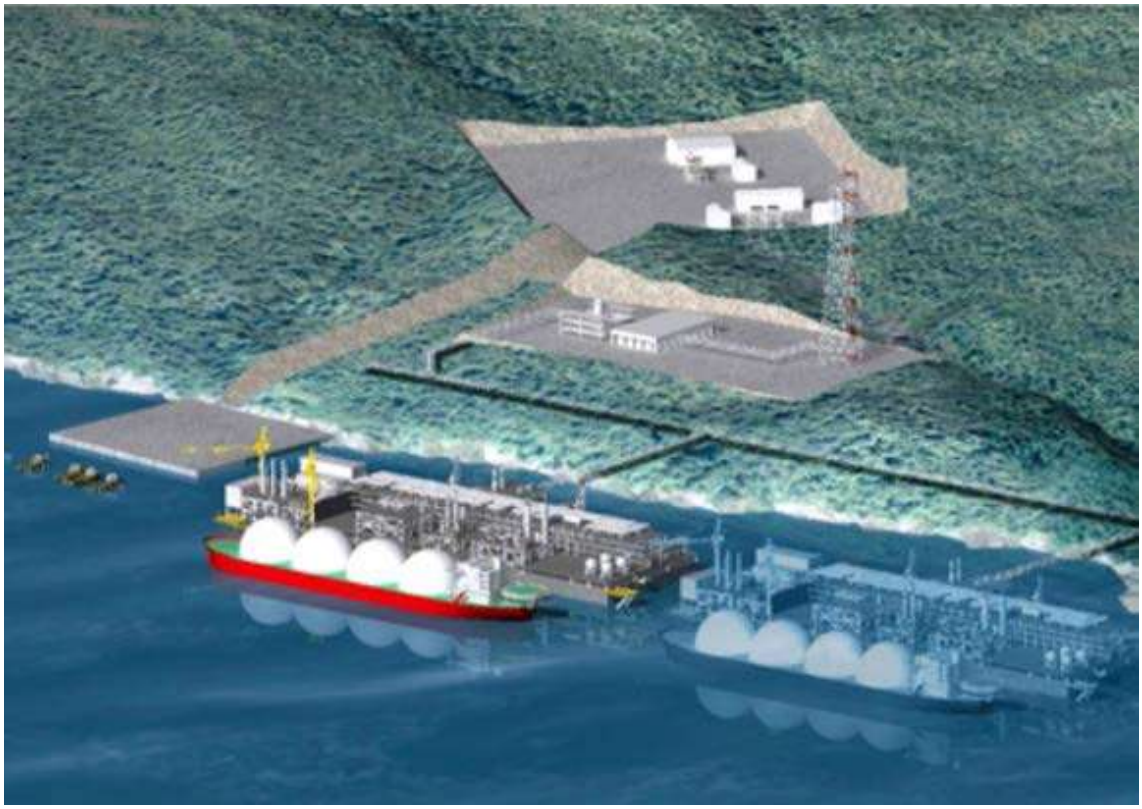


Рис. 3.7.11. Общий вид прибрежного завода по производству СПГ



Рис. 3.7.12. Общий вид плавучего завода по производству СПГ

3.7.4.2. Установки для производства СПГ средней и небольшой производительности

В установках для производства СПГ небольшой производительности в качестве холодильного агента используется сжижаемый природный газ, в этом случае применяют более простые циклы: с дросселированием, с детандером, с вихревой трубой и др. В таких установках коэффициент сжижения составляет всего 5–20 %, а природный газ необходимо предварительно сжимать в компрессоре до необходимого давления.

Сжижение природного газа на основе внутреннего охлаждения может достигаться следующими способами:

- изоэнтальпийным расширением сжатого газа, т. е. путем дросселирования, используя эффекта Джоуля-Томсона, при этом поток газа не производит никакой работы;
- изоэнтропийным расширением сжатого газа с отдачей внешней работы. При этом получают дополнительное количество холода помимо обусловленного эффектом Джоуля-Томсона, так как работа расширения газа совершается за счет его внутренней энергии.

Как правило, изоэнтальпийное расширение сжатого газа используется только в аппаратах сжижения малой и средней производительности, в которых можно пренебречь некоторым перерасходом энергии. Изоэнтропийное расширение сжатого газа используется в аппаратах большей производительности (в небольших промышленных масштабах).

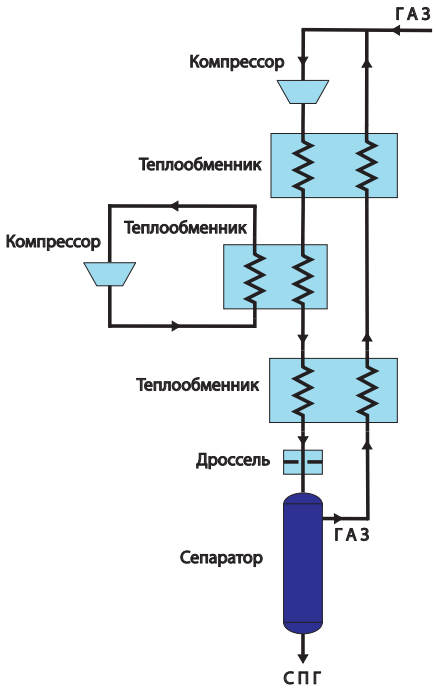


Рис. 3.7.13. Дроссельный цикл высокого давления

Производство СПГ с использованием дросселя в основном реализуются в установках, расположенных на АГНКС и ГРС. Величина удельных энергозатрат на сжижение на таких установках достигает 0,7–1,8 *КВт·ч/кг* СПГ. Коэффициент сжижения составляет всего 0,2–0,5. Производительность одной линии может достигать до 1,5 *т/ч*.

В СПГ, полученном на таких установках, будет повышенная концентрация тяжелых углеводородов и CO_2. К тому же при длительной работе в установке будет происходить накопление азота и, как следствие, снижение эффективности.

Производство СПГ с использованием детандерной установки реализуются, как правило, в установках, расположенных на ГРС, где можно использовать энергию перепада давления между трубопроводами высокого и низкого давления. Величина удельных энергозатрат на сжижение на установке не превышает 0,7 КВт·ч/кг СПГ. Коэффициент сжижения составляет 0,1–0,6. Производительность одной линии может достигать до 5 *т/ч*.

В СПГ, полученном на таких установках, также будет повышенная концентрация тяжелых углеводородов и CO_2 по сравнению с сырьевым газом. Жесткая привязка установки к ГРС создает зависимость производства СПГ от производительности ГРС, которая значительно уменьшается в летнее время. К тому же увеличиваются требования к оборудованию очистки и осушки газа по их производительности.

Производство СПГ с использованием детандерной установки и азотного или метан-азотного внешнего охлаждения реализуются в установках, которые могут располагаться на газопроводах-отводах высокого давления. Величина удельных энергозатрат на сжижение на таких установках составляет 0,5–0,8 КВт·*ч/кг* СПГ. Коэффициент сжижения достигает 100%. Производительность одной линии до 10 *т/ч*.

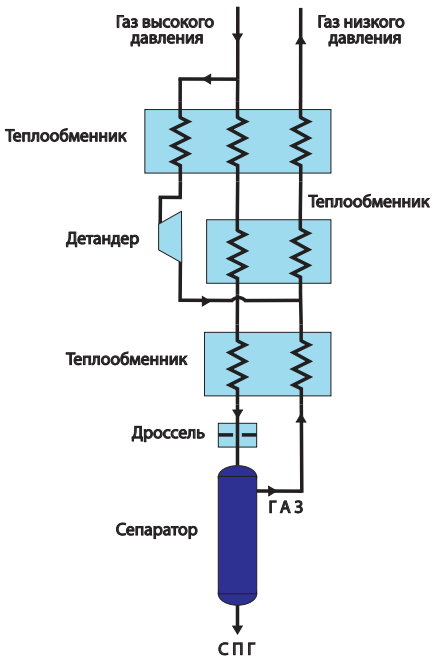


Рис. 2.6.14. Цикл с детандером

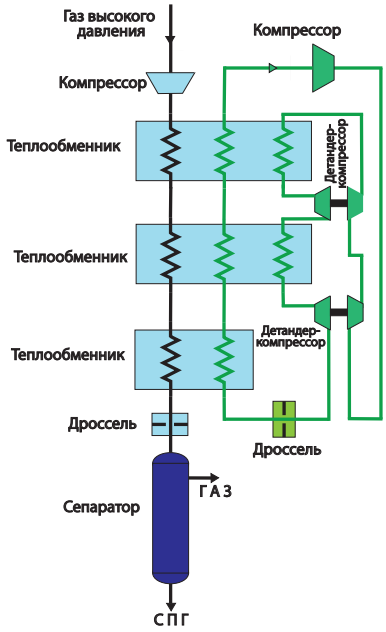


Рис. 2.6.15. Цикл с детандером и азотным внешним охлаждением

3.7.5. Принципиальные схемы использования сжиженного природного газа

Существуют три основных способа использования СПГ:

- хранение;
- транспортировка;
- потребление.

3.7.5.1. Хранение СПГ

Хранение СПГ может производиться в промышленных масштабах на заводах по производству СПГ, специальных хранилищах, на терминале регазификации СПГ. Так же хранение СПГ может осуществляться в небольших устройствах для использования СПГ на промышленных предприятиях, котельных, электростанциях и др.

В промышленных масштабах СПГ хранится в изотермических резервуарах, т. е. с изоляцией от теплопритоков из окружающей среды. Конструкция резервуара

подобна термосу и позволяет сохранять СПГ при температуре минус 161 ^0C при атмосферном давлении. Основными конструктивными элементами являются: внешняя оболочка, термоизоляция, внутренняя оболочка. Внешняя оболочка резервуара сделана из армированного железобетона. Внутренняя оболочка из стали с содержанием никеля не менее 9%. Между внешней и внутренней оболочкой расположен слой изоляционного материала, например из вспененного полимера. Могут применяться и другие конструктивные решения при строительстве резервуаров для хранения СПГ.

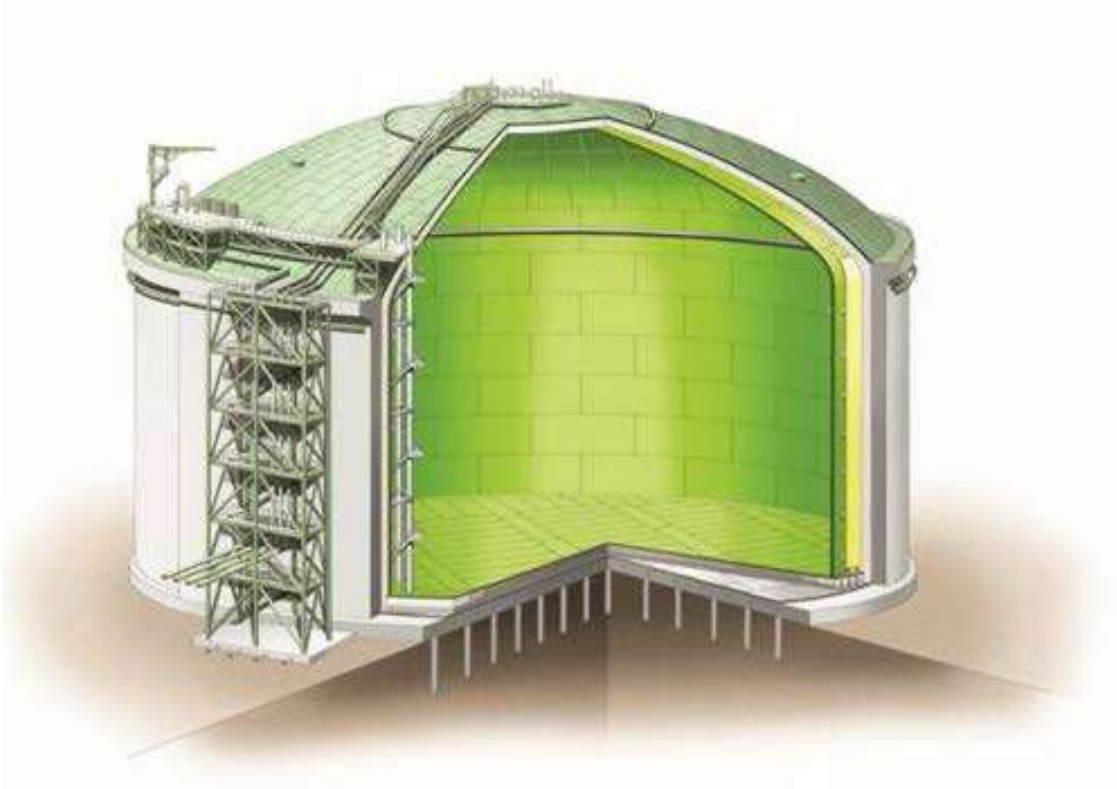


Рис. 3.7.16. Резервуар для хранения СПГ



Рис. 3.7.17. Цилиндрические резервуары для хранения СПГ



Рис. 3.7.18. Сферические резервуары для хранения СПГ



Рис. 3.7.19. Резервуары для хранения СПГ малых объемов

3.7.5.2. Транспортировка СПГ

Транспортировать СПГ можно различными способами: по трубопроводам, автомобильным и железнодорожным транспортом, морскими судами.

Трубопроводный транспорт СПГ

При сжижении природного газа его объем при атмосферном давлении уменьшается более чем в 600 раз. Благодаря этому можно значительно уменьшить диаметр трубопроводов для транспортировки больших объемов газа, получив значительную экономию капиталовложений.

Метан становится жидкостью при атмосферном давлении, если его охладить до минус 162 *°C*. При давлении 5 *МПа* он останется жидкостью, если его температура не превысит минус 85 *°C*. Таким образом, трубопроводный транспорт СПГ возможен только при низких температурах.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется следующим образом. Недалеко от завода по производству СПГ или даже непосредственно на его территории размещается головная насосная станция (ГНС). В ее состав входят приемные емкости. Емкости служат для приема СПГ с завода, а также для хранения некоторого его запаса с целью обеспечения бесперебойности работы трубопровода. Как

правило, на ГНС устанавливаются горизонтальные цилиндрические емкости высокого давления.

Перекачка сжиженных газов осуществляется центробежными насосами. Благодаря малой вязкости СПГ, мощность, потребляемая насосами, меньше, чем при работе на воде. Но давление на входе в насосы должно быть значительно выше, чтобы предотвратить регазификацию СПГ.

Перекачка СПГ осуществляется под давлением 4÷5 *Мпа*, при температуре минус 100 - минус 120 °*С*. Чтобы предотвратить нагрев СПГ за счет теплопритока от окружающей среды, трубопроводы покрывают тепловой изоляцией, а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения. Промежуточные насосные станции (ПНС) располагаются на расстоянии 100÷400 *км* друг от друга.

Центробежные насосы очень чувствительны к наличию газа в перекачиваемой жидкости: при его содержании более 2% происходит срыв их работы, т. е. перекачка прекращается. Чтобы предотвратить регазификацию СПГ, в трубопроводах поддерживают давление, превышающее давление упругости его паров при температуре перекачки не менее чем на 0,5 *МПа*. Для этого на входе в промежуточные насосные станции и в конце трубопровода устанавливают регуляторы давления типа «до себя». Кроме того, для отделения газовой фазы, которая может образоваться в нештатных ситуациях (снижение давления при остановках насосов, разрывах трубопровода и т. п.), перед насосами на насосных станциях устанавливают буферные емкости. В конце трубопровода размещаются низкотемпературное хранилище и установка регазификации сжиженного газа. Низкотемпературное хранилище служит для создания запасов СПГ, в частности, для компенсации неравномерности газопотребления.

По сравнению с транспортировкой природного газа в обычном состоянии при перекачке СПГ общие металловложения в систему, включая головной завод сжижения, низкотемпературное хранилище, установку регазификации, в 3÷4 раза меньше. Кроме того, уменьшается расход газа на перекачку, вследствие низкой температуры снижается интенсивность коррозионных процессов.

Автомобильный и железнодорожный транспорт СПГ

Бурный рост числа потребителей и объема поставок СПГ поставил вопрос о создании специального оборудования для автомобильных и железнодорожных цистерн для перевозки СПГ. Одним из главных факторов – определение оптимального рабочего давления в цистерне. С учетом накопленного опыта эксплуатации наиболее приемлемым оказалось давление около 4,9 *кг/см*^{2}. При автомобильных и железнодорожных перевозках СПГ большое внимание уделяется обеспечению их взрывобезопасности. На цистернах устанавливаются системы контроля: манометры и дифманометры, датчики давления и уровня жидкости, другие приборы контроля.

Цистерны оборудуются надежной тепловой изоляцией. Надежная тепловая изоляция обусловлена тем, что температура окружающего воздуха может быть выше температуры перевозимой жидкости на 200 °С. Тепловая изоляция уменьшает потери от испарения. Прирост давления за счет испарения жидкости в таких цистернах не более 0,05 *кг/см*^{2}*/час*.



Рис. 3.7.20. Цистерна для автомобильной перевозки СПГ



Рис. 3.7.21. Цистерна для железнодорожной перевозки СПГ

Морские перевозки СПГ

Основными производителями и поставщиками СПГ являются: Катар, Австралия, Малайзия, США, Нигерия. Основными потребителями СПГ являются страны Азиатско-Тихоокеанского (Япония, Китай, Южная Корея), Североамериканского и Европейского (Испания, Турция, Франция) регионов. Прокладка магистральных газопроводов по суше или морю трудновыполнимая задача с колоссальными

затратами. Альтернативы доставки СПГ во многие страны кроме как морскими танкерами нет.

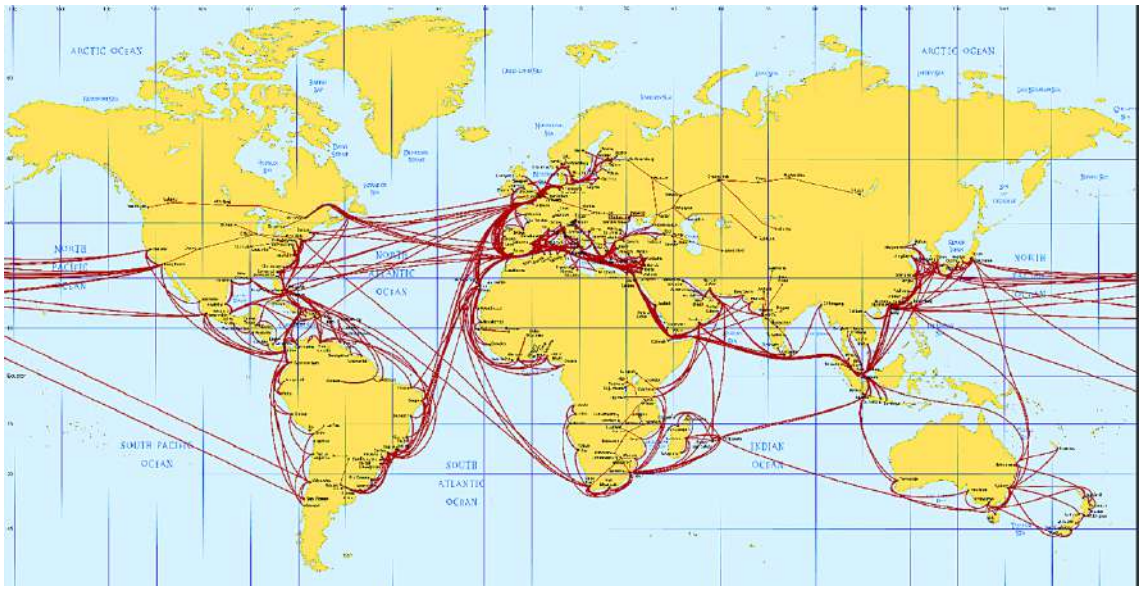


Рис. 3.7.22. Маршруты перевозки СПГ

Преобладающее большинство танкеров, выпускающееся в настоящее время, имеют вместимость 145–155 тыс. $м^3$. Объем природного газа, полученного из такого количества СПГ путем регазификации, составляет 89–95 *млн.* $м^3$. В гораздо меньшей степени представлены танкеры малого класса – с резервуарами, рассчитанными на 18–19 тыс. $м^3$. Существуют танкеры гиганты – газовозы классов Q-Max и Q-Flex, способные перевозить по 210–266 тыс. $м^3$ СПГ.

Емкости для СПГ на танкерах имеют двойной слой изоляции и дополнительную капитальную оболочку для недопущения утечек в случае повреждения основного корпуса. Поверхности, контактирующие непосредственно с СПГ, устойчивы к низкотемпературному воздействию, поскольку состоят их стали, алюминия или инвара (никеле-железного сплав).

На 41% танкеров применяется система Moss, когда резервуары являются сферическими. На 47% СПГ-газовозов применяются трехмембранные системы (стандарты CS1, Technigaz и GazTransport). На ряде газовозов устанавливаются резервуары призматического типа.

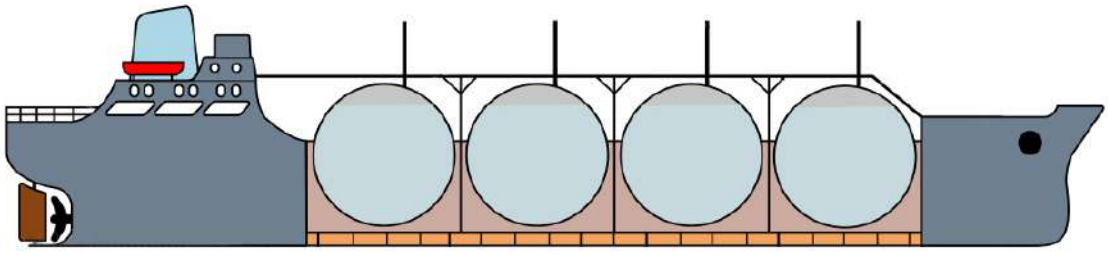


Рис. 3.7.23. СПГ-танкер со сферическими резервуарами (система Moss)

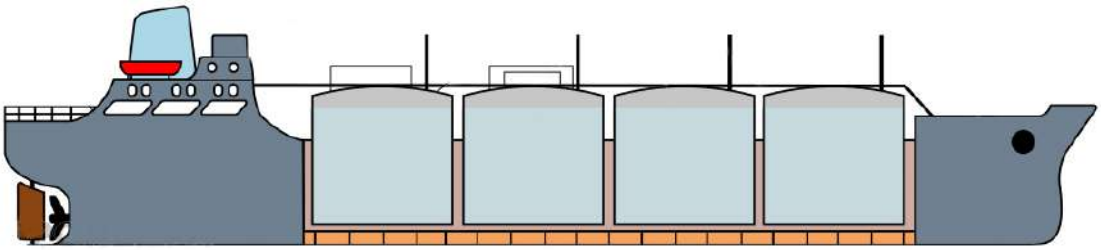


Рис. 3.7.24. СПГ-танкер с трехмембранными резервуарами (GazTransport&Technigaz)

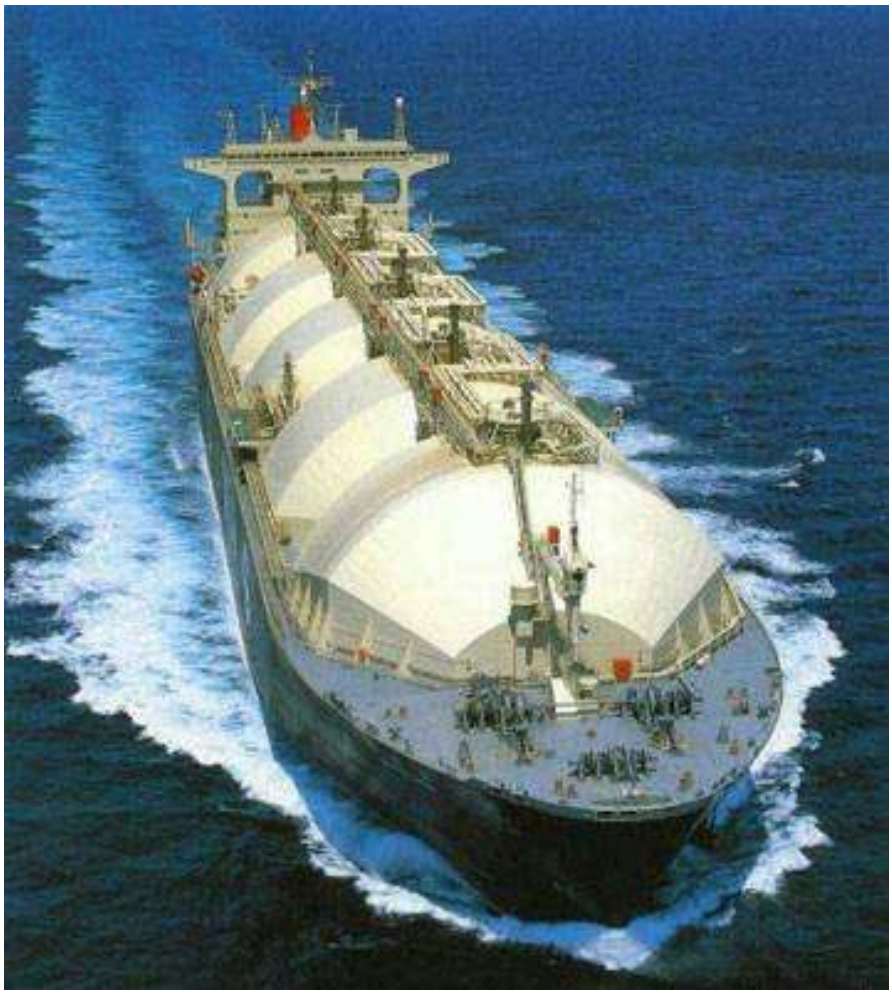


Рис. 3.7.25. СПГ-танкер

На СПГ-танкерах в качестве горючего для силовых установок используется непосредственно перевозимый СПГ.

3.7.5.3. Регазификация СПГ

Регазификация СПГ – процесс преобразования СПГ из жидкого состояния в газообразное, после чего он становится пригодным для обычного использования – подачи по трубопроводам потребителям и закачки в газовые баллоны.

Транспортируемый в крупных объемах морскими танкерами СПГ доставляется на специальные регазификационные терминалы. По прибытии на терминал СПГ

перекачивается из танкеров в резервуары для его хранения в сжиженном виде, затем по мере необходимости СПГ переводится в газообразное состояние.

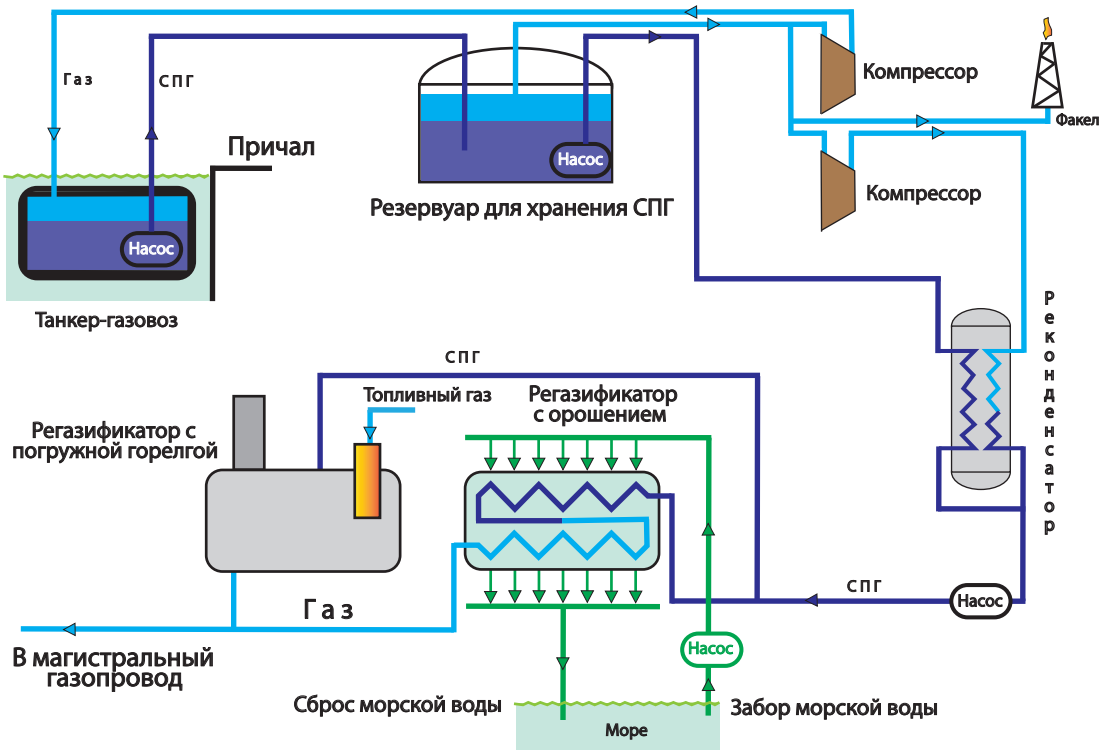


Рис. 3.7.26. Принципиальная схема терминала регазификации СПГ

Регазификация СПГ – процесс преобразования СПГ из жидкого состояния в газообразное, после чего он становится пригодным для обычного использования – подачи по трубопроводам потребителям и закачки в газовые баллоны.

Транспортируемый в крупных объемах морскими танкерами СПГ доставляется на специальные регазификационные терминалы. По прибытии на терминал СПГ перекачивается из танкеров в резервуары для его хранения в сжиженном виде, затем по мере необходимости СПГ переводится в газообразное состояние

Превращение в газ происходит в системе испарения с помощью нагрева. Подогрев может осуществляться прямым и непрямым способом. В первом случае газ получает тепло непосредственно от горячего теплоносителя, во втором – тепло поступает через промежуточный теплоноситель, обогреваемый горячим теплоносителем. Наиболее часто в качестве горячего теплоносителя используется морская вода, в качестве промежуточного теплоносителя – пропан, изопентан и др.

Регазификационные терминалы бывают:

- Наземные;
- Оффшорные;
- Плавучие.

Наземные терминалы состоят из причала, сливной эстакады, резервуаров для хранения, испарительной системы, установок обработки газов испарения из резервуаров и узла учета.

Оффшорные (прибрежные) терминалы монтируются на морской платформе (гравитационной или сваевой), расположенной у побережья.

Плавучие терминалы — это танкеры-газовозы, дооснащённые системой регазификации. Плавучие терминалы делятся на:

- LNG RV – регазификационные суда (LNG re-gasification vessel), используемые для перевозки СПГ и самостоятельной регазификации его в пункте разгрузки.
- FSRU – плавучие регазификационные установки (Floating Storage and Regasification Unit), используются как стационарные объекты регазификации и хранения, стоящие на рейде или у причала и соединенные газопроводом с берегом.



Рис. 3.7.27. Общий вид наземного терминала регазификации СПГ



Рис. 3.7.28. Общий вид плавучего терминала регазификации СПГ



Рис. 3.7.29. Установки регазификации СПГ небольшой производительности

3.7.5.4. Использование СПГ как моторное топливо

Возможности использования СПГ в качестве топлива для различных транспортных средств очень велики. На СПГ как на основном топливе могут работать двигатели легковых и грузовых автомобилей, автобусов, железнодорожных локомотивов, морских судов, самолетов и вертолетов.

Важным для использования СПГ на автомобильном транспорте является резкое снижение стоимости резервуаров для его хранения с экранно-вакуумной изоляцией. Это позволяет производить в больших количествах даже относительно небольшие емкости с достаточным сроком бездренажного хранения СПГ.

При использовании СПГ уменьшаются затраты на профилактический осмотр и ремонт двигателей подвижного транспорта. Снижается степень загрязнения воздуха выхлопными газами.

Эффективно СПГ применять на железнодорожном транспорте.

В качестве топлива СПГ используется в пассажирских паромах, сухогрузах, различных морских и речных судах и непосредственно на СПГ-танкерах, на которых перевозят большие объемы СПГ в разные страны.

Таблица 3.7.4

Выбросы вредных веществ в атмосферу от различных видов судового топлива

Выбросы в атмосферу/ вид топлива	SO_x (*г*/кВт*ч*)	NO_x (*г*/ кВт*ч*)	Solid (*г*/ кВт*ч*)	CO_2 (*г*/ кВт*ч*)
Мазутное топливо, 3,5% серы	13	9-12	1,5	580-630
Морское дизтопливо, 0,5% серы	2	8-11	0,25-0,5	580-630
Морской газойль, 0,1% серы	0,4	8-11	0,15-0,25	580-630
СПГ	0	2	0	430-480

Одной из наиболее интересных проблем является использование СПГ в качестве топлива для авиационных двигателей. СПГ считается лучшим реактивным топливом. Использование его в качестве реактивного топлива приводит к увеличению полезной нагрузки самолета, повышению скорости и снижению эксплуатационных затрат.

Имея наивысшую теплотворную способность среди природных углеводородов, метан позволяет улучшить показатели удельного расхода топлива примерно на 13%.

При сжигании СПГ выделяет на 15% больше тепла в расчете на 1 *кг* веса по сравнению с авиационным керосином. Таким образом при идентичном типе

двигателя и том же тепловом к.п.д. удельный расход топлива уменьшается на 16 %, если в качестве топлива используется СПГ. При использовании СПГ происходит более чистое сгорание топлива и более равномерное распределение тепла. Только за счет этого можно повысить температуру газового потока на 110–176 ^oC без увеличения температуры деталей турбины, которая определяет ресурс самого двигателя.

Двигатели вертолетов, охлаждаемые топливом СПГ, могут обеспечить к.п.д. свыше 35%. В связи с этим удельный расход топлива уменьшается на 35–50%. Половина уровня шума вертолета образуется в результате энергии выхлопных газов. При переходе на СПГ в качестве топлива значительно сокращается шум двигателя в результате уменьшения силы выхлопа отработанных газов.

В отличие от других видов топлива СПГ является дешевым, экологически чистым, удобным в употреблении топливом, гарантирующим повышение эксплуатационных качеств двигателей.



Рис. 3.7.30. Использование СПГ в виде моторного топлива

Глава 4
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Диспетчерское управление техническим обслуживанием и ремонтом на объектах газотранспортных систем……722
4.1.1. Общие положения ……722
4.1.1.1. Классификация ремонтных работ……..722
Плановые ремонтные работы.....723
Локальные планово-предупредительные ремонтные работы…...724
Комплексы планово-предупредительных ремонтных работ…….725
Внеплановые ремонтные работы……728
Аварийные ремонтные работы……728
4.1.1.2. Вывод в ремонт и ввод в эксплуатацию объектов и участков магистральных газопроводов ГТС……..729
4.1.1.3. Расчет оптимального режима работы ГТС при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту……..730
4.1.1.4. Контроль за проведением ремонтных работ……730

4.1 Диспетчерское управление техническим обслуживанием и ремонтом на объектах газотранспортных систем ЕСГ

4.1.1 Общие положения

Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) оборудования и объектов ГТС выполняет персонал филиалов ГТО или специальных подрядных ремонтных организаций.

Диспетчерское управление ТОиР заключается:

- в участии в планировании ТОиР на объектах ГТС;
- выдаче разрешения на проведение ТОиР;
- организации процесса вывода в ремонт (отключения от транспорта газа) и ввода в эксплуатацию (подключение к ГТС) объектов и участков МГ ГТС;
- расчёте и подержании оптимального режима работы ГТС при поведении работ ТОиР;
- контроле за ходом выполнения работ ТОиР.

Диспетчерское управление ТОиР производится на основе на основе СТО Газпром 8-016-2018 «Требования к планированию, синхронизации, согласованию, контролю ремонтных работ на различных уровнях диспетчерского управления».

4.1.1.1. Классификация ремонтных работ

Ремонтные работы и техническое обслуживание с точки зрения диспетчерского управления можно разделить на работы с отключением и без отключения газотранспортного оборудования. Под термином отключение газотранспортного оборудования следует понимать вывод (исключение) газотранспортного оборудования из процесса транспорта газа. К газотранспортному оборудованию, участвующему в процессе транспорта газа по ГТС, относятся:

- ГПА;
- КЦ;
- участки МГ;
- межсистемные перемычки;
- УРГ.

К ремонтным работам газотранспортного оборудования, не приводящим к уменьшению газотранспортных мощностей относятся:

- ремонты ГПА при условии наличия на КС резервных ГПА;
- ремонты участков МГ ГТС при условии, что фактическая и плановая (на период производства ремонтных работ) производительность участка ГТС меньше её ТВП с отключённым для ремонта участком МГ;
- ремонты участков межсистемных перемычек при условии, что фактическая и плановая (на период производства ремонтных работ) производительность ГТС меньше её ТВП с отключённой для ремонта межсистемной перемычкой;
- ремонты УРГ при условии, что фактическая и плановая (на период производства ремонтных работ) производительность участка ГТС меньше её ТВП с отключённым для ремонта УРГ.

Такие ремонтные работы могут производиться без изменения режима работы газотранспортной системы и с выполнением запланированных показателей товаротранспортной работы.

Во всех других случаях вывод в ремонт газотранспортного оборудования приведёт к необходимости изменения режима работы ГТС.

Ремонтные работы газотранспортного оборудования на технологических объектах подразделяются на:

- плановые;
- внеплановые;
- аварийные.

Перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем диспетчерскому персоналу необходимо выполнить три основные задачи:

- оценить снижение газотранспортных мощностей;
- определить новую конфигурацию газотранспортной сети;
- рассчитать оптимальный режим работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа.

По сути, все эти задачи выполняются при расчёте режима работы ГТС с выполнением ремонтных работ. При моделировании режима работы на расчётной схеме ПВК исключаются из расчёта КЦ, участки магистральных газопроводов и другие объекты, на которых будут проводиться ремонтные работы, а так же участки МГ, отключённые от режима транспорта газа.

В зависимости от видов ремонтных работ может проводится расчёт режима работы отдельных участков, всей ГТС или нескольких ГТС совместно. Расчёт режима работы ГТС позволит определить технически возможную пропускную способность (ТВПС) и граничные условия участков ГТС при проведении работ ТОиР.

Плановые ремонтные работы

Плановые работы по диагностике, текущему и капитальному ремонту, комплексам ППР, реконструкции объектов ГТС определяются утверждённым комплексным план-графиком. Плановые ремонты выполняются в установленные сроки. Плановые ремонтные работы учитываются при разработке плана транспорта газа. Плановые ремонтные работы могут выполняться, как на отдельных участках или объектах (локальные), так и одновременно (комплексно) на нескольких участках и объектах одной или нескольких ГТС.

При планировании ремонтных работ для последующего формирования комплексного план-графика разрабатываются следующие план-графики:

- сводный план-график ППР на объектах добычи и переработки газа, газового конденсата, нефти;
- совмещенный график остановок на ППР объектов добычи и переработки жидких углеводородов;
- график производства ППР нейтрального периода при подготовке к сезону отбора/закачки на объектах подземного хранения газа;
- комплексный план-график дочерних газотранспортных обществ;

- план-график проведения комплексов ППР на технологических объектах.

Поскольку на объемы транспортируемого газа влияют также ППР с отключением технологического оборудования объектов добычи, переработки газа, газового конденсата, нефти и подземного хранения газа необходимо синхронизировать проведение всех этих работ. Синхронизация ремонтных работ заключается в распределении ремонтных работ по времени (с указанием начала и окончания) и технологическим объектам таким образом, чтобы при проведении ремонтах работ обеспечить выполнение установленных показателей добычи и транспорта газа.

Синхронизация ремонтных работ проводится в несколько этапов. Сначала синхронизируются ремонтные работы на месторождениях и промыслах. Потом синхронизируются ремонтные работы на технологических объектах добычи и переработки газа и жидких углеводородов. И на завершающем этапе производится синхронизация ремонтных работ на технологических объектах добычи, транспортировки и переработки газа, газового конденсата, нефти в том числе и комплексы ППР. По сути, при синхронизации ремонтных работ производится формирование комплексного план-графика диагностических и ремонтных работ технологических объектов добычи, транспортировки, переработки газа, газового конденсата, нефти.

Ремонтные работы, проводимые на объектах подземного хранения газа, также могут влиять на объемы отбора/закачки газа и объемы, подаваемые/отбираемые в/из ГТС. Такие работы на объектах подземного хранения газа должны выполняться в соответствии с графиком производства ППР нейтрального периода при подготовке к сезону отбора/закачки.

Для систематизации ремонтных работ, связанных с отключением газотранспортных мощностей, составляется комплексный план-график ремонтных и диагностических работ на объектах МГ. В этот план-график включаются все ремонтные и диагностические работы на МГ, КС, ГРС, УРГ, межсистемных перемычках, которые в той или иной мере могут привести к изменению объёмов транспорта газа и объёмов поставок газа потребителям. Комплексный план-график объектах МГ составляется в соответствии действующих нормативных документов.

В комплексном план-графике на объектах МГ должно быть указано:

- участки МГ, отключаемые и выводимые из гидравлики;
- ТВПС участка;
- фактически достигнутая производительность отключаемого участка;
- сокращение объёмов транспортировки газа;
- сокращение объёмов поставки газа потребителям;
- дата начала и окончания работ.

На основе этих данных и предварительных планов транспорта газа производится планирование последовательности и времени проведения работ ТОиР на различных участках ГТС ЕСГ.

В комплексном план-графике ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС все работы распределяются по времени и ГТС таким образом, чтобы при проведении ремонтных работ обеспечить выполнение утверждённого плана транспорта газа.

Локальные планово-предупредительных ремонтные работы

Ремонтные работы, выполняемые на отдельных участках МГ или других отдельных объектах ГТС, называются локальными. Потери объёма транспорта газа

при выполнении локальных ремонтных работ, как правило, можно компенсировать за счёт других ГТС, объектов добычи и ПХГ.

Локальные ремонтные работы могут отличаться по времени производства работ от суток до нескольких месяцев в зависимости от объемов работ и применяемых методов ремонта. При внесении локальных работ в комплексный план ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС диспетчерский персонал должен:

- оценить уменьшение количества газотранспортных мощностей после отключения объектов ГТС для проведения ремонта;
- определить продолжительность изменения режима для проведения ремонта;
- определить новую конфигурацию газотранспортной сети с возможностью максимальной компенсации объёмов транспорта газа по другим газотранспортным системам;
- рассчитать объём стравливаемого при ремонте газа;
- рассчитать оптимальные режимы работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа;
- определить ТВПС и граничные условия участков ГТС.

Комплексы планово-предупредительных ремонтных работ

Часть запланированных в комплексном плане ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС, как правило, связанных с одной ГТС, объединяются в Комплекс планово-предупредительных ремонтных работ (Комплекс ППР), которые планируется выполнять в один и тот же период времени. Комплексы таких работ объединяются в план Комплексов ППР. В зависимости от количества и продолжительности ремонтных работ в одном комплексе он может выполняться, как с уменьшением объёмов транспорта газа вплоть до его полного прекращения, так и без изменения объёмов транспорта. Как правило, в Комплекс ППР включаются работы, выполнение которых требует отключения газотранспортных мощностей со снижением объёмов транспорта газа по ГТС.

Для выполнения ремонтных работ по Комплексу ППР необходимо:

- определить объекты ГТС, подвергаемые ремонту;
- определить наличие необходимого количества комплектующих, материалов, запасных частей, техники, ремонтного персонала для проведения ремонтной работы;
- определить участки МГ, подлежащие отключению от процесса транспорта газа;
- определить последовательность и продолжительность отключения газотранспортных мощностей;
- оценить величину отключаемых газотранспортных мощностей при их последовательном выводе в ремонт;
- определить новую конфигурацию газотранспортной сети с учётом последовательности отключения газотранспортных мощностей и возможности компенсации максимального количества объёмов транспорта газа за счёт других объектов и ГТС;
- рассчитать ТВПС и граничные условия участков ГТС с учётом вывода в ремонт объектов и оборудования;

- рассчитать изменение потоков в ЕСГ по границам ГТС ГТО, которое произойдёт после отключения газотранспортных мощностей;
- рассчитать оптимальный режим работы ГТС каждого ГТО при новой конфигурации и оставшемся в работе количестве газотранспортных мощностей.

Формирование План-графика Комплексов ППР производится в несколько этапов:

- формирование ЦПДД проекта План-графика Комплексов ППР;
- согласование проекта План-графика Комплексов ППР с дочерними обществами, осуществляющими деятельность по экспорту природного газа;
- подача диспетчерскими службами дочерних обществ заявок на включение ремонтных работ в План-график Комплексов ППР;
- синхронизация заявок дочерних обществ и формирование Сводного План-график Комплексов ППР;
- подготовка ЦПДД окончательного План-график Комплексов ППР.

При планировании для удобства последующего контроля за проведением Комплекса ППР разрабатывается специальная технологическая схема ГТС с указанием объектов ремонта, мест отключения МГ и проведения ремонтных работ, объёмов и времени начала и окончания ремонтных работ, ответственных за проведение конкретной работы и новой конфигурации ГТС.

Руководство Комплексом ППР осуществляет высший уровень диспетчерского управления (ЦПДД). В ГТО назначается ответственный за Комплекс ППР в этом обществе и ответственные за производство каждой ремонтной работы. Руководителем Комплекса ППР доводится до всех ГТО:

- объёмы потоков газа на границе каждого ГТО на время проведения Комплекса ППР;
- включённые в комплекс объекты ГТС для проведения ремонтных работ;
- время начала и окончания каждой ремонтной работы;
- последовательность вывода в ремонт участков ГТС;
- последовательность включения дополнительных газотранспортных мощностей и ПХГ;
- информацию о руководителях комплексом ППР в ГТО.

К организации и проведению ремонтных работ в Комплексе ППР предъявляются повышенные требования, так как это связано с сокращением объёмов транспорта газа по всей ГТС, и задержка в завершении даже одной работы вызовет негативные последствия для всей ЕСГ.

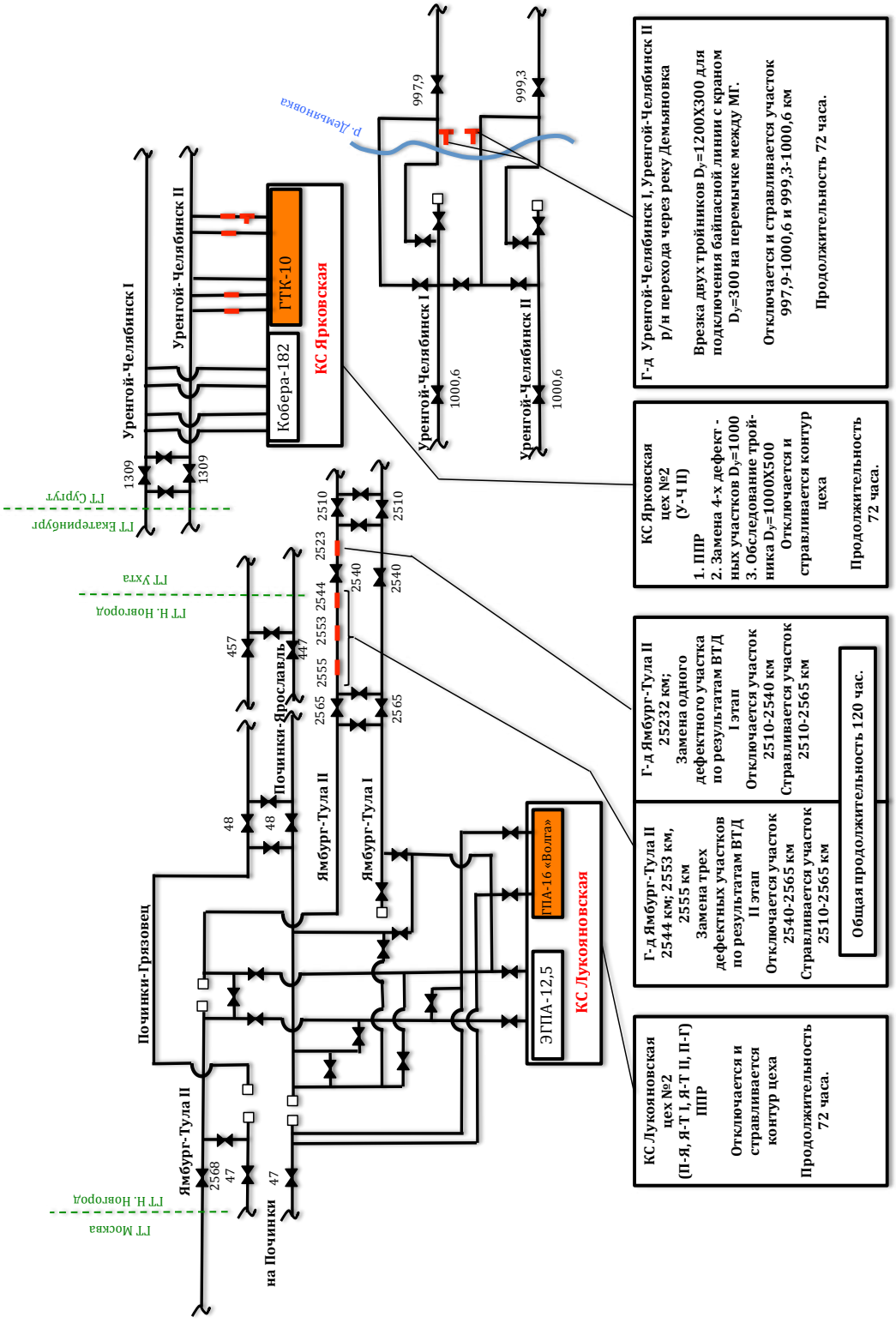


Рис. 4.1.1. Пример схемы проведения комплекса ППР

Внеплановые ремонтные работы

К внеплановым ремонтным работам относятся все работы, не вошедшие в Комплексный план-график, План-график Комплексов ППР и план реконструкции, необходимость проведения которых возникла после их утверждения.

Внеплановые работы производятся:

- для ликвидации обнаруженных опасных дефектов и предупреждения возможных разрушений газотранспортного оборудования;
- для доведения объекта ГТС до проектных параметров.

Перед выполнением внеплановых ремонтных работ диспетчерский персонал обязан:

- оценить уменьшение газотранспортных мощностей после отключения объекта от ГТС и вывода его во внеплановый ремонт;
- определить новую конфигурацию газотранспортной сети с максимальной возможностью компенсации газотранспортных мощностей, не задействованных в транспорте газа;
- рассчитать оптимальный режим работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа.

Аварийные ремонтные работы

Аварийными ремонтными работами называются работы по устранению последствий аварий, инцидентов, опасных условий эксплуатации или работы для предупреждения аварийных ситуаций на МГ, КС, ГРС и других объектах ГТС.

Аварийные работы проводятся:

- для восстановления целостности ГТС после аварий или инцидентов на объектах ГТС;
- для предупреждения аварийных ситуаций на объектах ГТС.

Первоочередной задачей диспетчерского персонала является локализация места аварии.

При необходимости локализовать аварию на КС производится аварийная остановка КЦ. При этом доступ газа к КЦ от магистрального газопровода перекрывается кранами № 7 и № 8 и газ стравливается из технологических газопроводов КЦ через свечные краны № 17 и № 18. Через открытый кран № 20 газ продолжает транспортироваться по магистральному газопроводу.

При локализации аварии на узле подключения КЦ закрываются охранные краны № 19 и № 21. При этом транспортировка газа на этом участке по магистральному газопроводу прекращается.

Для локализации аварии на линейной части МГ необходимо определить место аварии и отсечь его, закрыв линейные краны на этом магистральном газопроводе, которые располагаются примерно через 20 км друг от друга. ГТС часто работает с открытыми технологическими перемычками для эффективности гидравлического режима. В этом случае определение места аварии на одном из МГ ГТС может вызывать некоторые трудности.

Перед выполнением аварийных ремонтных работ диспетчерский персонал обязан оперативно:

- оценить уменьшение газотранспортных мощностей после отключения объекта от ГТС при локализации аварии и выводе объекта в аварийный ремонт;
- определить новую конфигурацию газотранспортной сети с максимальной возможностью компенсации газотранспортных мощностей, не задействованных в транспорте газа;
- рассчитать оптимальный режим работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа.

4.1.1.2. Вывод в ремонт и ввод в эксплуатацию объектов и участков магистральных газопроводов ГТС

Перед началом плановых ремонтных работ диспетчерская служба ГТО должна получить согласование на их проведение. Для этого направляется запрос на проведение ремонтных работ. В запросе должна быть указана информация:

- краткая характеристика работы;
- время начала и окончания работы;
- конфигурация ГТС до начала работ, переключение запорной арматуры и перезагрузка газотранспортных мощностей, необходимые для перехода на схему работы ГТС при проведении ремонтной работы;
- ТВПС ГТС при проведении ремонтной работы;
- объём стравливаемого газа.

На основании комплексного плана ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС, фактически сложившихся режимов работы ГТС ЕСГ и поступившего запроса диспетчерская служба высшего уровня управления выдаёт разрешение на проведение ремонтных работ.

Согласование проведения внеплановых ремонтных работ проводится аналогичным образом.

При устранении аварий и аварийных ситуаций (аварийные ремонтные работы) ГТО самостоятельно определяет технологию и продолжительность устранения аварии.

Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС производится эксплуатационным персоналом служб филиалов ГТО по указанию диспетчерского персонала в строгом соответствии с действующими нормативными документами. Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оформляется в соответствии с действующими требованиями.

Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС является важной частью процесса диспетчерского управления работами ТОиР, так как часто при ремонтах выполняются огневые, газоопасные, грузоподъёмные и другие опасные работы, и чёткое выполнение требований нормативных документов позволяет обеспечить их безопасность.

4.1.1.3. Расчёт оптимального режима работы ГТС при поведении работ по техническому обслуживанию и ремонту

Расчёт оптимального режима работы ГТС при проведении работ ТОиР принципиально не отличается от расчётов, проводимых диспетчерским персоналом в своей повседневной деятельности.

Расчёты режимов проводятся, как правило, с использованием ПВК. При выполнении рассчитанных режимов важно поддерживать заданные верхним уровнем управления граничные условия, так как на соседних ГТС ТВПС участков ограничена из-за проведения ремонтных работ, и отклонение объёмов транспорта газа в ту или иную сторону приведёт к нарушению режиму работы всей ГТС.

Важным фактором является соблюдение установленной последовательности разгрузки и загрузки газотранспортных мощностей. Отклонение от установленного порядка приведёт к сбою режима работы всей ГТС, что отразится на всей ЕСГ.

Важным значением при выполнении ремонтных работ является обеспечение работы межсистемных перемычек, за счёт которых обеспечивается частичная компенсация газотранспортных мощностей другими ГТС.

Другим объектом компенсации мощностей является ПХГ. Организация взаимодействия диспетчерских служб ПХГ и газотранспортных обществ является частью диспетчерского управления при проведении работ ТОиР.

4.1.1.4. Контроль за проведением ремонтных работ

Целью диспетчерского контроля за проведением работ ТОиР является своевременное информирование руководства и принятие мер по изменению режима работы ГТС ЕСГ для выполнения запланированных объёмов транспорта газа (план транспорта газа) в случае возникновения рисков нарушения графика проведения ремонтных работ.

Локальные ремонтные работы и ремонтные работы Комплексов ППР, связанные с отключением газотранспортных мощностей, внесённые в Комплексный план-график ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС, выполняются при контроле всех уровней диспетчерского управления. Диспетчерский контроль за проведением ремонтных работ на линейных участках МГ включает в себя:

- контроль за расстановкой постов на линейной части МГ и проверкой наличия связи между ними и руководителем работ;
- определение начала работ по переключению запорной арматуры на участке МГ ГТС и стравливанию газа из отключённого для ремонта участка;
- контроль стадий (этапов) проведения ремонтных работ:
  - отключение участка и освобождение полости МГ от газа (стравливание);
  - земляные работы;
  - сварочно-монтажные работы;
  - проверка качества сварных стыков;
  - изоляционные работы;
  - испытание отремонтированного участка;
  - земляные работы;
  - вытеснение воздуха (продувка) и заполнение отремонтированного участка газом;
  - подключение отремонтированного участка к ГТС.
- контроль выполнения графика ремонтных работ;

- отслеживание количества ремонтного персонала и техники на месте производства работ;
- выяснения причин отставания от графика (задержки) проведения ремонтных работ;
- определения сроков окончания ремонтных работ и пуска отремонтированного участка МГ в эксплуатацию.

Аналогичным образом проводится контроль за проведением ремонтных работ на других объектах ГТС.

Информация о состоянии ремонтных работ должна поступать от нижнего уровня диспетчерского управления на верхний в оперативном порядке.

4.2. Диагностика магистральных газопроводов.....732
4.2.1. Способы диагностики трубопроводов……..732
4.2.2. Методы контроля состояния трубопроводов……..732
4.2.3. Очистка внутренней полости газопровода……..734
4.2.3.1. Цель очистки полости трубопровода……...734
4.2.3.2. Способы очистки полости трубопровода……....734
4.2.3.3. Критерии очистки полости трубопровода……..735
4.2.3.4. Виды внутритрубных очистных снарядов……735
4.2.4. Контроль проходного сечения трубопровода……..736
4.2.5. Магнитная подготовка трубопровода……...737
4.2.6. Внутренняя диагностика трубопроводов……737
4.2.6.1. Методы внутренней диагностики……737
4.2.6.2. Метод магнитного контроля трубопроводов……..738
4.2.6.3. Магнитные снаряды дефектоскопы……738
4.2.6.4. Условия проведения внутритрубной дефектоскопии……..739
4.2.6.5. Процессы внутритрубной диагностики……740
4.2.7. Внутритрубные снаряды различного назначения…… 741
4.2.8. Основные технические характеристики некоторых внутритрубных снарядов……748
4.2.9. Диспетчерско-технологические задачи при контроле и управлении внутритрубной диагностикой магистральных газопроводов……..749

4.2. Диагностика магистральных газопроводов

4.2.1. Способы диагностики трубопроводов

Для обеспечения своевременного выявления различных дефектов линейной части магистральных газопроводов используют различные способы, виды и методы технического диагностирования трубопроводов.

Способы диагностирования структурных элементов линейной части МГ классифицируют следующим образом:

- внутритрубная диагностика с использованием внутритрубных дефектоскопов и профилемеров, роботов-дефектоскопов и оптико-волоконных средств;
- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации трубопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование трубопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- обследование подводных переходов с использованием плавательных средств;
- водолазное обследование подводных переходов трубопроводов;
- испытание трубопроводов (участков трубопроводов) гидравлическими или пневматическими способами изменения внутреннего давления;
- лабораторные исследования свойств материалов, сварных соединений, изоляционных покрытий и др., которые проводят на образцах из труб, полученных при отказах, проведении ремонтных работ, а также в тех случаях, когда это предусмотрено технологией проведения диагностических работ.

4.2.2. Методы контроля состояния трубопроводов

Для контроля технического состояния магистральных газопроводов применяют следующие методы:

- акустические;
  - ультразвуковой контроль;
    - эхо-импульсный;
    - теневой;
    - зеркально-теневой;
    - эхо-теневой.
  - метод акустической эмиссии (пассивный метод) определяет:
    - развивающиеся усталостные и стресс-коррозионные трещины;
    - непровары сварных швов;
    - смещения кромок сварных швов;
    - подрезы в сварных швах;
    - расслоение металла в сварных швах;
    - шлаковые включения в сварные швы;
    - утечки газа через сварные швы.
  - ультразвуковую толщинометрию (для определения фактической толщины стенки трубопровода);
  - эхолотирование применяют для:
    - определения глубины водоема в русловой части;
    - составления карты рельефа дна;

        - выявления интервалов возможного оголения и провиса подводных трубопроводов;
    - гидролокацию (при обследовании подводных переходов для выявления интервалов возможного оголения и провиса трубопроводов в русловой части).
- магнитные;
    - магнитопорошковый (для обнаружения как локальных, так и распределенных поверхностных и подповерхностных дефектов);
    - магнитографический (для индикации дефектов в намагниченном объекте контроля, включая индикацию дефектов в сварных швах);
    - магнитоферрозондовый (для индикации дефектов в намагниченном объекте контроля, включая индикацию дефектов в сварных швах);
    - индукционный (для индикации дефектов в намагниченном объекте контроля, включая индикацию дефектов в сварных швах);
    - магнитной памяти металла (фиксирует магнитные аномалии на объекте контроля);
    - бесконтактную магнитометрическую диагностику (для выявления наиболее напряженных и предрасположенных к повреждениям зон).
- оптические для обнаружения поверхностных:
    - трещин;
    - механических и коррозионных повреждений;
    - нарушений сплошности защитных покрытий;
    - течей.
- электромагнитные (вихревых токов);
- внутритрубные для обнаружения:
    - вмятин;
    - гофр;
    - сплющивания;
    - складок металла;
    - овальности;
    - коррозии;
    - эрозии;
    - нарушения сплошности металла трубы и сварных швов;
    - усталостных и стресс-коррозионных трещин и др.;
- электрометрические для определения состояния изоляционного покрытия:
    - сопротивление изоляционного покрытия;
    - места нарушения его сплошности;
    - изменения физико-механических свойств.
- радиографические применяют для:
    - неразрушающего контроля сварных швов газопроводов;
    - для обнаружения металлургических дефектов в стенке трубы;
    - дефектов сварки и коррозионных повреждений;
- тензометрирование применяют для оценки напряжённо-деформированного состояния и эксплуатационных параметров газопровода (внутреннего давления и температуры):
    - интеллектуальные вставки;
    - ультразвуковые системы;
    - струнные датчики и др.;
- аэрокосмические для получения информации о процессах взаимодействия магистральных газопроводов с окружающей средой на больших террито-

риях (для оценки технического состояния МГ по материалам повторных аэрофотосъемок трасс, прогнозирования процессов разрушения обвалования и обнажения газопроводов для выработки рекомендаций по ремонту, оценки степени устойчивости ландшафтов к техногенным воздействиям при строительстве и эксплуатации газопроводов, оценки влияния природной среды на состояние МГ, создания карт оценки местности по природно-техническим условиям эксплуатации) применяют:

- фотографическое и нефотографическое обследование;
  - тепловая инфракрасная съемка;
  - микроволновая съемка;
  - сканерная съемка;
  - телевизионная съемка;
  - лазерная съемка;
  - радиолокационная съемка;
  - аэровизуальное.
- геодезические (геодезическое позиционирование) используют для создания цифровых векторных карт различных масштабов вдоль МГ;
- радиолокационные с применением георадаров для обнаружения и определения на трассе газопровода:
  - пустот;
  - грунтовых вод;
  - ледяных линз;
  - подземных водотоков;
  - уровня обводненности;
  - расстояния от верхней образующей трубы до дневной поверхности земли.

4.2.3. Очистка внутренней полости газопровода

Очистка полости газопровода – удаление рыхлого поверхностного слоя ржавчины и окалины, а также случайно попавших при строительстве и ремонте внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

4.2.3.1. Цель очистки полости трубопровода

Целью очистки полости газопровода является:

- удаление загрязнений из полости трубопровода (рыхлой поверхностной ржавчины, окалины, грунта, воды, различных предметов);
- улучшение пропускной способности и обнаружение грубых нарушений целостности трубопровода;
- подготовка полости трубопровода (очистка и осушка) для его заполнения транспортируемым продуктом (газом).

Очистка полости трубопровода производится:

- после проведения сварочно-монтажных работ при строительстве;
- после проведения ремонтных работ на действующем газопроводе при вскрытии его внутренней полости;
- при уменьшении степени эффективности газопровода в процессе его эксплуатации;
- перед проведением внутритрубной диагностики трубопровода.

4.2.3.2 Способы очистки полости трубопровода

Очистка полости трубопровода при строительстве производится в два этапа:

- предварительно:
  - протягивания очистного устройства в процессе выполнения сварочно-монтажных работ;
- окончательно:
  - продувкой сжатым воздухом или природным газом;
  - промывкой – удалением загрязнений в потоке жидкости;
  - пропуском очистного снаряда (поршня).

Очистку полости трубопровода при эксплуатации газопровода проводят:

- продувкой сжатым природным газом;
- пропуском очистного снаряда (поршень, разделитель, скребок).

4.2.3.3. Критерии очистки полости трубопровода

Контроль степени очистки полости трубопровода при продувке в основном осуществляется визуально. Согласно СНиП I-II-Д.10-62, продувка с пропуском или без пропуска поршня считается законченной, «…когда из выпускного патрубка (свеча) начинает выходить чистый воздух или газ». Такая оценка является субъективной. Эффективность продувки зависит от скорости потока в очищаемом участке: чем выше скорость, тем крупнее частицы загрязнения, которые в большем объёме выносятся из трубопровода. И наоборот, чем меньше скорость потока, тем чище выходящая из трубопровода струя воздуха или газа. Визуальный метод оценки качества очистки трубопровода недостаточно объективен и эффективен. Существуют другие методы оценки качества очистки трубопровода:

- расчёт коэффициента эффективности трубопровода;
- расчёт коэффициента гидравлического сопротивления трубопровода;
- объёмный метод оценки засорённости трубопровода.

Однако, эти и другие расчетные методы не нашли своего практического применения в условиях эксплуатации магистральных газопроводов.

Качество очистки полости трубопровода путём пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) под давлением воздуха или газа считается удовлетворительным, если:

- снаряд прошёл весь продуваемый участок;
- вышел из трубопровода (вошёл в камеру приема очистного устройства) не разрушенным, т. е. снаряд на всём пути находился в работоспособном состоянии и выполнял свою основную функцию – очистку полости трубопровода;
- не вынес впереди себя воду, т. е. полость трубы сухая.

4.2.3.4. Виды внутритрубных очистных снарядов

Очистка внутренней полости газопровода от грязи и посторонних предметов при его эксплуатации производится при помощи специальных внутритрубных снарядов-скребков. Различают скребки с металлическими щётками и скребки с полиуретановыми манжетами.

Очистка производится до необходимой чистоты внутренней полости, которая определяется по количеству механических примесей, доставленных очистным скребком.



Рис. 4.2.1. Скребок с металлическими щётками



Рис. 4.2.2. Скребок с полиуретановыми манжетами

4.2.4. Контроль проходного сечения трубопровода

Калибровка полости трубопровода – это проверка проходного сечения трубопровода путём пропуска специальных снарядов-калибров (шаблонов) и снарядов-профилемеров с целью выявления нарушений внутренней геометрии (вмятин, гофр, овальностей и т. д.), которые препятствуют последующему свободному проходу снарядов-дефектоскопов.

Принципиальное отличие снаряда-калибра и снаряда-профилемера от обычного очистного или разделительного поршня, снаряда-скребка заключается в наличии калибровочного диска-пластины, по состоянию поверхности которого после пропуска судят о наличии дефектов проходного сечения трубопровода.

Для определения проходного сечения трубопровода производят запуск снаряда-калибра (шаблона) во внутреннюю полость трубопровода.



Рис. 4.2.3. Снаряд-калибр

Возможно, выполнение функций очистки и проверки проходного сечения газопровода выполнять при помощи одного снаряда скребка-калибра.

Для определения внутренней конфигурации магистрального газопровода производят запуск снаряда-профилемера, который определяет места с овальностью, выпуклостями, вмятинами, гофрами и минимальным радиусом изгиба трубы.



Рис. 4.2.4. Снаряд-профилемер

Основное требование к режиму пропуска снаряда-калибра и снаряда-профилемера – исключение резких колебаний скорости движения.

4.2.5. Магнитная подготовка трубопровода

Поскольку современные снаряды-дефектоскопы для внутренней поверхности газопроводов в основном используют метод магнитной диагностики проводят предварительную магнитную подготовку металла трубопровода.

Для сбора магнитного мусора в полости трубопровода и предварительной магнитной подготовки металла трубы производят запуск магнитного снаряда. Часто функции очистки от механических примесей и магнитной очистки совмещают с использованием комплексного снаряда магнитно-очистного поршня шаблона.



Рис. 4.2.5. Магнитно-очистной поршень шаблон

4.2.6. Внутритрубная диагностика трубопроводов

Внутритрубная диагностика (ВТД) – это определение технического состояния трубопровода с помощью специальных устройств (снарядов-дефектоскопов), перемещаемых внутри трубопровода.

Одной из составляющих эффективной и безаварийной эксплуатации магистральных газопроводов является проведение их своевременной внутритрубной диагностики.

Целью ВТД является определение дефектов магистральных газопроводов для организации их последующего устранения путём проведения ремонтных работ.

4.2.6.1. Методы внутритрубной диагностики

Внутритрубная дефектоскопия на современном этапе наиболее эффективный способ обнаружения повреждений стенок подземного магистрального газопровода, превосходящий во многом косвенные методы диагностического контроля технического состояния трубопроводов. Методы дефектоскопии основаны на анализе искажений физического поля различной природы, создаваемых дефектоскопом в процессе контроля изделий, и на зависимости результирующих полей от

свойств, структуры и геометрии объекта. Информация о результирующем поле позволяет сделать вывод о наличии дефекта, его местоположении и размере.

Для внутренней диагностики магистральных газопроводов могут использоваться различные методы:

- телевизионного визуального наблюдения;
- ультразвуковая диагностика;
- акустическая диагностика;
- магнитный контроль.

4.2.6.2. Метод магнитного контроля трубопроводов

В настоящее время для диагностики магистральных газопроводов наибольшее распространение получили магнитные снаряды-дефектоскопы. Их работа основана на регистрации рассеивания магнитного потока в стенке трубы, происходящего в зоне поверхностных и подповерхностных дефектов. Принцип рассеивания магнитного потока заключается в следующем. Когда в намагниченной части трубы имеется дефект сплошности, некоторая часть магнитного потока выходит наружу из стенки трубы, т. е. магнитный поток рассеивается на дефекте и может быть зафиксирован датчиком, расположенным около поверхности трубы. Намагничивание стенки трубопровода осуществляется при помощи постоянных магнитов, размещённых на цилиндрическом корпусе и гибких магнитопроводящих щёток, передающих магнитный поток от магнитов в стенку трубы. Индикаторами магнитного поля дефекта служат датчики поля – феррозонды, магниторезисторы или полупроводниковые приборы Холла, измеряющие величину тангенциальной составляющей магнитного поля. Датчики поля помещены в специальные блоки, которые изготовлены из полиуретана и обладают достаточной гибкостью и упругостью для поддержания постоянного зазора между датчиками поля и внутренней стенкой трубы, что очень важно для обеспечения высокого качества обследования. Датчики размещены таким образом, что охватывают всю внутреннюю поверхность трубы.

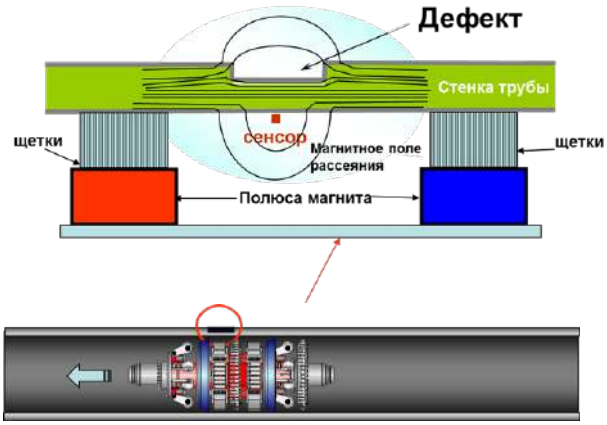


Рис. 4.2.6. Принцип работы магнитного дефектоскопа

4.2.6.3. Магнитные снаряды-дефектоскопы

Проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода осуществляется с применением снарядов-дефектоскопов, как правило, магнитного типа действия с продольным или поперечным намагничиванием. Такой снаряд содержит центральное твёрдое тело с диагностической и записывающей аппаратурой и уплотняющие манжеты из упругого материала, обеспечивающее центрирование и уплотнение центрального тела внутри трубопровода. Тяжёлые снаряды

часто снабжаются ещё и поддерживающими колёсами, установленными на подпружиненных стройках.



Рис. 4.2.7. Магнитный дефектоскоп СТН с продольным намагничиванием



Рис. 4.2.8. Магнитный дефектоскоп с поперечным намагничиванием

4.2.6.4. Условия проведения внутритрубной дефектоскопии

Основным условием, обеспечивающим качественное обследование трубопровода, является ограничение скорости движения дефектоскопа в трубе. Это требование обусловлено физической природой процесса намагничивания ферромагнетика в динамике. При движении дефектоскопа внутри трубопровода в стенке трубы возникают вихревые токи, которые препятствуют проникновению в неё магнитного потока, вытесняя его наружу. Это влечёт неоднородное намагничивание стенки по толщине: внешняя сторона трубы, где в основном и находится большая часть дефектов, намагничивается недостаточно, что ведёт к ухудшению качества обследования. При магнитной диагностике с помощью постоянных магнитов, расположенных на снаряде, необходимо намагничивать участок трубы, к которому прижимаются датчики, измеряющие напряжённость магнитных полей рассеивания вблизи дефектов стенки трубы. Для надёжного замера датчики должны скользить по внутренней поверхности трубопровода, не теряя контакта со стенкой. Сигнал со всех магнитных датчиков записывается во внутреннюю память дефектоскопа с определённой дискретностью. При большой скорости движения дефектоскопа невозможно записать показания датчиков с необходимой дискретностью. Кроме того, происходит отскок датчиков от стенок трубы из-за ударов о швы и другие неровности. Эта проблема особенно актуальна для газопроводов малого диаметра, менее актуальна для магистральных газопроводов и практически отсутствует на нефтепроводах. Чем меньше сжимаемость и больше плотность перекачиваемого продукта, тем менее вероятны рывки при движении снаряда.

При диаметре трубопровода 1420 *мм*, когда толщина стенки наибольшая, оптимальная скорость прохода дефектоскопа должна быть не более 3*, м/с*. Для труб меньшего диаметра допустима скорость 5*, м/с.*

Не менее важным условием также является предварительная очистка полости трубопровода от посторонних предметов, мешающих нормальной работе датчиков поля.

Внутритрубная диагностика возможна только на линейной части магистральных газопроводов, обладающих следующими конструктивными особенностями:

- наличие камер запуска и приёма внутритрубных снарядов;
- постоянный внутренний диаметр трубопровода;
- равнопроходную линейную арматуру без выступающих внутрь узлов и деталей;
- минимальный радиус изгиба трубопровода не менее пяти его диаметров;
- решётки на тройниках-врезках отводов, перемычек газопровода, исключающие попадание внутренних устройств в ответвления;
- самостоятельные камеры запуска и приёма внутритрубных снарядов на участках переходов трубопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода;
- сигнальные приборы, маркерные устройства, регистрирующие прохождение внутритрубных снарядов, установленные на трубопроводе.

4.2.6.5. Процессы внутритрубной диагностики

Современная ВТД магистральных газопроводов — это целый комплекс мероприятий, который заключается в ряде последовательных процессов, включающих в себя подготовительные работы и собственно диагностический процесс:

- проведение организационно-технических подготовительных мероприятий:
  - определение необходимого количества мест расстановки маркёров;
  - проверка и подготовка состояния дорог подъезда к узлам подключения КС, устройствам приёма и запуска внутритрубных снарядов и местам установки маркёров;
  - организация и проверка средств связи;
  - разработка мероприятий при возникновении нештатных ситуаций.
- очистка внутренней полости трубопровода от грязи и посторонних предметов;
- определение реального минимального проходного сечения газопровода;
- определение дефектов внутренней геометрии трубопровода;
  - овальность;
  - выпуклость;
  - вмятины;
  - гофры;
  - радиус изгиба.
- устранение дефектов, крутоизогнутых участков и мест сужения проходного сечения газопровода;
  - проверка полного открытия запорного органа линейной запорной арматуры;
  - проведение ремонтных работ на газопроводе по устранению обнаруженных дефектов;
- проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода.

Эти процессы ВТД магистральных газопроводов регламентированы нормативными документами СТО Газпром 2–2.3–095–2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов».

4.2.7. Внутритрубные снаряды различного назначения

Различные процессы обследования внутренней поверхности газопровода производятся с помощью специальных снарядов, перемещающихся в потоке транспортируемого газа. Для обследования создано большое количество диагностических снарядов различных типов и назначений:

- внутритрубные снаряды:
  - очистные снаряды:
    - поршни
      - ✓ цилиндрические
      - ✓ сферические
    - разделители
      - ✓ одноманжетные
      - ✓ многоманжетные
    - скребки
      - ✓ металлическими щётками
      - ✓ полиуретановыми манжетами
  - снаряды для контроля проходного сечения:
    - шаблоны
    - калибры
    - профилемеры
  - дефектоскопы:
    - магнитные
      - ✓ продольного намагничивания
      - ✓ поперечного намагничивания
    - оптические
    - акустические
    - ультразвуковые
    - с регулированием скорости движения
    - с управляемым байпасом
  - навигационно-топографический
  - сцепки дефектоскопов

Несмотря на различные конструктивные особенности и назначение, такие снаряды имеют общий принцип, обеспечивающий их использование внутри полости газопровода.

Обжатые в трубопроводе манжеты создают значительное сопротивление движению снаряда. Это сопротивление сильно зависит от геометрических размеров манжет, от степени их обжатия, геометрии и шероховатости стенок трубопровода, наличия жидкости и отложений в газопроводе. Движение снаряда постоянно преодолевает меняющееся сопротивление трения манжет о стенки трубопровода. Движущая сила снаряда создаётся давлением транспортируемого газа. В случае какого-то затруднения движению снаряда необходимое для его преодоления давление газа за снарядом увеличивается на участке от КС до места остановки снаряда. Когда снаряд преодолевает затруднение движению, потенциальная энергия, накопленная сжатым газом, высвобождаясь, может разогнать его до непредусмотренных скоростей. При этом снаряд, входя на большой скорости в криволинейные участки трубопровода, создаст недопустимые нагрузки на стенки трубопровода, что может привести к аварии. Поэтому очистку, калибровку и диагностику газопроводов проводят при постоянном контроле и регулировке скорости снаряда.

Скорость движения газа по магистральным газопроводам ГТС ЕСГ в среднем составляет 30–40 км/час. Проводить качественные подготовительные операции и внутритрубную диагностику при таких скоростях затруднительно. Необходимо либо снижать скорость движения снаряда путём снижения производительности магистрального газопровода, либо применять специальные снаряды, способные регулировать скорость своего движения по газопроводу без снижения производительности участка.

При движении снаряда в газопроводе с малым давлением и расходом газа происходят многочисленные остановки снаряда. Во время остановки в полости газопровода за снарядом повышается давление газа, которое, действуя подобно пружине, выбрасывает снаряд при достижении давления, превышающего усилия страгивания.

В настоящее время разработаны и используются внутритрубные снаряды с управляемым внутренним каналом (байпасом). Такие снаряды позволяют пропускать часть потока газа через корпус, посредством открытия или закрытия байпасных каналов для перетекания газа, предотвращая тем самым чрезмерный рост давления на снаряд и соответственно недопустимое увеличение его скорости движения.

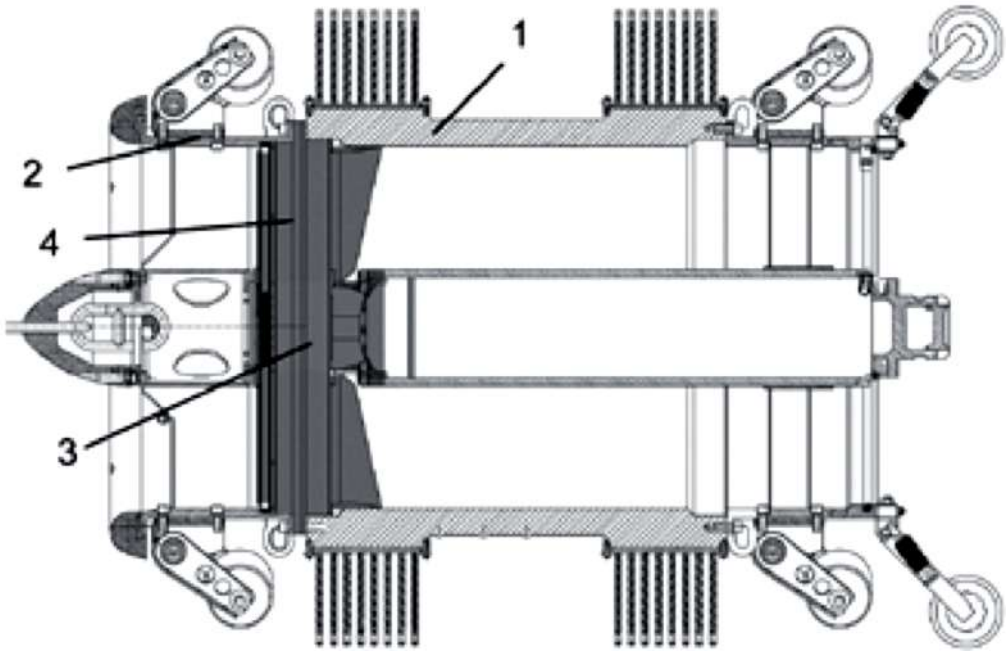


Рис. 4.2.9. Снаряд с управляемым байпасом

На объектах газовой отрасли получили применение внутритрубные снаряды различного назначения и конструкции.

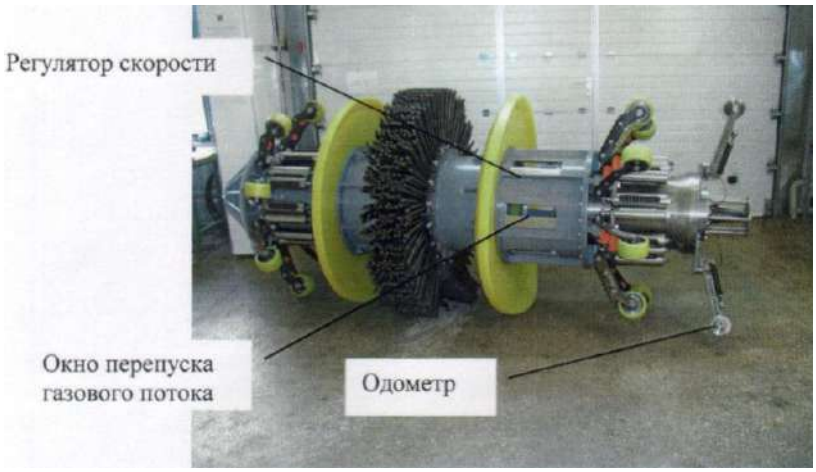


Рис. 4.2.10. Снаряд с регулятором скорости

При необходимости перед запуском снарядов-дефектоскопов производят запуск навигационно-топографического снаряда для определения местоположения магистрального газопровода на местности.

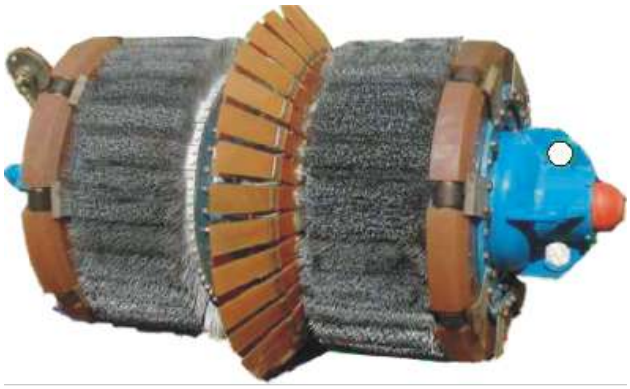


Рис. 4.2.11. Снаряд навигационно-топографический



Рис. 4.2.12. Дефектоскоп CD фирмы РОЗЕН

Дефектоскоп CD фирмы РОЗЕН позволяет проводить внутритрубную диагностику газопроводов, имеющих изменение внутреннего диаметра до величины 0,75.



Рис. 4.2.13. Оптический дефектоскоп OPD фирмы РОЗЕН

Устройство для визуального обследования трубопровода (OPD), разработанное фирмой РОЗЕН, интегрирует видеокамеру и осветительные лампы в прочный корпус очистного поршня. Оно визуализирует внутреннее состояние трубопровода, а также записывает и хранит в памяти эту информацию для возможности дальнейшего просмотра.



Рис. 4.2.14. Автоматический рычажный профилемер ПРТ-1200

Автоматический рычажный профилемер ПРТ позволяет производить измерение диаметра трубы роликовыми опорами, определять вмятины, гофры, овальность трубы.



Рис. 4.2.15. Внутритрубный магнитный дефектоскоп ДМТ-2Б-1200 продольного намагничивания

Существуют снаряды, выполняющие сразу несколько функций одновременно, например: очистка, сбор магнитного мусора, определение проходного сечения.

В последние годы для проведения комплексного обследования газопроводов применяются сцепки, состоящие из нескольких снарядов дефектоскопов. На рис. 4.2.16 представлена сцепка внутритрубных дефектоскопов с поперечным и продольным намагничиванием с регулятором скорости движения. Применение таких устройств позволяет экономить средства для проведения ВТД.



Рис. 4.2.16. Сцепка дефектоскопов ЗАО «Нефтегазкоплектсервис»



Рис. 4.2.17. Комплекс оборудования для внутритрубной инспекции ЗАО «Газприборавтоматикасервис»



Рис. 4.2.18. Комплекс оборудования для внутритрубной инспекции НПО «Спецнефтегаз»



Рис. 4.2.19. Внутритрубные снаряды фирмы «Enduro»



Рис. 4.2.20. Комплекс оборудования для внутритрубной инспекции «Rosen»



Рис. 4.2.21. Внутритрубный снаряд для трубопроводов разного диаметра фирмы «Rosen»

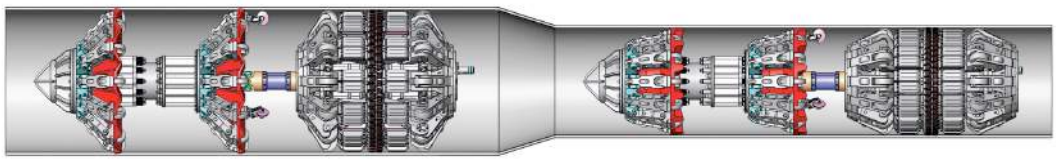


Рис. 4.2.22. Схема прохождения трубопровода разного диаметра снарядом фирмы «Rosen»

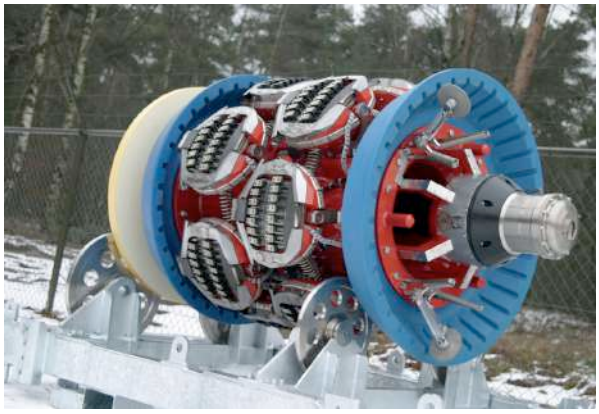


Рис. 4.2.23. Внутритрубный диагностический снаряд фирмы «Rosen»



Рис. 4.2.24. Комбинированный магнитно-ультразвуковой дефектоскоп фирмы «Диаскан»

4.2.8. Основные технические характеристики внутритрубных снарядов

В нефтегазовой отрасли применяются марки:

- очистных снарядов ОП, ППО, ПВЛ, ПР, ППО-Т, ДЗК, ДЗК-РЭМ, ОСУ, ОДС, СО, ПМО, ОПР-М, ЩС, СМР.
- снарядов контроля проходного сечения: ОКП, ПРТБ, ПРТ.
- снарядов дефектоскопов: ВДМ, Крот, ДМ, МДП, МДПР, МДР, УВДМ, ДМТБ, ДМТПБ.

Современные дефектоскопы относятся к классу приборов высокого разрешения, которые способны не только выявлять дефекты, но и измерять их геометрические размеры и классифицировать по типам и критическому состоянию.

Магнитные снаряды позволяют обнаружить:

- внешнюю и внутреннюю коррозию;
- дефекты «потери металла» в поперечных и спиральных сварных швах;
- дефекты «потери металла», связанные с вмятинами;
- производственные и металлургические дефекты;
- дефекты «потери металла», связанные с повреждениями при строительстве (риски, задиры);
- потери металла на внутренней и внешних стенках трубы.

К магнитным снарядам относятся: комплекс технических средств дефектоскопии «Крот-1000м» и «Крот-1200м» производства ИТЦ «Оргэнергогаздефектоскопия» и ООО «Газприборавтоматикасервис», инспекционные снаряды «Код-4м» и «Код-3к-720» разработанные МНПО «Спектр» и магнитный дефектоскоп Спецнефтегаза, зарубежные приборные комплексы дефектоскопов «Magnescane» и «MagnescaneHR».

Ультразвуковые снаряды «UltraScanCD».

Снаряды, использующие технологию электромагнитного акустического преобразования «EmatScanCD»/

Снаряды, использующие принцип упругих волн «ElasticWaveTM».

4.2.9. Диспетчерско-технологическое управление внутритрубной диагностикой магистральных газопроводов

Основными задачами диспетчерского управления при проведении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов являются:

- контроль выполнения мероприятий по запуску и приёму внутритрубного снаряда;
- контроль скорости движения и местоположения внутритрубного снаряда на участке магистрального газопровода;
- создание необходимых режимов работы участка магистрального газопровода для обеспечения нормального прохождения внутритрубного снаряда и работы газопроводов отводов.

Мероприятия по запуску и приёму очистного устройства осуществляют специалисты компрессорных станций или линейно-эксплуатационных служб МГ под руководством ответственного руководителя. Диспетчерский персонал должен находиться с ними на постоянной связи.

В соответствии с расчётным режимом работы МГ диспетчерский персонал осуществляет предварительный расчёт графика движения внутритрубного снаряда и времени его приёма. Этот график доводится до сведения всем контрольным постам на линейной части МГ.

Методами контроля движения внутритрубного снаряда по МГ осуществляются:

- с помощью приёмника сигналов прохождения внутритрубного снаряда;
- с помощью сигнализаторов прохождения внутритрубного снаряда установленных на линейной части МГ;
- по характерному шуму в момент прохождения внутритрубного снаряда через запорную арматуру (краны), тройниковую врезку в трубопроводе или специально подготовленный шурф;
- по перепаду давления в момент прохождения внутритрубного снаряда через крановый узел МГ.

Примечание: Момент прохождения внутритрубного снаряда через кран отмечается кратковременным повышением шума на кране, а также резким повышением давления на величину, равную перепаду давления, создаваемого снарядом, обычно 0,05–0,1, МПа.

Все посты докладывают диспетчерскому персоналу о времени прохождения внутритрубного снаряда. Диспетчерский персонал рассчитывает фактическую ско-

рость движения внутритрубного снаряда и при необходимости корректирует её путём изменения режима работы участка МГ, определяет предполагаемое время прохождения снаряда через контрольные посты и передаёт им расчётное время прохождения с целью усиления контроля и своевременной подготовки к его приёму.

При подходе внутритрубного снаряда (особенно очистных устройств) к местам врезки газопроводов отводов необходимо на них закрыть краны для предотвращения попадания в газопровод-отвод воды и механических примесей.

Остановка (застревание) внутритрубного снаряда на линейной части между кранами возможно по причинам:

- наличия перетоков на негерметичных перемычках;
- не достаточный перепад на внутритрубном снаряде при большой его массе;
- наличия гидратных (ледяных) пробок во внутренней полости МГ;
- нарушения формы сечения трубы.

Для ликвидации остановки (застревания) внутритрубного снаряда разрабатываются специальные мероприятия.

Глава 5
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

5.1. Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия.....752
5.1.1. Определения.....753
5.1.2. Уравнения состояния газа.....754
5.1.2.1. Уравнения состояния идеального газа.....754
5.1.2.2. Уравнения состояния реального (природного) газа.....755
5.1.3. Критические и псевдокритические параметры газа.....755
5.1.3.1. Критические давления и температура.....755
Расчёт критических значений давления и температуры.....755
5.1.3.2. Псевдокритические давление и температура.....756
Расчёт псевдокритических значений давления и температуры.....756
5.1.3.3. Приведённые значения давления и температуры.....757
Расчёт приведённых значений давления и температуры.....757
5.1.4. Универсальная газовая постоянная.....757
5.1.4.1. Расчёт газовой постоянной реального газа.....758
5.1.5. Теплота сгорания газа.....758
5.1.5.1. Расчёт теплоты сгорания газа.....760
5.1.6. Молярная масса.....761
5.1.6.1. Расчёт молярной массы природного газа.....761
5.1.7. Плотность.....761
5.1.7.1. Расчёт плотности природного газа.....762
5.1.8. Удельный объем.....763
5.1.9. Теплоёмкость.....763
5.1.9.1. Расчёт изобарной теплоёмкости природного газа.....763
5.1.10. Сжимаемость.....767
5.1.10.1. Расчёт коэффициента сжимаемости природного газа.....767
5.1.11. Вязкость.....773
5.1.11.1. Расчёт вязкости природного газа.....773
5.1.12. Влажность.....776
5.1.12.1. Расчёт влажности природного газа.....777
5.1.13. Гидравлическое сопротивление.....778
5.1.13.1. Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления газа.....779
5.1.14. Показатель адиабаты.....780
5.1.14.1. Расчёт показателя адиабаты.....780
5.1.15. Значение некоторых постоянных.....781

5.1.1. Определения

Идеальное газовое состояние – условное состояние газа или смеси газов, которое характеризуется отсутствием взаимодействия молекул газа, а сами молекулы не имеют собственного объёма.

Реальный газ – газ, который действительно существует в природе, т.е. состояние этого газа характеризуется взаимодействием молекул, а сами молекулы имеют собственный объём.

Уравнение состояния реального газа: $p = R \cdot \rho \cdot T \cdot z_1$ (5.1.1)

Универсальная газовая постоянная R - есть работа расширения единицы количества газа ($1кг$) при нагревании на $1K$ при постоянном давлении $p=const$.

Чистый газ – газ, в котором содержится не более 0,05% (молярных) примесей других газов.

Газовая смесь – смесь чистых газов, не вступающих друг с другом в химическую реакцию.

Природный газ – это газовая смесь, компонентами которой, в основном, являются предельные углеводороды C_nH_{2n+2}, азот N_2, диоксид углерода CO_2, и сероводорода H_2S, гелий He и в незначительной степени другие составляющие.

Давление газа p в общем случае равно пределу отношения нормальной составляющей силы N к площади F, на которую действует сила: $p = lim\ N/F$. При равномерном распределении сил внутри газопровода давление p определяют как $p = N/F$.

Абсолютное давление газа p *или* $p_{абс.}$ представляет собой давление газа на стенки сосуда (трубопровода). Абсолютное давление измеряется приборами барометрического типа.

Избыточное давление газа $p_{изб.}$ — это разность между абсолютным давлением и атмосферным (барометрическим) давлением внешней среды $p_{изб.} = p_{абс.} - p_{атм.}$ Понятие избыточного давления применяют для определения результирующих усилий, приложенных к стенке трубы. Избыточное давление определяют приборами манометрического типа (манометрами). Таким образом абсолютное давление определяется как $p_{абс.} = p_{изб.} + p_{атм.}$ Для практических приближённых расчётов в транспорте газа к давлению, замеренному манометром, прибавляют единицу (1,05578), что соответствует абсолютному давлению. Технические характеристики трубопроводов, сосудов и другого оборудования, работающего под давлением газа (проектные, испытательные, рабочие) обычно выражаются избыточным давлением газа.

Единицами измерения давления являются: Паскаль *(Па)*, бар *(бар)*, миллиметр ртутного столба *(мм рт.ст.)*, миллиметр водяного столба *(мм.вод.ст.)*, фунт на квадратный дюйм *(PSI)* (pounds per square inch). (см. приложение 49).

Массовый расход газа M – масса газа, проходящая через поперечное сечение потока в единицу времени.

Объёмный расход газа Q – количество газа в единицах объёма *м³*, проходящее через сечение трубы в единицу времени. Объём газа и объёмный расход газа надо относить либо к стандартным, либо к нормальным условиям.

Пропускная способность магистрального газопровода (участка магистрального газопровода) ***q*** *(млн м³/сут.)* – количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчётных параметрах: граничных условиях в начале и конце газопровода (*p и T*), гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, и т. п. в единицу времени при стационарном режиме (см. раздел 5.2).

Производительность магистрального газопровода (участка газопровода) ***Q*** – количество газа, транспортируемого по газопроводу (участку газопровода) в единицу времени при нормальных условиях, *млрд м³/год, млрд м³/кварт., млрд м³/мес.*

Линейная скорость газа w в газопроводе определяется как объёмный расход газа Q в условиях потока (давление, температура) через единицу поперечного сечения потока (трубопровода) *F:*

$$w = \frac{Q}{F} \tag{5.1.2}$$

Массовая скорость газа u в газопроводе - массовый расход газа *M* через единицу поперечного сечения потока (трубопровода) *F:*

$$u = \frac{M}{F} \tag{4.1.3}$$

Нормальные условия:

$P_0 = 0{,}101325$ *Mna;* $T_0 = 273{,}15$ *K;* $T_0 = 0\ ^0C$.

Стандартные условия:

$P_{ст.} = 0{,}101325$ *Mna;* $T_{ст.} = 293{,}15$ *K;* $T_{ст.} = 20$ *C.*

Примечание: Нормальные и стандартные условия – в соответствии с ГОСТ 30319.0–96.

5.1.2. Уравнения состояния газа

5.1.2.1. Уравнения состояния идеального газа

Состояние газа определяется тремя параметрами: давлением *p*, объёмом *V*, температурой *T*. Связь этих параметров между собой описывается уравнением состояния идеального газа Менделеева – Клайперона:

$$p \cdot V = \frac{m}{M} \cdot R_u \cdot T, \text{ или } p = \frac{R_u}{M} \cdot \rho_u \cdot T \tag{5.1.4}$$

где R_u – универсальная газовая постоянная идеального газа; *M* – молярная масса газа; m – масса газа; ρ_u – плотность газа в идеальном состоянии.

При постоянстве одного из параметров, определяющих состояние идеального газа, возникнет один из трёх процессов, описанных известными законами:

- изотермический процесс *T = const* (закон Бойля – Мариотта устанавливает зависимость между давлением и объёмом газа при постоянной его температуре):

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{V_1}{V_2} \quad \text{или} \quad p_1 \cdot V_1 = p_2 \cdot V_2; \tag{5.1.5}$$

- изобарный процесс $p = const$ (закон Гей – Люсака определяет зависимость объёма от температуры при постоянном его давлении):

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2} \text{ или } V_1 \cdot T_2 = V_2 \cdot T_1; \quad (5.1.6)$$

- изохорный процесс $V = const$ (закон Шарля устанавливает зависимость между давлением и температурой при постоянном его объёме):

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{T_2}{T_1} \text{ или } p_2 \cdot T_1 = p_1 \cdot T_2 \quad (5.1.7)$$

5.1.2.2. Уравнения состояния реального (природного) газа

Плотность реального газа отличается от плотности идеального газа, и они связаны отношением

$$\rho_u = \rho \cdot z \quad (5.1.8)$$

где: ρ_u – плотность идеального газа; ρ - плотность реального газа; z – коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, который отражает отличие идеального газа от реального.

Уравнение состояния реального газа

$$p = R \cdot \rho \cdot T \cdot z \quad (5.1.9)$$

где $R = \frac{R_u}{M}$ универсальная газовая постоянная реального газа

5.1.3. Критические и псевдокритические параметры газа

5.1.3.1. Критические давления и температура

Критическим давлением называется такое давление, при котором и выше которого повышением температуры нельзя испарить жидкость. Критическое давление, соответствует критической точке перехода газа в жидкое состояние.

Критическая температура – это такая температура, при которой и выше которой при повышении давления нельзя сконденсировать пар. Критической называется такая температура, выше которой газ не может быть превращён в жидкость, ни при каком давлении.

Расчёт критических значений давления и температуры

Значения критических давлений и температур газа получают, как правило, из справочных материалов.

Таблица 5.1.1.

Критические значения температуры и давления различных газов

Газ	$T_{кр}$, *К*	$p_{кр}$, *МПа*	$p_{кр}$, *кг/м³*	Газ	$T_{кр}$, *К*	$p_{кр}$, *МПа*	$p_{кр}$, *кг/м³*
Азот	126,05	3,39	311	Закись азота	309,65	7,41	450
Аммиак	405,55	11,3	235	Кислород	154,35	5,14	430
Аргон	150,75	4,86	531	Метан	190,65	4,74	162
Ацетилен	309,15	6,24	231	Окись азота	179,15	6,72	520
Бензол	561,65	4,84	304	Окись углерода	134,15	3,62	311
м-Бутан	425,95	3,6	225	изо-Пентан	460,95	3,39	234
изо-Бутан	407,15	3,7	234	н-Пентан	470,35	3,41	232
изо-Бутилен	420,35	4,06	256	Пропан	368,75	4,49	226
Водород	33,25	1,3	31	Пропилен	365,15	4,68	233
Водяной пар	647,3	21,77	324	Сероводород	373,55	9,18	359
Гелий	5,25	0,23	69,3	Этан	305,25	5,04	210
Гексан	38,35	3,05	234	Этилен	282,85	5,26	220
Гептан	6,35	2,68	234				
Двуокись серы	430,35	8,05	524				
Двуокись углерода	304,25	7,54	468				

5.1.3.2. Псевдокритические давление и температура

Псевдокритические давления и температура газа – это средние взвешенные значения критических давлений и температур каждого компонента смеси газов.

Критическая температура смеси находится между критическими значениями температуры компонентов смеси.

Критическое давление смеси всегда выше критического значения давления любого компонента смеси.

Расчёт псевдокритических значений давления и температуры

1) Для смеси газов (природного газа) псевдокритическое давление p_{nk} и температуру T_{nk} следует рассчитывать, используя средневзвешенное по молярному составу критическое давление и температуру его компонентов:

$$p_{nk} = \sum_i x_i \cdot p_{ki} \tag{5.1.10}$$

$$T_{nk} = \sum_i x_i \cdot T_{ki} \tag{5.1.11}$$

2) Псевдокритическое давление p_{nk}и температуру T_{nk} можно рассчитывать по формулам ГОСТ 30319.2

$$p_{nk} = 2{,}585 \cdot \left(1{,}608 - 0{,}05994 \cdot \rho_c - x_y - 0{,}392 \cdot x_\alpha\right) \tag{5.1.12}$$

$$T_{nk} = 88{,}25 \cdot (0{,}9915 + 1{,}759 \cdot \rho_c - x_y - 1{,}681 \cdot x_\alpha) \tag{5.1.13}$$

где x_y - молярная доля диоксида углерода CO_2;

x_α - молярная доля азота N_2;

ρ_c- плотность газа при стандартных условиях.

Допускается вместо молярных долей диоксида углерода и азота применять их объёмные доли.

3) Псевдокритическое давление p_{nk} и температуру T_{nk} можно определять, используя процедуру Холла – Ярбурга:

$$p_{nk} = 0{,}00689476 \cdot p_1 \cdot \frac{(T_1 - b)}{[T_1 + x_{H_2S} \cdot (1 - x_{H_2S}) \cdot b}; \tag{5.1.14}$$

$$T_{nk} = (1/1{,}8) \cdot (T_1 - b), \tag{5.1.15}$$

где $b = 120 \cdot [(x_y + x_{H_2S})^{0,9} - (x_y + x_{H_2S})^{1,8}] + 15 \cdot (x_{H_2S}^{0,5} - x_{H_2S}^4)$ (5.1.16)

$$p_1 = 709{,}6 - 58{,}7 \cdot \Delta_1; \quad T_1 = 168 + 325 \cdot \Delta_1 - 12{,}5 \cdot \Delta_1^2 \tag{5.117}$$

$$\Delta_1 = \frac{\Delta - 1{,}52 \cdot x_y - 0{,}967 \cdot x_\alpha - 1{,}177 \cdot x_{H_2S}}{1 - x_y - x_\alpha - x_{H_2S}} \tag{5.1.18}$$

где x_y - молярная доля диоксида углерода CO_2;

x_α - молярная доля азота N_2;

x_{H_2S} – молярная доля сероводорода H_2S.

4) Величины $p_{пк}$ и $T_{пк}$ можно рассчитывать по формулам

$$p_{пк} = 1{,}808(26{,}831 - \rho_н) \tag{5.1.19}$$

$$T_{\text{пк}} = 155{,}24(0{,}564 + \rho_{\text{н}}) \qquad (5.1.20)$$

5). Величины $p_{\text{пк}}$ и $T_{\text{пк}}$ можно рассчитывать по номограмме рис. 5.1.1 (приложение 6) в зависимости от плотности газа $\rho_{\text{н}}$ при нормальных условиях.

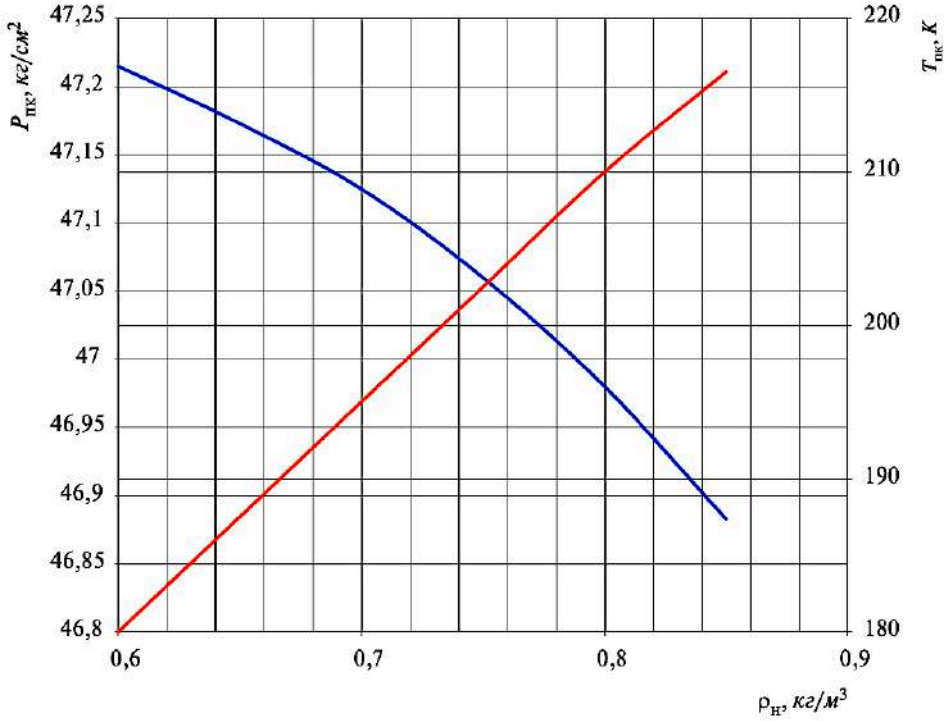


Рис. 5.1.1. Номограмма расчёта псевдокритических параметров газовых смесей

5.1.3.3. Приведённые значения давления и температуры

Значения фактического давления и температуры, приведённые к критическим значениям для чистых газов и к псевдокритическим значениям для газовых смесей (природный газ), называются приведёнными.

Расчёт приведённых значений давления и температуры

Приведённые значения давления и температуры вычисляют по формулам

$$p_{np} = \frac{p}{p_{nk}} \text{ и } T_{np} = \frac{T}{T_{nk}} \qquad (5.1.21)$$

5.1.4. Универсальная газовая постоянная

Универсальная газовая постоянная это значение константы в уравнении состояния газа (уравнение Менделеева – Клайперона), описывающем взаимодействия трёх параметров газа: давления, температуры и объёма. Согласно закону Авогадро объём одного киломоля идеального газа не зависит от природы газа и определяется параметрами физического состояния газа (давление и температура), т.е. один киломоль различных газов при одинаковом давлении и температуре занимает одинаковый объём V_{μ}. Киломолем (килограмм-молекулой) называется число килограммов вещества, численно равное его молекулярной массе μ.

Газовая постоянная идеального газа (универсальная) R_u равна 8,31451·10^3 *Дж/(кмоль·К,) или* 8,31451·10^3 *Н·* м*/(кг·К), или* 8,31451·10^7 *Эрг/(кг·К).*

5.1.4.1. Расчёт газовой постоянной реального газа

1) Расчёт газовой постоянной любого газа можно произвести через его молярную массу:

$$R = R_u/M = 8314{,}51/M,\ Дж/(кг{\cdot}К). \quad (5.1.22)$$

2) Газовая постоянная смеси газов рассчитывается через газовые постоянные компонентов газовой смеси:

$$R_{см} = g_1R_1 + g_2R_2 + \cdots + g_nR_n \quad (5.1.23)$$

где g_i – массовая доля газа в единице состава смеси.

3) Если известна плотность газа при стандартных условиях, то универсальная газовая постоянная может быть получена из уравнения состояния газа:

$$R = p_c/T_c \cdot \rho_c \cdot z_c \quad (5.1.24)$$

4) Если задана Δ относительная плотность газа по воздуху при стандартных условиях, то:

$$R = \frac{R_{воз}}{\Delta} = \frac{287{,}0}{\Delta},\ Дж/(кг{\cdot}К) \quad (5.1.25)$$

5.1.5. Теплота сгорания газа

Теплота сгорания – количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании определённого объёма или массы газа.

Можно руководствоваться следующими данными, приведёнными в таблицах 5.1.2–5.1.7, характеризующими процесс горения различных газов.

Таблица 5.1.2

Минимальное количество кислорода /воздуха (с 21% O_2 и 79% N_2), необходимое для полного сгорания 1 м^3 газов

Газ	Кислород	Воздух
Ацетилен	2,5	11,9
Бутан	6,5	30,95
Бутилен	6	28,58
Водород	0,5	2,38
Метан	2	9,52
Окись углерода	0,5	2,38
Пропан	5	23,8
Пропилен	4,5	21,43
Этан	3,5	16,67
Этилен	3	14,29

Таблица 5.1.3.

Теоретический состав продуктов сгорания газов

Газ	CO_2	H_2O	N_2
Ацетилен	2	1	9,4
Бутан	4	5	24,45
Бутилен	4	4	22,58
Водород	-	1	1,88
Метан	1	2	7,52
Окись углерода	1	-	1,88
Пропан	3	4	18,8
Пропилен	3	3	16,93
Этан	2	3	13,17
Этилен	2	2	11,29

Таблица 5.1.4.

Скорость пламени в смеси с воздухом различных газов

Газ	Скорость, см/сек
Ацетилен	131
Водород	267
Метан	35
Окись углерода	33
Пропан	32

Таблица 5.1.5.

Наивысшая температура пламени различных газов

Горючий газ	Содержание газа в смеси с воздухом, % (по объему)	Температура пламени, ^{0}C
Аммиак	21	1700
Ацетилен	9	2325
н-Бутан	3,2	1895
изо-Бутан	3,2	1900
Бутилен	3,4	1930
Водород	31,6	2045
Метан	10	1830
Окись углерода	20	1650
	25	1930
	32	2100
	45	1850
Пропан	4,15	1925
Пропилен	4,5	1935
Этан	5,8	1895
Этилен	7	1975

Таблица 5.1.6.

Концентрационные пределы взрываемости в смеси с воздухом различных газов при температуре окружающей среды 20 ^{0}C и давлении 0,1013 МПа

Газ	Концентрационные пределы взрываемости газов, % (по объему)	
	нижний	верхний
Ацетилен	1,95	82
н-Бутан	1,5	8,5
изо-Бутан	1,9	8,5
Бутадиен	2	11,5
Бутилен	1,65	9,95
Водород	4	75
Метан	5	15,2
Окись углерода	12,5	75
Пентан	1,1	8
Пропан	2,1	9,5
Пропилен	2	15,7
Сероводород	4,3	45,5
Этан	2,5	15
Этилен	2,5	34

Таблица 5.1.7.

Теплотворная способность [кДж/м]^3 компонентов природного газа в идеальном газовом состоянии в соответствии с ИСО 6976

Наименование газа	Химическая формула	Теплота сгорания Н, *кДж/м^3*	
		высшая	низшая
Метан	CH_4	37 040	33 370
Этан	C_2H_6	64 910	59 390
Пропан	C_3H_8	92 290	84 940
н-Бутан	н-C_4H_{10}	119 700	110 500
и-Бутан	и-C_4H_{10}	119 300	110 100
н-Пентан	н-C_5H_{12}	147 000	136 000
и-Пентан	и-C_5H_{12}	146 800	135 700
н-Гексан	н-C_6H_{14}	174 500	161 600
н-Гептан	н-C_7H_{16}	201 800	187 100
н-Октан	н-C_8H_{18}	229 200	212 700
Сероводород	H_2S	23 370	21 530

Удельная теплота сгорания (теплотворная способность) природного газа есть количество тепла, которое выделяется в процессе полного сгорания газа в воздухе при постоянном давлении p_c и постоянной температуре T_c, отнесённое к объёму сухого газа, определяемого при стандартных условиях.

Высшей теплотой сгорания $H_{св}$ называется количество теплоты в, *Дж*, выделенное при полном сгорании единицы объёма сухого газа, измеренного при нормальных условиях, с учётом теплоты конденсации водяных паров.

Низшей теплотой сгорания $H_{сн}$ называется количество теплоты в, *Дж*, выделенное при полном сгорании единицы объёма сухого газа, измеренного при нормальных условиях, за вычетом теплоты конденсации водяных паров.

Пересчёт теплоты сгорания газа от нормальных условий к стандартным условиям может проводиться по формуле:

$$\mathrm{H}_{\mathrm{сн}}^{20^0\mathrm{C}} = \mathrm{H}_{\mathrm{сн}}^{0^0\mathrm{C}} \cdot 0{,}932.$$

Теплота сгорания, теплотворная способность, калорийность газа – понятия равнозначные, характеризующие качество газа при использовании его как топливо. Газ, не содержащий в своём составе водород, имеет только одну теплоту сгорания.

5.1.5.1. Расчёт теплоты сгорания газа

1) Расчёт теплоты сгорания реального (природного) газа может проводиться по составу газа:

$$H_{\mathrm{сн}} = \sum_i^n x_i \cdot H_{\mathrm{н}i} \qquad (5.1.26)$$

где $H_{\mathrm{н}i}$ – теплота сгорания чистых компонентов смеси;

x_i – объёмная доля компонентов смеси.

2) При неизвестном компонентном составе газа допускается определять высшую и низшую удельную теплоту сгорания, *Дж/м^3* по формулам ГОСТ 30319.1–96:

$$H_{\mathrm{св}} = 92819 \cdot (0{,}51447 \cdot \rho_c + 0{,}05603 - 0{,}65689 \cdot x_\alpha - x_y) \cdot 10^3 \qquad (5.1.27)$$

$$H_{\mathrm{сн}} = 85453 \cdot (0{,}52190 \cdot \rho_c + 0{,}04242 - 0{,}65197 \cdot x_\alpha - x_y) \cdot 10^3 \qquad (5.1.28)$$

где x_y – молярная доля диоксида углерода CO_2;

x_α – молярная доля азота N_2;

ρ_c – плотность газа при стандартных условиях.

5.1.6. Молярная масса

Природный газ представляет собой смесь газов. Главную долю составляет метан. Помимо метана присутствуют высокомолекулярные углеводороды, углекислый газ, азот. При проведении технических расчётов необходимо определить характеристики этих смесей.

Компонентный состав смеси газов, в том числе и природного газа, определяется в единицах: массы m, *кг*, молярной массы *М, кг/моль*, массовых g_i, объёмных r_i или молярных долях x_i смеси.

Обычно состав природного газа выражается либо в объёмных долях единицы смеси, либо в процентах. Если состав природного газа выражен в объёмных долях единицы смеси α_i, то средняя молярная масса смеси $\mathrm{M}_{\text{ср.}}$, может быть рассчитана по формуле

$$\mathrm{M}_{\text{ср.}} = \alpha_1 \mathrm{M}_1 + \alpha_2 \mathrm{M}_2 + \cdots + \alpha_n \mathrm{M}_n \qquad (5.1.29)$$

5.1.6.1. Расчёт молярной массы природного газа

Можно применять следующие формулы ГОСТ 30319.0–96, ГОСТ 30319.1–96, ГОСТ 30319.2–96, ГОСТ 30319.3–96 для перерасчётов состава природного газа:

$$g_i = m_i/m \qquad (5.1.30)$$

$$\rho_c = \sum_{i=1}^{n} r_i \cdot \rho_{ci} \qquad (5.1.31)$$

$$g_i = r_i \cdot \rho_{ci}/\rho_c \qquad (5.1.32)$$

$$S = \sum_{i=1}^{n} g_i/M_i \qquad (5.1.33)$$

$$x_i = g_i/(M_i \cdot S) \qquad (5.1.34)$$

где g_i – массовая доля *i*-го компонента;

n – количество основных компонентов;

ρ_c – плотность смеси при стандартных условиях;

ρ_{ci} – плотность *i*-го компонента газа при стандартных условиях;

m – масса смеси;

m_i – масса *i*-го компонента смеси;

r_i – объёмная доля *i*-го компонента смеси;

M_i – молярная масса *i*-го компонента смеси;

M_i – молярная доля i-го компонента смеси.

4.1.7. Плотность

Плотность газа – отношение массы m газа к занимаемому им объёму V:

$$\rho = m/V \qquad (5.1.35)$$

При расчётах пользуются понятием относительной плотности газа Δ, т.е. отношение плотности газа к плотности сухого воздуха $\rho_{\text{в}}$ при одних и тех же условиях:

$$\Delta = \rho/\rho_{\text{в}} \qquad (5.1.36)$$

Плотность газа при 0 ^0C и атмосферном давлении (нормальные условия) может быть определена по его молярной массе *М:*

$$\rho = \mathrm{M}/22{,}41, \qquad (5.1.37)$$

где 22,41 $м^3$ – объём одного киломоля любого газа при нормальных условиях.

Пересчёт плотности с одних параметров состояния газа на другие можно произвести по формуле:

$$\rho = \rho_1 \frac{pT_1 z_1}{p_1 T z} \qquad (5.1.38)$$

где p и p_1 – абсолютное давление газа;

T и T_1 – абсолютная температура газа;

z и z_1 – коэффициенты сжимаемости газа при двух состояниях, в том числе одним из состояний могут являться параметры при стандартных условиях.

Плотность газовой смеси определяется по правилу смешения (аддитивности):

$$\rho_{\text{см.}} = \alpha_1\rho_1 + \alpha_2\rho_2 + \cdots + \alpha_n\rho_n \qquad (5.1.39)$$

где $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_n$ – объёмные концентрации компонентов смеси;

ρ_1, ρ_2, ρ_n – плотность компонентов смеси.

5.1.7.1. Расчёт плотности природного газа

Плотность газовых смесей, которыми является и природный газ, можно вычислять следующим образом:

1) Определяют плотность газа при стандартных условиях через плотность реальных чистых газов, составляющих природный газ:

$$\rho_{\text{c}} = \sum_i x_i \cdot \rho_{ci} \qquad (5.1.40)$$

где ρ_{c} – плотность смеси при стандартных условиях;

ρ_{ci} – плотность i-го реального чистого газа, составляющего смесь;

x_i – доля i-го компонента в смеси.

Значение плотности различных реальных чистых газов при стандартных условиях берутся из справочных данных. Значение плотности ρ_{ci} некоторых газов приведены в таблице 5.1.8

Таблица 5.1.8.

Значение плотности различных газов при стандартных и нормальных условиях

Показатель	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	н-C_4H_{10}	изо-C_4H_{10}	C_5H_{12}
Молекулярная масса	16,043	30,07	44,097	58,124	58,124	72,151
Плотность, *кг/м³*:						
– при 0 ^{0}C и 0,1013 *МПа*	0,7168	1,356	2,01	2,703	2,673	3,457
– при 20 ^{0}C и 0,1013 *МПа*	0,6687	1,264	1,872	2,519	2,491	3,228
Относительная плотность (по воздуху)	0,555	1,049	1,554	2,091	2,067	2,674

Показатель	C_6H_{14}	C_2H_4	C_8H_6	а-C_4H_8	изо-C_4H_8	C_2H_2	C_6H_6
Молекулярная масса	86,172	28,054	42,071	56,108	56,108	26,038	78,114
Плотность, *[*кг/м³*]*:							
– при 0 ^{0}C и 0,1013 *МПа*	3,84	1,26	1,915	2,5	2,5	1,171	3,49
– при 20 ^{0}C и 0,1013 *МПа*	3,583	1,175	1,784	2,325	2,325	1,0929	3,25
Относительная плотность (по воздуху)	2,974	0,975	1,481	1,93	1,93	0,907	2,7

2) Плотность природного газа при стандартных условиях, транспортируемого по магистральным газопроводам, может быть рассчитана по формуле, рекомендуемой СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (далее – НТП 2006 года) [84]:

$$\rho_c = \frac{10^3 \cdot M \cdot p_c}{R \cdot T_c \cdot z_c} = \frac{M \cdot 101{,}3}{8{,}31451 \cdot 293{,}15 \cdot z_c} = 0{,}0415607 \cdot \frac{M}{z_c} \qquad (5.1.41)$$

где ρ_c – плотность природного газа при стандартных условиях;

M – молярная масса природного газа;

P_c – давление при стандартных условиях;

T_c – температура при стандартных условиях;

R – универсальная газовая постоянная 8,31451 *н·м/кмоль·К*;

z_c – коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях.

3) Плотность газа при рабочих условиях (давление, температура) отличных от стандартных можно пересчитать по формуле

$$\rho = \rho_c \frac{p T_c z_c}{p_c T z} \qquad (5.1.42)$$

4) При содержании в природном газе углеводородных соединений типа $C_k H_{2k+2}$ расчёт можно проводить по формуле

$$\rho_c = 0{,}5831 \cdot \sum_i (k_i x_i) - 0{,}0022 + 0{,}0195 \cdot x_y + 0{,}075 \cdot x_\alpha \qquad (5.143)$$

где k_i – количество атомов углерода в *i*-м углеводородном компоненте $C_k H_{2k+2}$ природного газа;

x_y – молярная доля диоксида углерода CO_2;

x_α – молярная доля азота N_2.

5) Приблизительное определение плотности природного газа можно проводить по справочным данным, например по номограммам (приложение 8).

5.1.8. Удельный объём

Удельный объём газа – объём одной единицы массы газа, численно равный величине обратной плотности:

$$\nu = 1/p = V/m. \qquad (5.1.44)$$

5.1.9. Теплоемкость

В термодинамических расчётах в зависимости от происходящего процесса применяют теплоёмкости при постоянном давлении c_p и постоянном объеме c_v, для которых справедлив закон Майера:

$$c_p - c_v = R \qquad (5.1.45)$$

где R – универсальная газовая постоянная.

Отношение теплоёмкостей c_p и c_v называется показателем адиабаты:

$$k = c_p/c_v \qquad (5.1.46)$$

Теплоёмкость при постоянном давлении c_p определяется по экспериментальным данным, как функция от *p* и *T*.

5.1.9.1. Расчёт изобарной теплоёмкости природного газа

1) Для упрощённого расчёта теплоёмкость газа можно определить по формуле:

$$C_p = A_1 + A_2 \cdot T_{\text{ср}} + A_3/T_{\text{ср}}^3 \quad (5.1.47)$$

где $A_1 = 0{,}405;$ (5.1.48)

$A_2 = 0{,}439 \cdot 10^{-3};$ (5.1.49)

$A_3 = 0{,}046 \cdot 10^6 \cdot (p_{\text{ср}} - 1)$ (5.1.50)

Среднее давление $p_{\text{ср}}$ рассчитываем по формуле

$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3}\left(p_{\text{н}} + \frac{p_{\text{к}}^2}{p_{\text{н}}+p_{\text{к}}}\right) \quad (5.1.51)$$

2) Согласно рекомендациям ОНТП 51-1-85 средняя на участке трубопровода изобарная теплоёмкость газа, *Дж/кг·К* определяется по формуле

$$c_p = \left(1{,}695 + 1{,}838 \cdot 10^{-3} \cdot T + 1{,}69 \cdot 10^6 \cdot \frac{p-0{,}1}{T^3}\right) \cdot 10^3 \quad (5.1.52)$$

где p – давление, *МПа*;

T – температура, *К*.

или по номограмме рис. 5.1.2. (приложение 9).

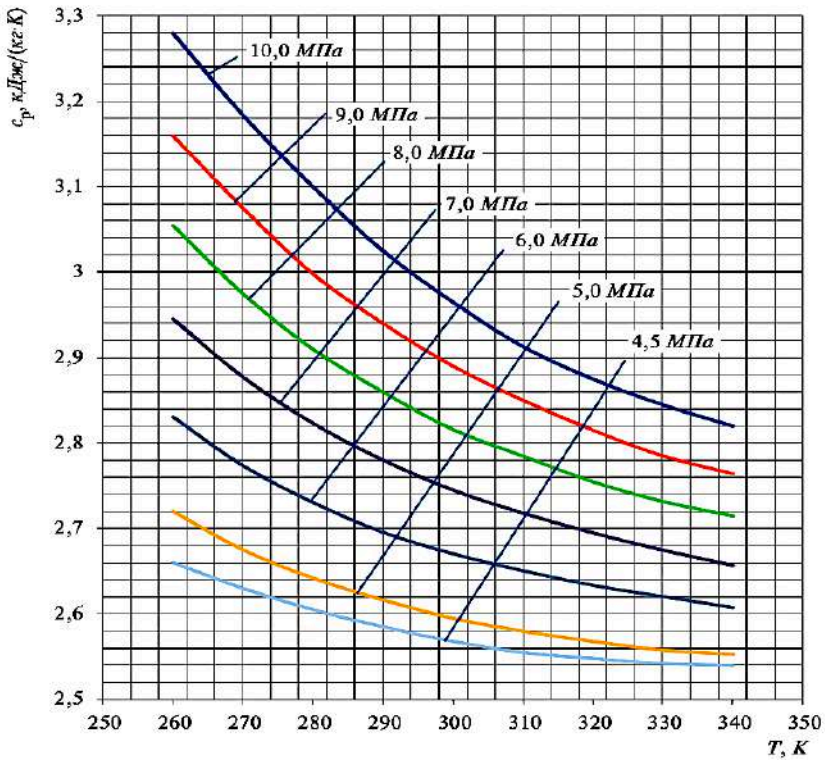


Рис 5.1.2. Номограмма изобарной теплоёмкости природного газа. Рекомендации ОНТП 51-1-85.

Примечание: Формулы приведенные по рекомендациям ОНТП-51-185 могут применяться только для ориентировочных расчетов. Во всех других случаях необходимо применять рекомендации СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».

3) Удельную теплоёмкость природного газа при постоянном давлении можно рассчитывать по формуле

$$c_p = c_{pu}^0 + \Delta c_p = \sum_{i=1}^{n} c_{pi}^0 \cdot r_i + \Delta c_p \quad (5.1.53)$$

где c_p – изобарная теплоемкость природного газа *кДж/(кмоль·^{0}К)*;

c_{pu}^0– теплоёмкость смеси в идеальном состоянии;

Δc_p – поправка к теплоёмкости, учитывающая отклонение от идеального газа;

c_{pi}^0 – изобарная теплоёмкость i-го компонента природного газа;

r_i – мольная концентрация *i*-го компонента природного газа;

n – число компонентов в составе газа.

c_{pu}^0 рассчитывается по формуле:

$$c_{pu}^0 = A_0 + A_1 \cdot T \cdot 10^{-2} + A_2 \cdot T^2 \cdot 10^{-4} + A_3 \cdot T^3 \cdot 10^{-6} \quad (5.1.54)$$

где A_0= 41,205; A_1= - 9,4802; A_2= 3,2342; A_3= - 0,22399

Δc_p *[кДж/кмоль·^{0}К]* - рассчитывается по формуле

$$\Delta c_p = p_{np}^{1,25} \cdot 10^{(1,5 \cdot T_{np}^2 - 6,0 \cdot T_{np} + 6,36)} \quad (5.1.55)$$

c_p можно еще рассчитывать по формуле

$$c_p = \frac{(c_{pu}^0 + \Delta c_p)}{M} \cdot 10^3 \quad (5.1.56)$$

где M – молярная масса, *кг/кмоль:*

$$M = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i$$

Этот способ справедлив в диапазоне $0,8 \le p_{np} \le 3,2$ и $1,4 \le T_{np} \le 2$.

Для параметров в этом диапазоне можно изобарную теплоёмкость рассчитывать по номограмме рис. 5.1.3. (приложение 10).

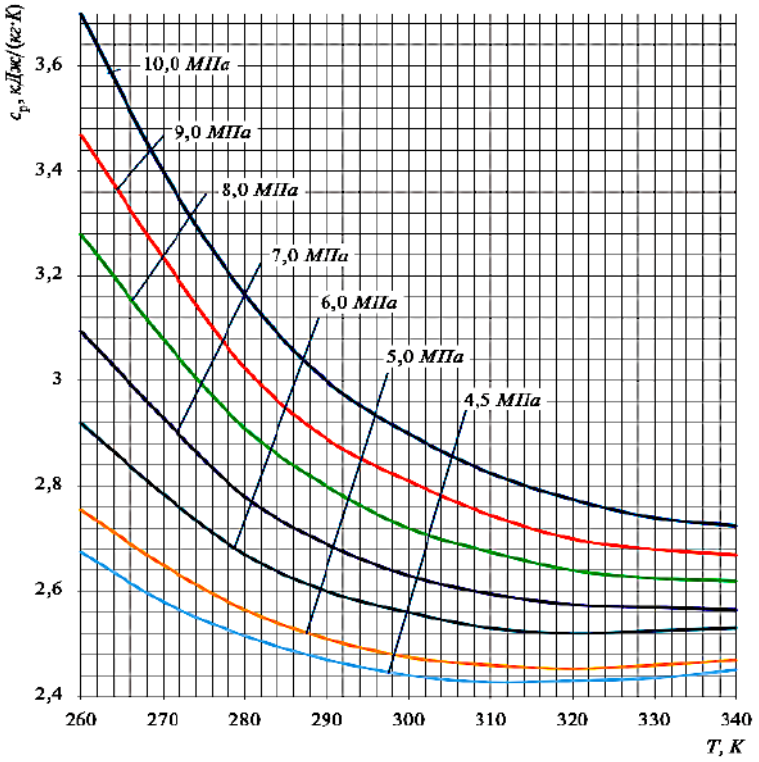


Рис. 5.1.3. Номограмма изобарной теплоёмкости природного газа

4). Согласно рекомендациям НТП 2006 года [84] удельную изобарную теплоёмкость природного газа c_p *КДж/(кг·К)* в диапазоне температур 250–400 *К* при давлениях 15 *МПа* можно рассчитывать по формуле

$$c_p = R(E_0 + E_1 p_{np} + E_2 p_{np}^2 + E_3 p_{np}^3) \quad (5.1.57)$$

где $R = \frac{8{,}3143}{M}$ – универсальная газовая постоянная; (5.1.58)

$M = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i$ – молярная масса; (5.1.59)

$$p_{np} = \frac{p}{p_{nk}}; \quad (5.1.60)$$

$$T_{np} = \frac{T}{T_{nk}}; \quad (5.1.61)$$

$$p_{nk} = \sum_{i=1}^{n} x_i p_{kpi}; \quad (5.1.62)$$

$$T_{nk} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{kpi}; \quad (5.1.63)$$

$$E_0 = 4{,}437 - 1{,}015 \cdot T_{np} + 0{,}591 \cdot T_{np}^2; \quad (5.1.64)$$

$$E_1 = 3{,}29 - \frac{11{,}37}{T_{np}} + \frac{10{,}9}{T_{np}^2}; \quad (5.1.65)$$

$$E_2 = 3{,}23 - \frac{16{,}27}{T_{np}} + \frac{25{,}48}{T_{np}^2} - \frac{11{,}81}{T_{np}^3}; \quad (5.1.66)$$

$$E_3 = -0{,}214 + \frac{0{,}908}{T_{np}} - \frac{0{,}967}{T_{np}^2}. \quad (5.1.67)$$

Для параметров в диапазоне температур 250–400 *К* при давлениях 15 *МПа* можно изобарную теплоёмкость рассчитывать по номограмме рис. 5.1.4. (см. приложение 11).

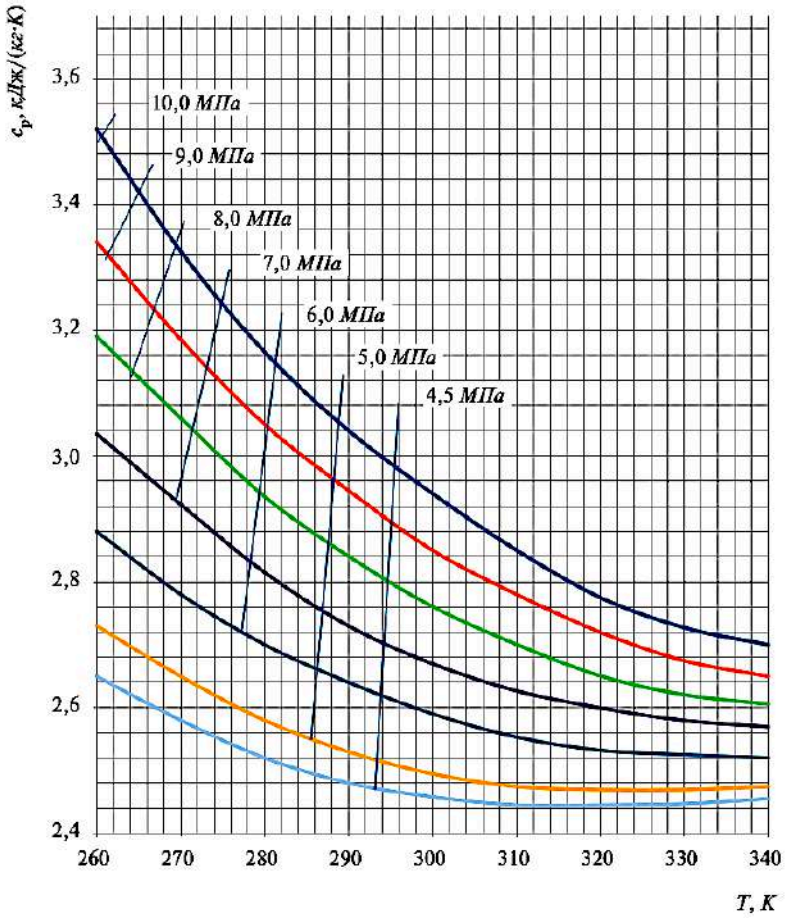


Рис. 5.1.4. Номограмма изобарной теплоёмкости природного газа. Рекомендации НТП 2006 г.

5) Для приближённых расчётов возможно определение C_p по номограмме рис. 5.1.5 (см. приложение 9–12).

При этом *кДж/(кг·К)*· $24 =$ *ккал/(кг* · ℃*)·(кг/см*^{2}*)* $= 9{,}81 \cdot 10^{-4}$ *Па.*

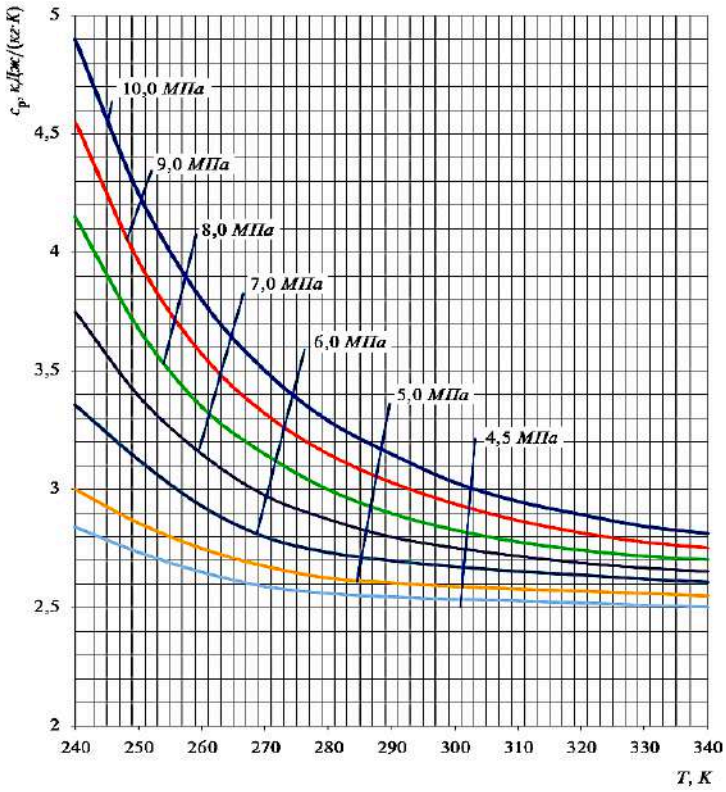


Рис 5.1.5. Номограмма зависимости теплоёмкости газа от температуры и давления.

6) На практике в зависимости от параметров газа приближённый расчёт теплоёмкости удобней вести по вышеприведённым номограммам рис. 5.1.2–5.1.5 (приложения 9–12).

5.1.10. Сжимаемость

Сжимаемость газа учитывает отклонение газов от законов идеального газа. Сжимаемость газа характеризуется коэффициентом сжимаемости z, который является поправкой к уравнению Клайперона $p = R \cdot \rho \cdot T \cdot \mathrm{z_i}$, определяется экспериментально (эмпирически) и является функцией от давления p и температуры газа T.

5.1.10.1. Расчёт коэффициента сжимаемости природного газа

1) Коэффициент сжимаемости z можно определять по рекомендациям ОНТП 51-1-85 по формуле

$$z = 1 - \frac{0{,}0241 \cdot p_{np}}{1 - 1{,}68 \cdot T_{np} + 0{,}78 \cdot T_{np}^2 + 0{,}0107 \cdot T_{np}^3} \qquad (5.1.68)$$

где z – коэффициент сжимаемости природного газа;

p_{np} – приведённое давление газа;

T_{np} – приведённая температура газа.

Вычисление значений p_{np} и T_{np} по формуле (5.1.19 – 5.1.21).

Формула применяется при давлениях до 7,5 *МПа* и температурах, характерных для действующих газопроводов.

Коэффициент сжимаемости z, можно рассчитать по номограмме рис. 5.1.6, составленной по формуле (5.1.68) (приложение 13).

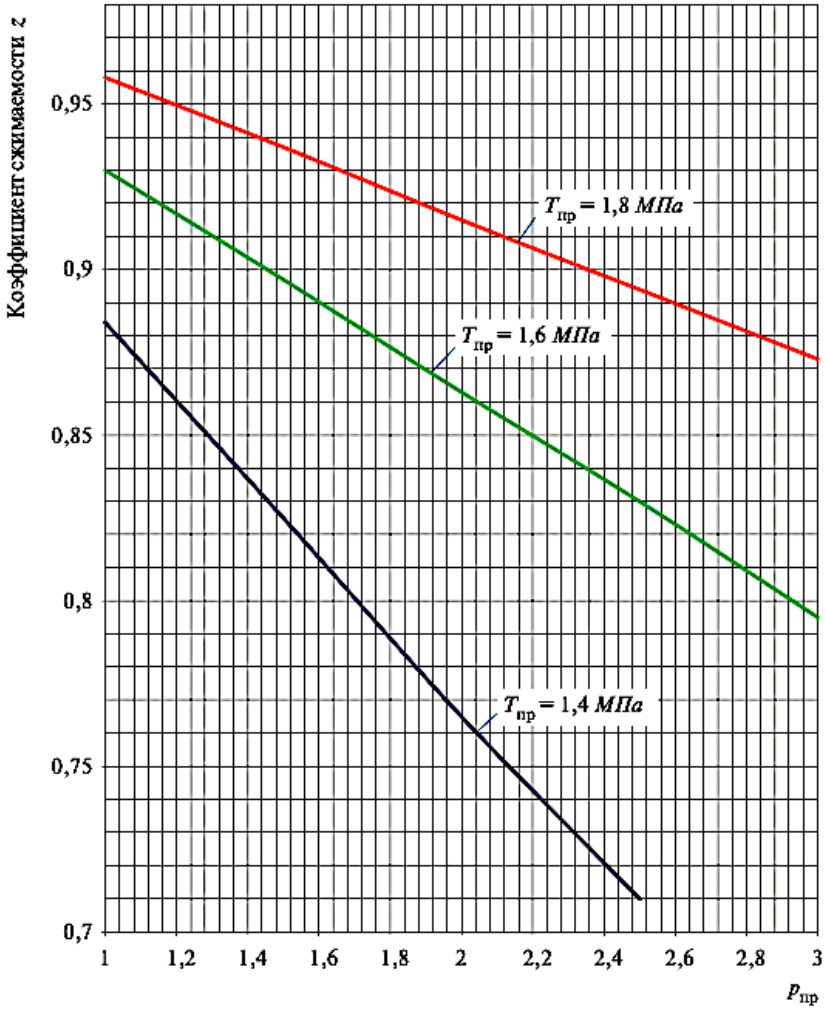


Рис. 5.1.6. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. Рекомендации ОНТП 51-1-85

2) Для применения в более широком диапазоне можно использовать процедуру Холла-Ярбурга:

$$z = \frac{0{,}06125 \cdot p_{np} \cdot t \cdot e^{[-1{,}2 \cdot (1-t)^2]}}{y} \qquad (5.1.69)$$

где $t = 1/T_{np}$;

y вычисляется из уравнения

$$(14{,}76t - 9{,}76t^2 + 4{,}58t^3) \cdot y^2 = 0{,}06125 \cdot p_{np} \cdot t \cdot e^{[-1{,}2 \cdot (1-t)^2]} + \\ + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1-y)^3} + (90{,}7t - 242{,}2t^2 + 42{,}5t^3) \cdot y^{(2{,}18 + 2{,}82 \cdot t)}. \qquad (5.1.70)$$

Корень этого уравнения находится в интервале $0 \le y < 1$.

Можно рассчитать z по номограмме рис. 5.1.7, составленной по формуле (5.1.69) (приложение 14).

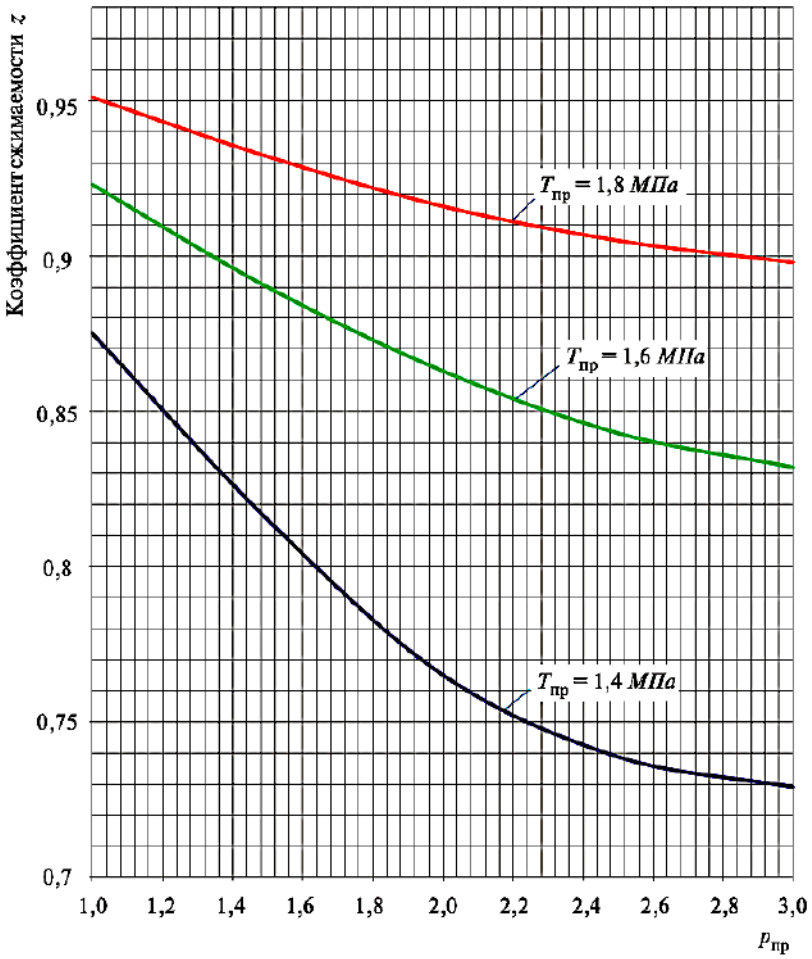


Рис. 5.1.7. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. По процедуре Холла-Ярбурга

3) При расчётах трубопроводов пользуются так же процедурой Редлиха-Квонга, которая сводится к численному решению уравнения

$$z - \frac{z}{z - 0{,}0867 \cdot y} + \frac{0{,}4278 \cdot p_{np} \cdot T_{np}^{-2{,}5}}{z + 0{,}0867 \cdot y} = 0 \qquad (5.1.71)$$

где $y = \frac{p_{np}}{T_{np}}$

Можно рассчитать z по номограмме рис. 5.1.8, составленной по формуле (5.1.71) (приложение 15).

4) Расчётная процедура НТП 2006 года [87] применяется при давлениях до 25 *МПа* и температурах 250–400 *К*. Рекомендуется коэффициент сжимаемости определять по формуле:

$$z = 1 + A_1 p_{np} + A_2 p_{np}^2 \qquad (5.1.72)$$

где $A_1 = -0{,}39 + \frac{2{,}03}{T_{np}} - \frac{3{,}16}{T_{np}^2} + \frac{1{,}09}{T_{np}^3}$; (5.1.73)

$$A_2 = 0{,}0423 - \frac{0{,}01812}{T_{np}} + \frac{0{,}2124}{T_{np}^2}; \qquad (5.1.74)$$

Можно рассчитать z по номограмме рис. 5.1.9, составленной по формуле (5.1.74), (приложение 16).

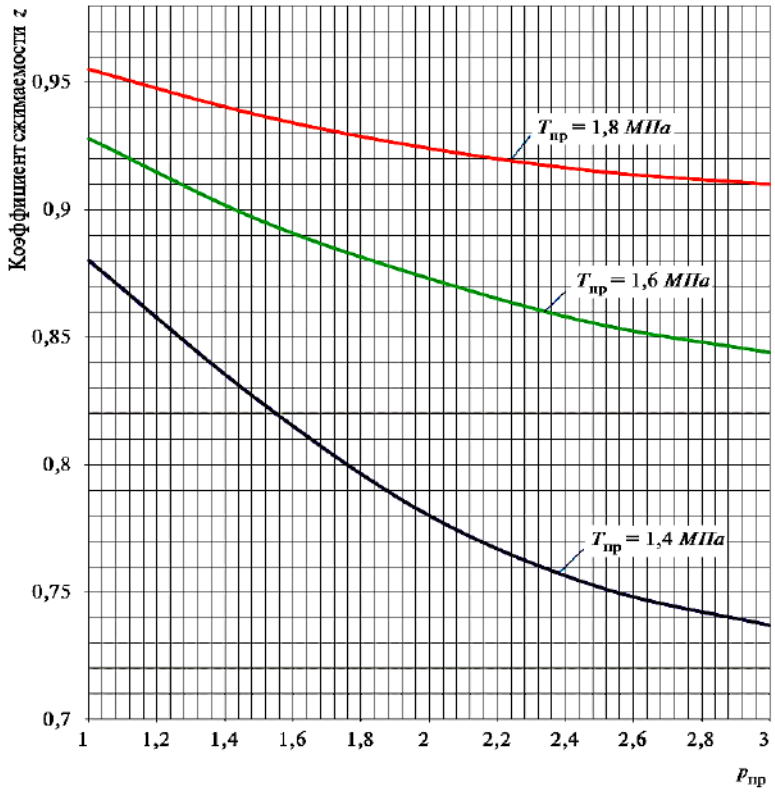


Рис. 5.1.8. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. По процедуре Редлиха-Квонга

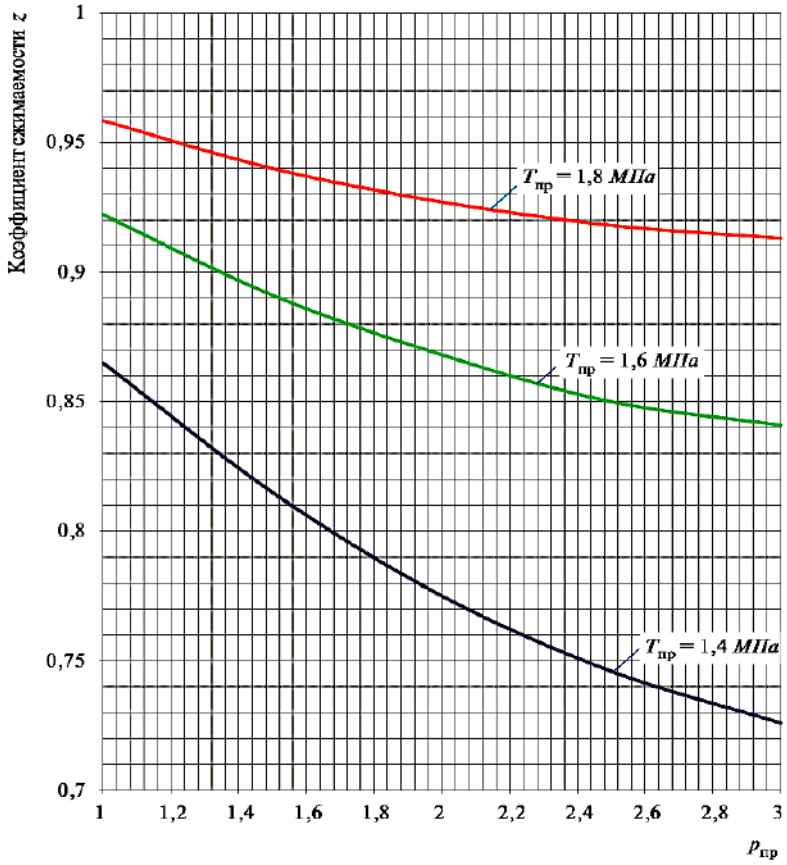


Рис. 5.1.9. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. Рекомендации НТП 2006 года

5) Для приближенных расчётов можно рассчитать z по одной из номограмм рис. 5.1.10, или 5.1.11, или 5.1.12, или 5.1.13 (приложения 17–20).

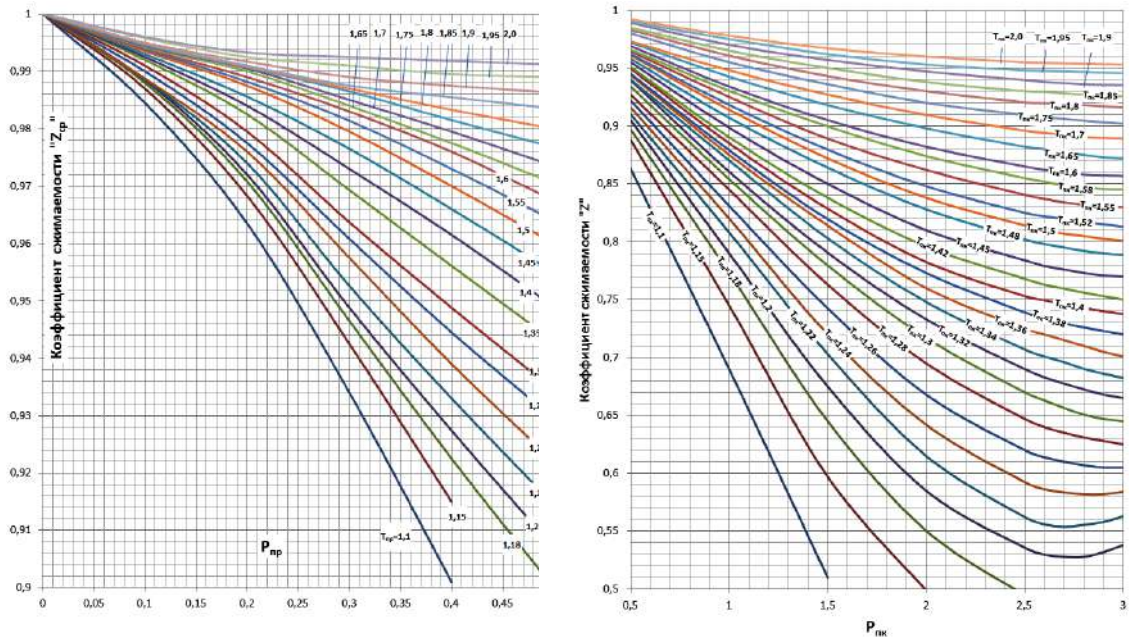


Рис. 5.1.10. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от $T_{пр}$ и $p_{пр}$

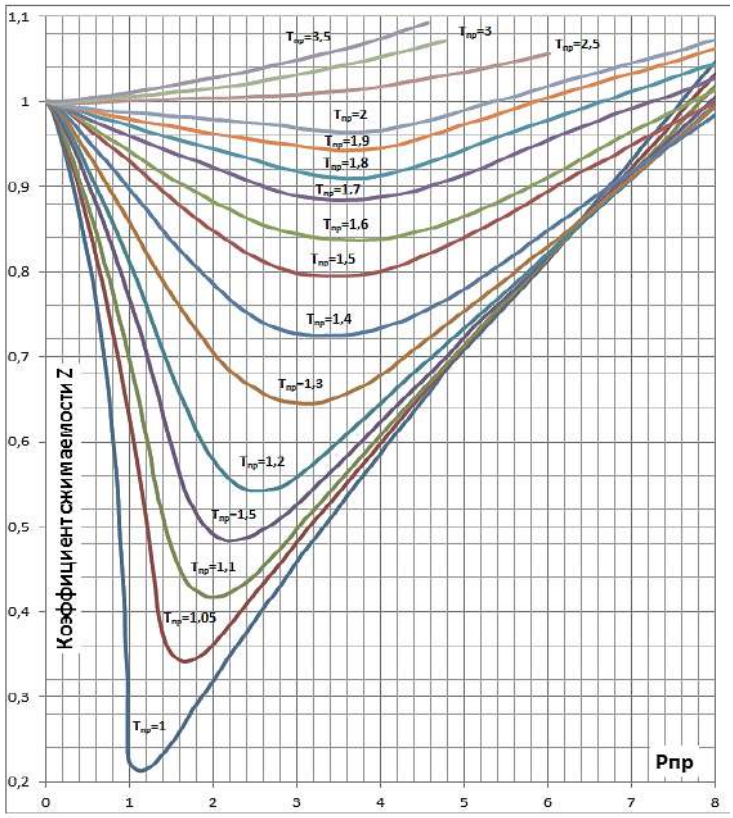


Рис. 5.1.11. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от $T_{пр}$ и $p_{пр}$

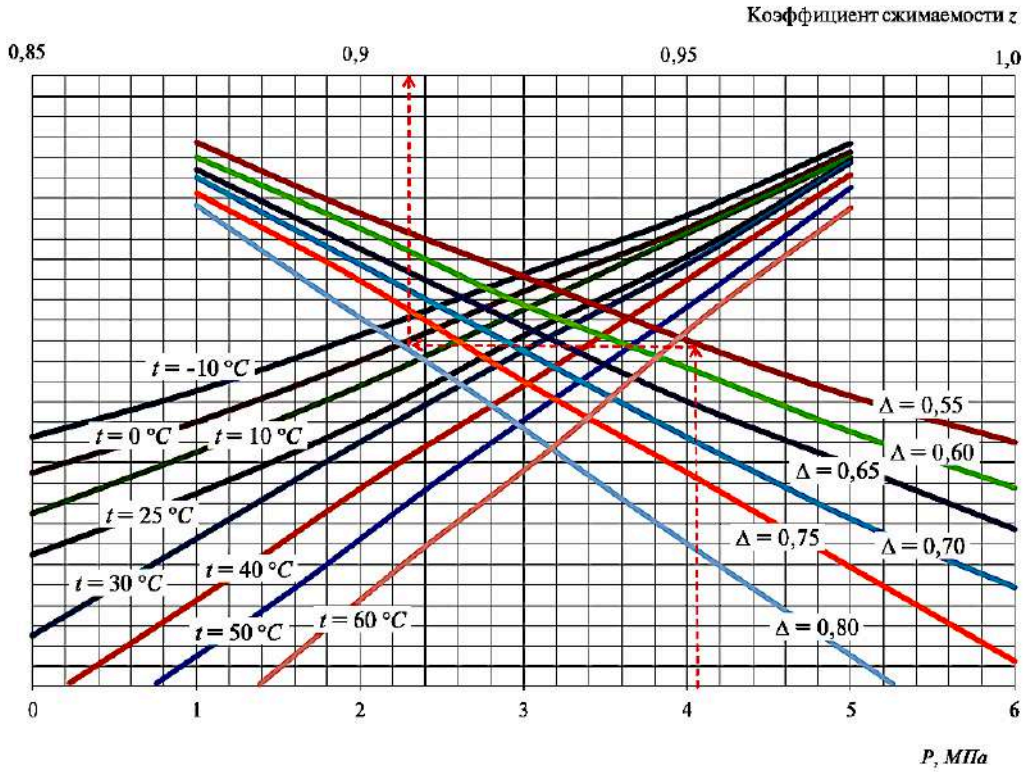


Рис. 5.1.12. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от t, p и Δ

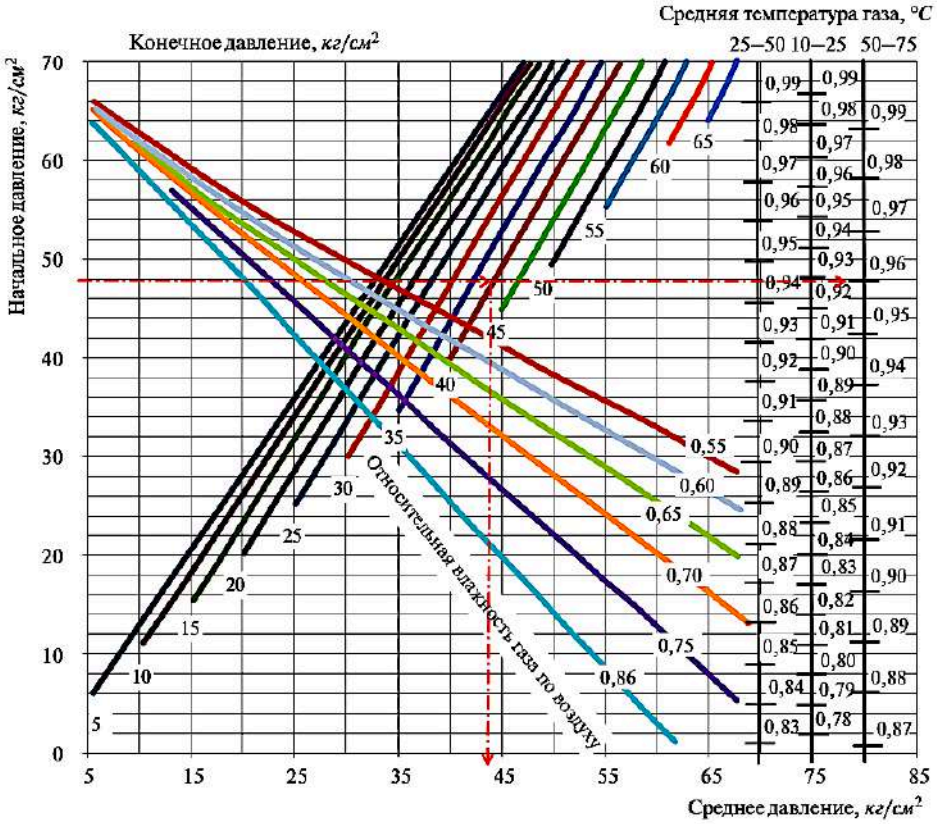


Рис. 5.1.13. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от T и p и относительной плотности.

5.1.11. Вязкость

В технических расчетах используют коэффициенты динамической вязкости μ и кинематической ν вязкости

$$\mu = -\tau dn/dv \tag{5.1.75}$$

$$\nu = \mu/\rho \tag{5.1.76}$$

где τ - напряжение внутреннего трения;

n - расстояние по нормали к направлению линейной скорости газа;

v - линейная скорость газа;

ρ - плотность газа.

Динамическая вязкость (внутреннее трение) есть свойство среды, характеризующее сопротивление её течению под воздействием внешних сил. Между двумя слоями газа в направлении, противоположном движению, действует сила, отнесённая к единице поверхности соприкосновения слоёв, пропорциональная градиенту скорости в направлении, перпендикулярном движению.

Вязкость газов и их смесей существенно зависит от температуры и плотности газов при низких давлениях. Зависимость вязкости от давления незначительна.

5.1.11.1. Расчёт вязкости природного газа

1) Вязкость природного газа при давлении до *0,5 МПа* и температуре *240–360* К можно вычислять по формуле ГОСТ 30319.1-96

$$\mu_T = 3{,}24 \cdot \frac{T^{0,5}+1{,}37-9{,}09\cdot\rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5}+2{,}08-1{,}5\cdot(x_a+x_y)} \cdot 10^{-6} \tag{5.1.77}$$

Вязкость при давлениях до 12 *МПа* вычисляют по формуле

$$\mu = \mu_T \cdot c_\mu \tag{5.1.78}$$

где $c_\mu = 1 + \frac{P_{np}^2}{30\cdot(T_{np}-1)}$ – поправочный множитель, учитывающий давление.

Расчёт можно производить по номограмме рис. 5.1.14 на основе расчета по рекомендациям ГОСТ 30319.1-96 (приложение 21).

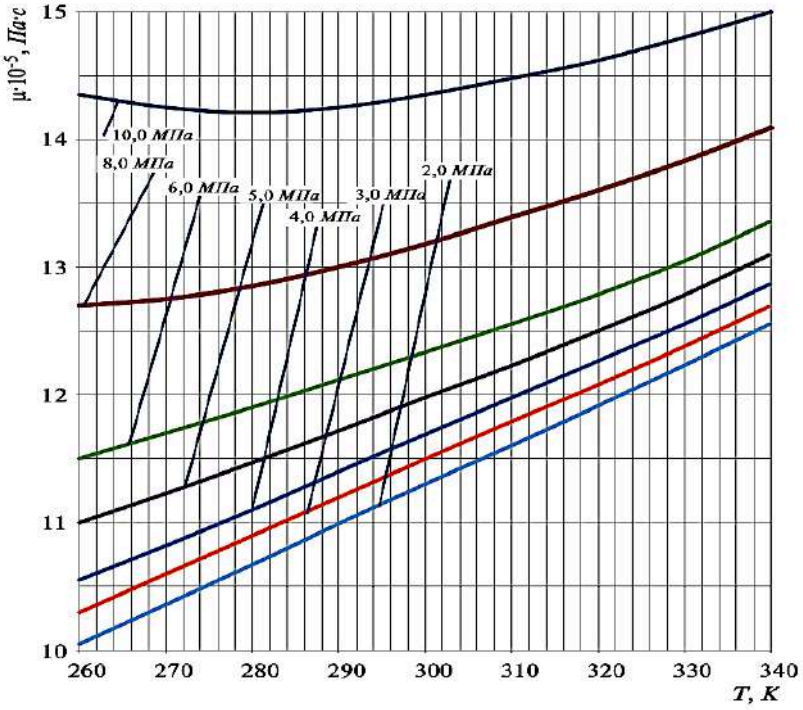


Рис. 5.1.14. Номограмма вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ГОСТ 30319.1-96

2) Вязкость природного газа можно вычислять по рекомендациям ОНТП 51-1-85.

$$\mu = 5{,}073 \cdot 10^{-6} \left[\frac{\left(1 + \rho_c \cdot (1{,}104 - 0{,}25 \cdot \rho_c)\right)}{(T_{np} \cdot \left(1 - 0{,}1038 \cdot T_{np}\right) + 0{,}037) \cdot (1 + \frac{p_{np}^2}{30 \cdot (T_{np} - 1)})} \right] \quad (5.1.79)$$

Расчёт можно производить по номограмме на основе расчета по рекомендациям ОНТП 51-1-85 (приложение 22).

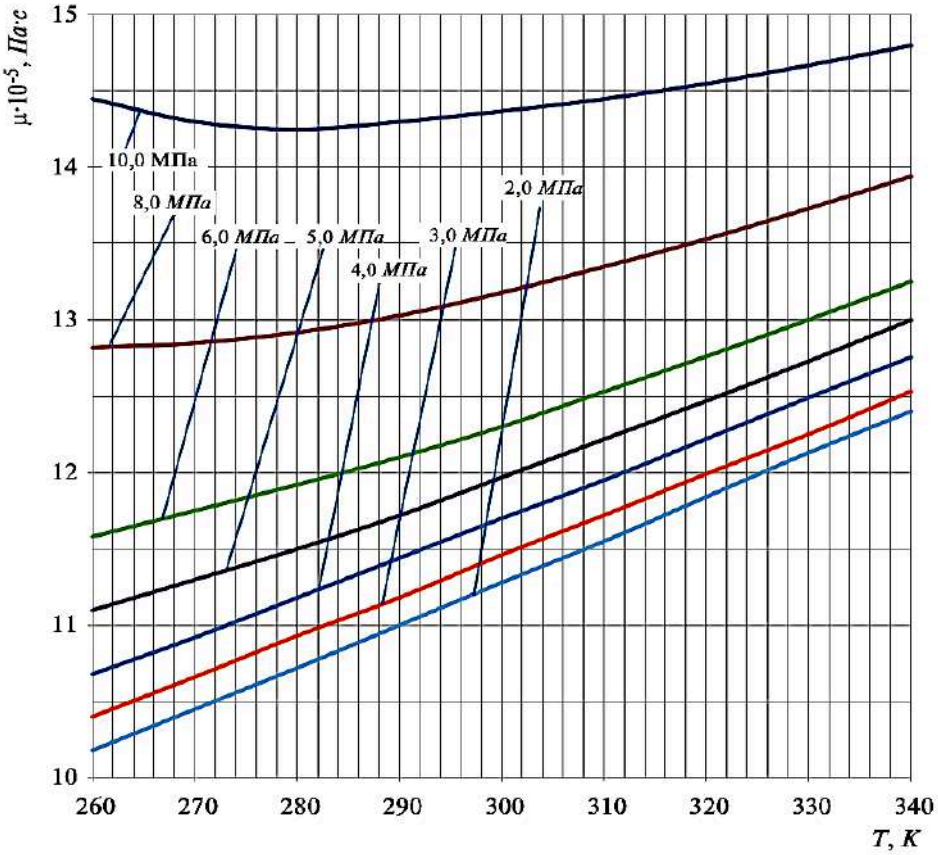


Рис. 4.1.15. Номограмма вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ОНТП 51-1-85

3) Вязкость природного газа при давлениях в пределах от 0,7 до 56 *МПа* и температурах от 40 до 170 ^0C можно вычислять по формуле Lee A.L.

$$\mu = 10^{-6} \cdot k \cdot e^{(x \cdot \rho^{\alpha})} \quad (5.1.80)$$

где $k = \frac{(2{,}27 + 0{,}14 \cdot \Delta) \cdot T^{1{,}5}}{209 + 550{,}43 \cdot \Delta + 1{,}8 \cdot T}$; (5.1.81)

$$x = 3{,}5 + \frac{547{,}8}{T} + 0{,}2897 \cdot \Delta; \quad (5.1.82)$$

$$\rho = 3{,}48384 \cdot \frac{p \cdot \Delta}{z \cdot T}; \quad (5.1.83)$$

$$\alpha = 2{,}4 - 0{,}2 \cdot x \quad (5.1.84)$$

Расчёт можно производить по номограмме рис. 5.1.16 на основе формулы Lee A.L. (приложение 23).

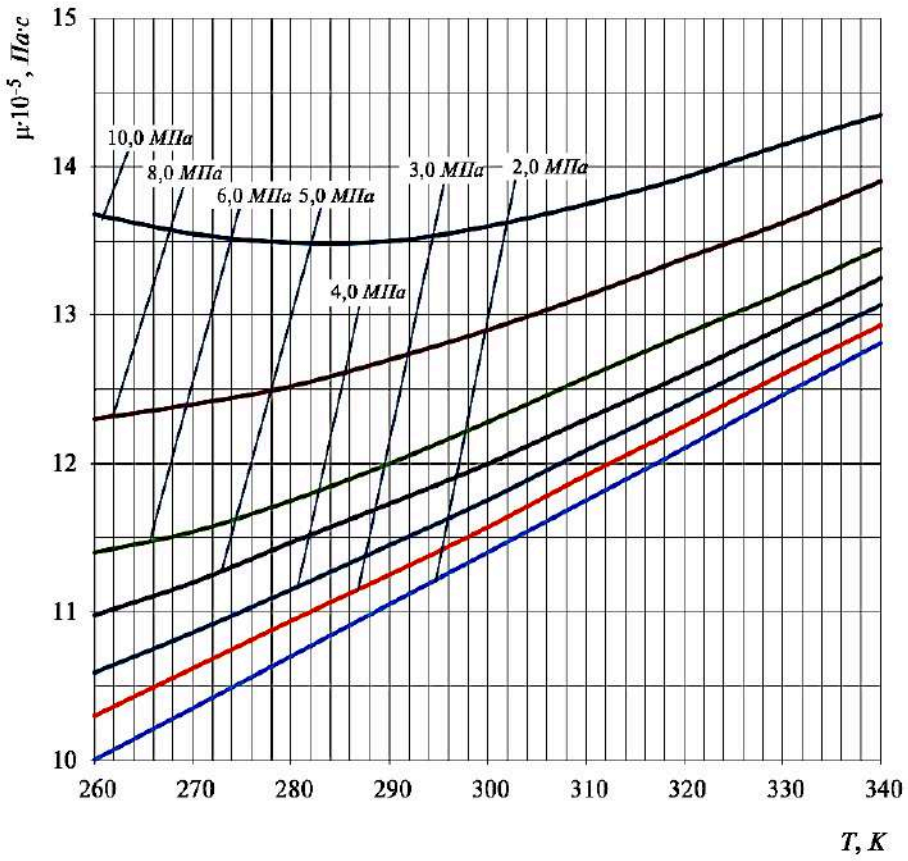


Рис. 5.1.16. Номограмма вязкости природного газа на основе формулы Lee A.L.

4) В соответствии с рекомендациями НТП МГ 2006 года динамическую вязкость природных газов при давлениях до 15 *МПа* и температурах 250–400 К можно считать по формуле

$$\mu = \mu_0 \cdot (1 + B_1 \cdot p_{np} + B_2 \cdot p_{np}^2 + B_3 \cdot p_{np}^3) \qquad (5.1.85)$$

где $\mu_0 = 10^{-6} \cdot (1{,}81 + 5{,}95 \cdot T_{np})$; (4.1.86)

$$B_1 = -0{,}67 + \frac{2{,}36}{T_{np}} - \frac{1{,}93}{T_{np}^2}; \qquad (5.1.87)$$

$$B_2 = 0{,}8 - \frac{2{,}89}{T_{np}} + \frac{2{,}65}{T_{np}^2}; \qquad (5.1.88)$$

$$B_3 = -0{,}1 + \frac{0{,}354}{T_{np}} - \frac{0{,}314}{T_{np}^2}. \qquad (5.1.89)$$

Расчёт можно производить по номограмме рис. 5.1.17 на основе расчета по рекомендациям НТП МГ 2006 года (приложение 24).

5) На практике удобней применять расчет динамической вязкости по номограммам рис. 5.1.14 или 5.1.15 или 5.1.16 или 5.1.17 (приложения 21–26).

Во всех представленных способах расчёта μ, *Па·* сек*; p, МПа; T, K.*

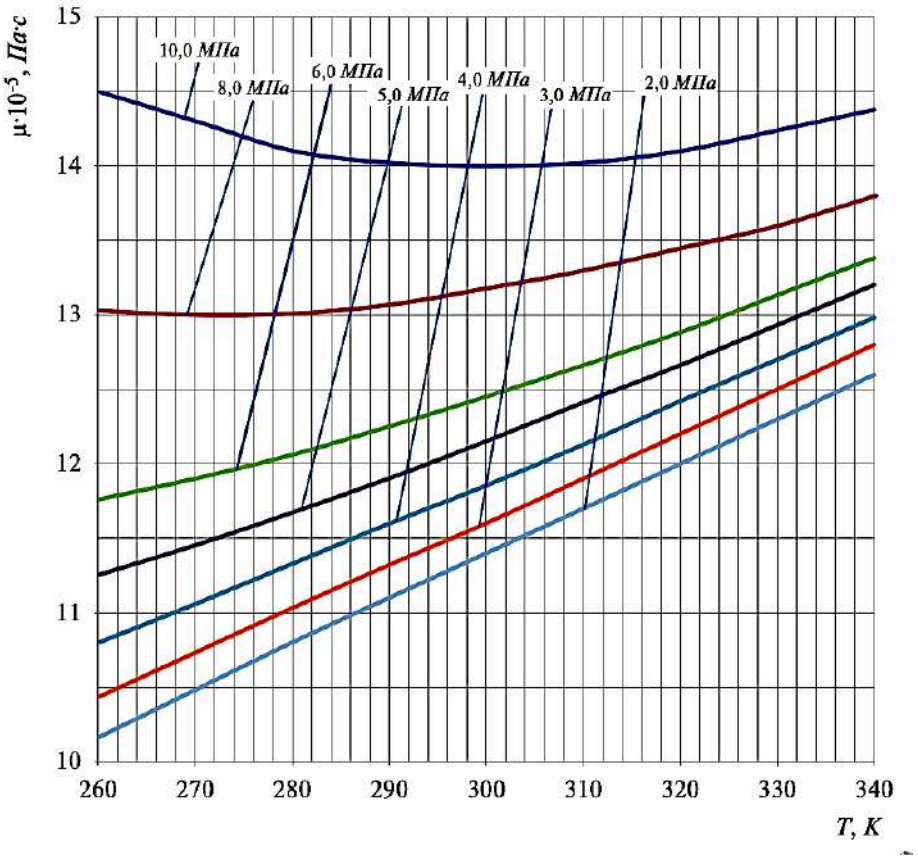


Рис. 5.1.17. Номограмма вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации НТП 2006 года

5.1.12. Влажность

Практически все газы содержат водяные пары, т.е. имеют некоторую влажность. Различают абсолютные массовую ω, *кг/кг* и объёмную ω_v, *кг/м*^{3}, влажности:

$$\omega = m_{\text{п}}/m_{\text{г}}; \tag{5.1.90}$$

$$\omega_v = m_{\text{п}}/V. \tag{5.1.91}$$

где $m_{\text{п}}$, $m_{\text{г}}$ – количество водяного пара и газа в объёме V.

Абсолютная влажность газа ω – количество водяного пара в единицах массы, содержащегося в единице массы или объёма газа при одних и тех же давлениях и температуре.

Относительная влажность газа φ – отношение фактического количества водяных паров в единице объёма газа к максимально возможному при одних и тех же давлении и температуре:

$$\varphi = m_{\text{п}}/m_{\text{Т}} = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{Т}} = p_{\text{п}}/p_{\text{Т}} \tag{5.1.92}$$

где $m_{\text{Т}}$ – максимальное количество водяного пара, которое может находиться в газе при данной температуре;

$p_{\text{п}}$ – парциальное давление водяного пара в газовой смеси;

$p_{\text{Т}}$ – давление насыщенного водяного пара.

Абсолютная и относительная влажности газа связаны между собой зависимостью

$$\omega = \frac{M_{\text{вп}}\varphi p_T}{M(p-\varphi p_T)} = \frac{R\varphi p_T}{R_{\text{вп}}(p-\varphi p_T)} \qquad (5.1.93)$$

где $M_{\text{вп}}$ и M – соответственно молярные массы водяного пара и газа;
$R_{\text{вп}}$ и R – газовые постоянные водяного пара и газа.

Температура, при которой газ становится насыщенным при определённом давлении, называется точкой росы. При транспорте газ должен быть осушен так, чтобы его точка росы была на несколько градусов ниже минимальной температуры охлаждения газа в газопроводе.

5.1.12.1. Расчёт влажности природного газа

1) Абсолютную объёмную влажность газа (влагосодержания) можно определить по формуле

$$\omega = \frac{M_{\text{вп}}\cdot p_T\cdot\rho}{M\cdot(p-p_T)} = \frac{M_{\text{вп}}\cdot p_T}{22{,}41(p-p_T)} = \frac{0{,}804\cdot p_T}{p-p_T} \qquad (5.1.94)$$

где ρ - плотность сухого газа при 0 ^0C и атмосферном давлении;
$M_{\text{вп}}$ – молярная масса водяного пара $M_{\text{вп}}$ = 18;
p – давление газа.

2) На практике для ориентировочного расчёта удобней расчёт влажности газа производить при помощи номограммы Рис. 5.1.18. (приложение 27).

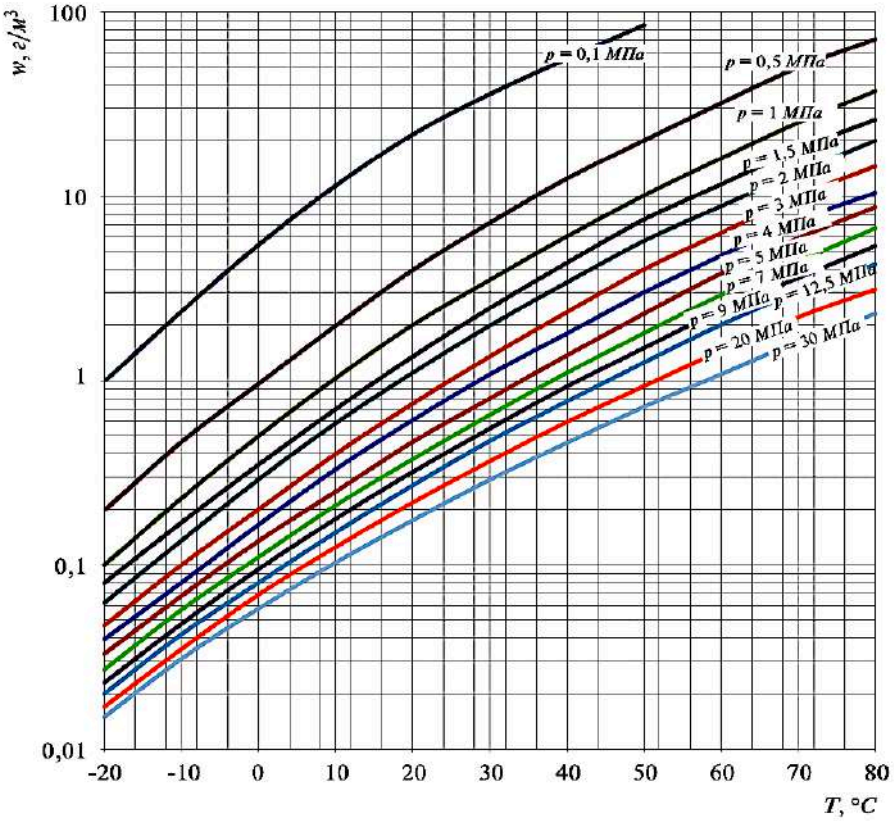


Рис. 5.1.18. Номограмма зависимости влагосодержания природного газа от температуры и давления

5.1.13. Гидравлическое сопротивление

При потоке газа в газопроводе возникает гидравлическое сопротивление. Гидравлическое сопротивление оценивают коэффициентом гидравлического сопротивления, который зависит:

- от режима течения газа по газопроводу;
- шероховатости, т. е. высоты (линейных размеров) выступов внутренней поверхности трубы;
- сопротивления элементов газопровода (запорная арматура, отводы, повороты, переходы и т. д.).

Шероховатость газопровода можно оценивать, используя понятие «эквивалентная шероховатость трубы», т. е. средняя высота линейных размеров выступов внутренней поверхности *К, мм*. Для труб без внутреннего гладкостенного покрытия *К* следует принимать для расчетов равным *0,03 мм*; для труб с внутренним гладкостенным покрытием *К* следует принимать равным *0,01 мм*.

Сопротивление элементов газопровода. Опытным путём установлено, что для магистральных газопроводов ЕСГ дополнительные местные сопротивления обычно не превышают 2–5% от потерь на трение, поэтому при технических расчётах за расчётный коэффициент гидравлического сопротивления можно принимать $\lambda = (1{,}02 \div 1{,}05)\lambda_{\text{тр}}$, где $\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления от трения.

Режим течения газа. Различают два режима течения газа в круглых трубах – ламинарный и турбулентный.

Ламинарное течение характеризуется тем, что отдельные слои скользят относительно друг друга не смешиваясь между собой. При ламинарном течении скорость потока меняется от нулевого значения у стенки трубы до максимального на оси трубы.

Турбулентное течение характеризуется тем, что у стенок трубы образуются вихревые струи, которые отрываясь от стенок, постоянно меняют распределение скоростей в сечении трубы.

Режим турбулентного течения может быть:

- гладкостенный;
- смешанный (переходный);
- квадратичный.

Распределение скорости и потери напора зависят от диаметра трубы, скорости течения газа, вязкости и шероховатости стенок трубы.

Ламинарный режим течения для газа возможен (больше теоретически, чем практически) при небольших скоростях, малых диаметрах и совершенно гладких внутренних поверхностях труб.

Для ламинарного режима, где $Re < 2 \cdot 10^3$, коэффициент гидравлического сопротивления от трения вычисляют по формуле

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{64}{Re} \qquad (5.1.95)$$

Для гладкостенного (гидравлически гладкие трубы) режима течение характерно для распределительных газопроводов малого диаметра.

Для гладкостенного режима, где $Re = (2 \div 4) \cdot 10^3$, коэффициент гидравлического сопротивления от трения вычисляют по формуле

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067 \left(\frac{158}{Re}\right)^{0,2} = \frac{0{,}1844}{Re^{0,2}} \quad (5.1.96)$$

Смешанный (переходный) режим течения характерен для магистральных газопроводов, работающих при неполной загрузке.

Для смешанного режима, где $Re > 4 \cdot 10^3$, коэффициент гидравлического сопротивления от трения вычисляют по формуле, приведенной в НТП 2006 года, разработанной ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{D}\right)^{0,2} \quad (5.1.97)$$

где K –эквивалентная шероховатость трубы.

Для магистральных газопроводов, работающих с достаточной нагрузкой, присущ, как правило, квадратичный режим течения газа.

Для квадратичного режима течения коэффициент гидравлического сопротивления от трения вычисляют по формуле

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067 \left(\frac{2K}{D}\right)^{0,2} \quad (5.1.98)$$

Для практических расчетов, принимая *K=0,03* для квадратичного течения газа, коэффициент гидравлического сопротивления от трения можно вычислять по формуле

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0{,}03817}{D^{0,2}} \quad (5.1.99)$$

Зависимость между смешанным и квадратичным режимом течения определяется величиной

$$Re_{\text{пер}} = 11 \cdot \left(\frac{D}{2K}\right)^{1,5} \quad (5.1.100)$$

При Re> $Re_{\text{пер}}$ имеем квадратичный режим течения, при Re < $Re_{\text{пер}}$ – смешанный.

Состояние внутренней поверхности газопровода изменяется в процессе эксплуатации и характеризуется коэффициентом гидравлической эффективности *E*. Коэффициент гидравлической эффективности, безразмерный коэффициент, определяется отношением фактической и расчётной пропускной способности (расходом) газопровода и рассчитывается эксплуатирующей организацией.

При проведении практических технических расчётов *E* обычно принимается от 0,95 до 0,92.

5.1.13.1. Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления газа

1) Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле

$$\lambda = \frac{\lambda_{\text{тр}}}{E^2} \quad (5.1.101)$$

2) Коэффициент гидравлического сопротивления от трения можно рассчитать по формуле (5.1.97)

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{D}\right)^{0,2}$$

Однако, при практических расчётах пропускной способности газопровода рассчитать Re по формулам не представляется возможным и поэтому предлагается:

- эмпирическим путём определить возможный режим течения в газопроводе, исходя из ранее приведённых рекомендаций;
- применяя формулы (5.1.95–5.2.99) рассчитать $\lambda_{тр}$;
- принять значение *E;*
- по формуле (5.1.101) рассчитать λ.

5.1.14. Показатель адиабаты

Показатель адиабаты (изоэнтропии) является термодинамической характеристикой процесса в газовой среде, проходящего без теплообмена газа с окружающей средой. Показатель адиабаты равен отношению относительного изменения давления к соответствующему относительному изменению плотности:

$$\frac{p_1}{p_2}\Big/\frac{\rho_1}{\rho_2} = \gamma \qquad (5.1.102)$$

где p_1 и p_2 – давление газа в начале и конце процесса;

ρ_1 и ρ_2 – плотность газа в начале и конце процесса;

γ – показатель адиабаты газового процесса.

или

$$p \cdot \rho^{-\gamma} = const \qquad (5.1.103)$$

где p – давление газа;

ρ – плотность газа;

γ – показатель адиабаты газового процесса.

Для газов и газовых паров в случае отсутствия данных о показателе адиабаты могут быть использованы отношения удельных теплоёмкостей при постоянном давлении и объёме

$$k = \frac{C_p}{C_V} \qquad (5.1.104)$$

5.1.14.1. Расчёт показателя адиабаты

Показатель адиабаты природного газа при неизвестном компонентном составе, но известной доли азота согласно ГОСТ 30319.3 рекомендуется вычислять по усовершенствованной формуле Кобза

$$k = 1{,}556 \cdot (1 + 0{,}074 \cdot x_a) - 3{,}9 \cdot 10^{-4} \cdot T \cdot (1 - 0{,}68x_a) - 0{,}208 \cdot \rho_c + \\ + \left(\frac{p}{T}\right)^{1{,}43} \cdot \left[384 \cdot (1 - x_a) \cdot \left(\frac{p}{T}\right)^{0{,}8} + 26{,}4 \cdot x_a\right] \qquad (5.1.105)$$

где x_a – молярная доля N_2 в газовой смеси;

ρ_c – плотность газа при стандартных условиях;

p – давление газа *(МПа)*;

T – температура газа *(К)*.

Для приближённых расчётов показателя адиабаты можно пользоваться номограммой (рис. 5.1.19), рассчитанной по ГОСТ 30319.3 (приложение 28).

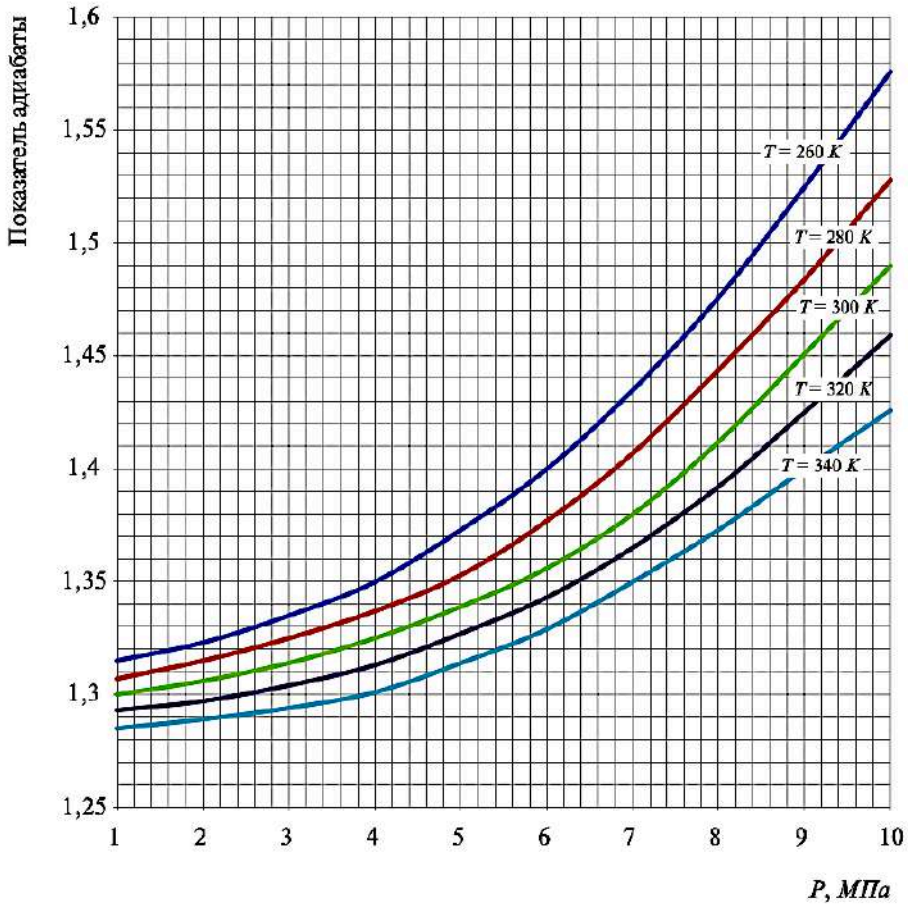


Рис. 5.1.19. Номограмма для расчёта показателя адиабаты

Для приближённых расчётов показателя адиабаты можно воспользоваться справочной таблицей (табл. 5.1.9).

Таблица 5.1.9.

Определения показателя адиабаты

Т, *К*	*К* при *р, МПа*									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
260	1,315	1,321	1,332	1,348	1,371	1,399	1,435	1,477	1,526	1,582
280	1,307	1,312	1,321	1,335	1,354	1,379	1,408	1,444	1,486	1,533
300	1,299	1,303	1,311	1,323	1,340	1,360	1,386	1,417	1,452	1,493
320	1,291	1,295	1,302	1,312	1,326	1,344	1,367	1,393	1,424	1,459
340	1,283	1,286	1,292	1,302	1,314	1,330	1,349	1,372	1,399	1,430

5.1.15. Значение некоторых постоянных

Плотность воздуха при стандартных условиях: $p_{воз.} = 1{,}2046$ *кг/см*^{2};
Универсальная газовая постоянная идеального газа
$R_u = 8{,}31451$ *кДж/(кмоль К);*
Универсальная газовая постоянная воздуха $R_{воз.} = 286{,}89$ *н м/(кг К);*
Ускорение силы тяжести: $g = 9{,}80665$ *м/сек*^{2};

5.2. Расчеты при диспетчерском управлении газотранспортными системами ЕСГ……...782
5.2.1. Введение……...783
5.2.2. Виды диспетчерских расчётов……783
5.2.2.1. Инженерно-технические гидравлические и тепловые расчёты трубопроводов……..784
Расчёты пропускной способности и производительности при заданных параметрах газопровода……..784
Расчёт технически возможной пропускной способности и производительности……789
Конфигурация газотранспортной сети……..793
Параметры газотранспортной сети……... 793
Расчёт фактического режима работы (идентификация)…….. 794
Расчёт массового, объёмного и коммерческого расхода газа на любом участке газопровода……...794
Расчёт запасов газа в газотранспортной системе……..795
Расчёт времени опорожнения газопровода (участка) от газа через свечу……797
Расчёт количества газа выпущенного (стравленного) из газопровода (участка) через свечу……800
Расчёт оптимального режима работы газотранспортной системы……...803
Расчёт плановых режимов работы газотранспортных систем…….....805
Долгосрочное планирование……805
Среднесрочное планирование……...806
Краткосрочное планирование……806
Оперативное планирование……...807
Расчёт прогнозного режима работы газотранспортной системы……807
5.2.2.2. Инженерные расчёты……810
Расчёт работы компрессорной станции……810
Расчёт работы привода ГПА……..811
Расчёт работы ЦБН……814
Расчёт работы АВО……819
Расчёт потребности в газе на собственные технологические нужды.....824
Расчет технологических потерь……830
5.2.2.3. Управленческие расчёты……830
Расчёт потоков газа……..831
Расчет диспетчерских заданий……...831
Диспетчерское задание ЦПДД - ПДС ГТО……...831
Диспетчерское задание ПДС ГТО – ДС ЛПУ МГ……832
5.2.2.4. Балансовые и учётные расчёты……833
Расчёт товаротранспортной работы по газотранспортным сетям……834
Расчёт балансов газа……834
Расчёты, связанные с отпуском газа потребителям……..839

5.2.1. Введение

При диспетчерском управлении газотранспортными системами любого уровня необходимо выполнять различные инженерно-технические, управленческие и балансово-учётные расчёты. Умение понимать принципы, логику, механизмы таких расчётов и владеть инструментами для их проведения является необходимостью для диспетчерского персонала. Несмотря на наличие в организации современного диспетчерского управления ПВК, ИУС и других систем поддержки принятия решений умение проводить инженерно-технические расчёты является обязательным условием работы диспетчера.

5.2.2. Виды диспетчерских расчётов

Диспетчерские расчёты можно разделить на две основные группы:

- первая группа – инженерно-технические расчеты;
- вторая группа – управленческие и учётные расчёты.

К первой группе относятся расчёты, связанные с гидравлическими и тепловыми расчётами трубопроводов, газотранспортных и газораспределительных систем:

- гидравлический расчёт простого газопровода;
- гидравлический расчёт сложного газопровода;
  - расчёт газопровода с лупингами;
  - расчёт газопровода с разными диаметрами;
  - расчёт газопровода с отборами и поступлениями газа;
  - расчёт газопровода с разными высотными отметками;
  - расчёт параллельных газопроводов;
- расчёт систем магистральных газопроводов с технологическими перемычками;
- расчёт газотранспортных систем с межсистемными перемычками;
- расчёт единой системы газоснабжения России;

Расчёты, относящиеся к первой группе, могут включать в себя:

- расчёты пропускной способности и производительности при заданных параметрах газопровода:
  - расчёт фактического режима работы (идентификация) газопровода, газотранспортной системы;
  - расчёт объёмного и коммерческого расхода газа на любом участке газопровода;
  - расчёт температуры газа на любом участке газопровода;
  - расчёт давления газа на любом участке газопровода;
  - расчёты технически возможной пропускной способности и производительности;
- расчёт запасов газа на отдельном участке и газопроводе в целом;
- расчёт времени заполнения газопровода (участка) газом;
- расчёт времени опорожнения газопровода (участка) от газа через свечу;
- расчёт оптимального режима работы (оптимизация фактического режима) газопровода, газотранспортной системы по различным критериям;
- расчёт плановых режимов работы газотранспортных систем;

- расчёт прогнозного режима работы газопровода, газотранспортной системы на определённый период времени;

Примечание: Подразумевается возможность проведения данных расчётов при любой конфигурации газотранспортной сети, как сложившейся, так и выбранной.

Вторую группу расчётов, связанных с инженерными, балансовыми, управленческими, техническими задачами диспетчерского управления, можно разбить на подгруппы:

- подгруппа инженерных расчётов:
  - расчеты, связанные с работой компрессорных станций и газоперекачивающих агрегатов;
  - расчёты газа на собственные нужды и потери;
- подгруппа управленческих расчётов:
  - расчёты потоков по газотранспортным сетям;
  - расчёты диспетчерских заданий;
- подгруппа балансовых и учётных расчётов:
  - расчёты товаротранспортной работы по газотранспортным сетям;
  - расчёт балансов газа;
  - расчеты, связанные с отпуском газа потребителям.

5.2.2.1. Инженерно-технические гидравлические и тепловые расчёты трубопроводов

Расчёты пропускной способности и производительности при заданных параметрах газопровода

При диспетчерском управлении газотранспортными системами ЕСГ необходимо чётко различать понятия пропускной способности и производительности, которые регламентируются СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования МГ» [84], Р Газпром 2-3.5-433-2010 «Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов» [85].

Существует несколько определений пропускной способности.

Пропускная способность газопровода (участка газопровода) – расчётное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчётных параметрах: граничных условиях в начале и конце газопровода, рабочем давлении по трассе, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т. п. (СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов») [84].

Пропускная способность газотранспортной системы, магистрального газопровода (участка) — это количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчётных параметрах: граничных условиях в начале и конце газопровода *(p и T)*, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, и т. п. в единицу времени при стационарном режиме, *млн м^3/сут*.

Пропускная способность газопровода (участка газопровода) – расчётное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при

стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчётных параметрах (граничных условиях в начале и конце газопровода, рабочем давлении по трассе, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения (подогрева) газа и т. п. (Бизнес модель диспетчерского управления ОАО «Газпром», утверждённая начальником ЦПДД Б.С. Посягиным) [75].

Пропускная способность газопровода (ГТС) – количество газа, $м^3$, при стандартных условиях, которое транспортируется через газопровод (ГТС) в час или в сутки, определенное с учётом фактического технического состояния газопровода (ГТС), его текущей или прогнозируемой фактической конфигурации и фактических параметров технологического режима транспортировки газа. (СТО Газпром 8-002-2013 «Диспетчерское управление. Термины и определения») [99].

При проведении диспетчерских практических расчётов следует различать:

- проектную;
- оценочную;
- технически возможную;
  - валовую;
  - товарную;

Проектной пропускной способностью называют пропускную способность при максимально возможном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и принятых проектом расчетных параметрах (рабочее давление, температура окружающего воздуха и грунта, температура газа, и т. д.).

Оценочной пропускной способностью называется ориентировочное значение пропускной способности, определяемое или в начальной стадии проектирования для последующего точного расчета возможных технологических вариантов транспорта газа или при эксплуатации ГТС, магистральных газопроводов с учетом отличия фактических расчетных параметров от принятых проектом.

Технически возможной пропускной способностью называют пропускную способность при максимально возможном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов с учетом коэффициента их технического состояния и фактических параметров (установленное рабочее давление, коэффициент гидравлической эффективности, фактическая сезонная температура окружающего воздуха и грунта, сезонного газопотребления и т.д.).

Валовая технически возможная пропускная способность участка ГТС – суммарная величина расчётного объёма транспорта газа через узлы подачи газа в смежные участки ГТС. Другими словами, объём газа, который вошёл в участок ГТС из участков других ГТС.

Товарная технически возможная пропускная способность участка ГТС – суммарная величина расчётного объёма транспорта газа через узлы поступления газа от смежных участков ГТС. Другими словами объём газа, который вышел из участка ГТС в участки других ГТС.

Технические расчёты диспетчерский персонал, как правило, производит на уже действующих газопроводах, на которых известны все его технические характеристики и фактические технологические параметры.

Под заданными для расчёта параметрами чаще всего понимают:

D – внутренний диаметр газопровода;

δ – толщина стенки газопровода;

$p_н$ – начальное давление в газопроводе;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе;
$t_н$ – начальная температура газа в газопроводе температура;
l – длина газопровода;
h – расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода;
E – коэффициент гидравлической эффективности газопровода.

Расчёт пропускной способности при фактических и заданных новых параметрах газопровода осуществляется в следующем порядке:

- расчёт фактических режимов работы (идентификация);
- задание новых параметров работы (как правило, давления на выходе, расходах потребителей);
- расчёт новых режимов работы.

Расчёт пропускной способности газопровода, выражается в параметрах, полученных на каждом расчётном участке газопровода ($p_н$, $p_к$, $t_н$, $t_к$, $q_н$, $q_к$).

Методы практических расчётов пропускной способности простого и сложного газопроводов подробно описаны в разделе 5.3.

Газотранспортная система, работающая на протяжении определённого времени (более суток), не может иметь одну и ту же пропускную способность. Меняются технологические параметры ГТС, температура окружающей среды, эффективность линейной части и КС и др. Следовательно, будет меняться и пропускная способность. Для оценки пропускной способности газотранспортной системы за продолжительный период времени введено понятие средней пропускной способности. Средняя пропускная способность за период рассчитывается по средним расчётным параметрам работы газотранспортной системы (газопровода).

Однако на газотранспортную систему влияют внешние факторы, обуславливающие возможное снижение средней пропускной способности. Для оценки этого влияния введено понятие производительности газотранспортной системы (магистрального газопровода).

Существует несколько определений производительности.

Производительность газотранспортной системы (магистрального газопровода) – это количество газа, транспортируемого по ГТС, газопроводу (участку) в единицу времени при нормальных условиях *(млрд м^3/год, млрд м^3/квартал, млрд м^3/мес)*.

Производительность газопровода – количество газа, *м^3*, при условиях, приведенных в ГОСТ 2939 при *293,15 К и 0,1013 МПа*, транспортируемого по газопроводу за расчётный период (год, сезон, квартал, месяц).

Производительность участка системы магистральных газопроводов – способность магистрального газопровода (участка) обеспечить в конкретный временной период транспортировку объёмов газа от пункта приёмки газа до пункта его сдачи, определённых исходя из технического состояния газопровода (участка) и допустимых технологических режимов транспортировки газа, с учётом планируемых в конкретный временной период остановок для проведения ремонтных работ и диагностических работ (Р Газпром 2-3.5-433-2010 «Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов») [85].

Производительность газопровода (ГТС); загрузка газопровода (ГТС): количество газа, *м^3* при стандартных условиях, транспортируемого по газопроводу

(ГТС) за расчетный период времени (год, сезон, квартал, месяц). (СТО Газпром 8-002-2013. «Диспетчерское управление. Термины и определения») [99].

Производительность газотранспортной системы (магистрального газопровода) вычисляют по формуле

$$Q_n = K_{\text{и}} \cdot \sum_{i=1}^{n} (q_i \cdot \tau_i) \cdot 10^{-3} \qquad (5.2.1)$$

где: Q_n – производительность газотранспортной системы (магистрального газопровода);

q_i – средняя пропускная способность газотранспортной системы (магистрального газопровода);

τ_i – продолжительность периода (год, квартал, месяц);

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования пропускной способности.

Интегральный коэффициент использования пропускной способности характеризует степень зависимости пропускной способности газотранспортной системы (магистрального газопровода) от влияния различных внешних воздействий на систему и рассчитывается по формуле

$$K_{\text{и}} = K_{\text{ро}} \cdot K_{\text{эт}} \cdot K_{\text{нд}} \qquad (5.2.2)$$

где: $K_{\text{ро}}$ – коэффициент расчётной обеспеченности газоснабжения потребителей, отражающий необходимость увеличения пропускной способности ГТС (газопровода) для обеспечения дополнительных поставок газа потребителям в периоды повышения спроса на газ. Повышенный спрос на газ может быть обусловлен похолоданиями в течении отопительного сезона (понижение температуры атмосферного воздуха относительно среднемесячных многолетних значений), а также возможным опережением потребности промышленного производства и населения в газе по сравнению с прогнозом.

$K_{\text{эт}}$ – коэффициент экстремальных температур, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности ГТС (газопровода), связанного с влиянием высоких температур окружающей среды.

$K_{\text{нд}}$ – коэффициент надёжности ГТС или газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения производительности ГТС (газопровода) из-за вынужденных простоев и ремонтно-технического обслуживания.

Для магистральных и распределительных газопроводов и газотранспортных систем $K_{\text{ро}} = 0{,}98$.

Для реверсивных газопроводов и газотранспортных систем $K_{\text{ро}} = 1$.

Для газопроводов и газотранспортных систем протяжённостью более *1000 км* $K_{\text{эт}} = 0{,}98$.

Для газопроводов и газотранспортных систем протяжённостью менее *1000 км* $K_{\text{эт}} = 1$

Оценочное значение $K_{\text{нд}}$ определяют по таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1.

Оценочные коэффициенты надёжности МГ и ГТС

Длина МГ/ГТС	МГ/однониточная ГТС	Двухниточная ГТС	Многониточная ГТС
500	0,99	0,99	0,99
1000	0,98	0,98	0,99
1500	0,96	0,98	0,99
2000	0,97	0,97	0,98
2500	0,96	0,97	0,98
3000	0,95	0,96	0,97

Интегральный коэффициент использования пропускной способности используют для определения пропускной способности распределительных газопроводов по формуле

$$q_{\text{расп.}} = \frac{Q_{max}}{K_{\text{и}}} \qquad (5.2.3)$$

где: $q_{\text{расп.}}$ – пропускная способность распределительного газопровода.

Q_{max} – среднее суточное количество газа при нормальных условиях, поступившее в газопровод за период максимальной подачи газа.

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования пропускной способности.

Пропускную способность газопровода отвода можно рассчитывать по формуле

$$q_{\text{от}} = \frac{24 \cdot Q_{\text{ч}} \cdot 10^{-4}}{K_{\text{и}_{\text{от}}}} \qquad (4.2.4)$$

где: $q_{\text{от}}$ – пропускная способность газопровода отвода.

$Q_{\text{ч}}$ – расчётное часовое потребление газа *[м³/час]*, определяемое по совмещённому графику газопотребления всеми потребителями, расположенными за рассчитываемым линейным участком газопровода отвода.

$K_{\text{и}_{\text{от}}}$ – коэффициент использования пропускной способности газопровода отвода.

$$K_{\text{и}_{\text{от}}} = K_{\text{ро}} \cdot K_{\text{нд}} \qquad (5.2.5)$$

где $K_{\text{ро}} = 0{,}95$;

$K_{\text{нд}} = 0{,}99$.

Газотранспортные системы имеют значительную протяжённость магистральных газопроводов, на которых существуют отборы и поступления газа. Конфигурация участков системы различна, так же как и техническое состояние их объектов и оборудования. Вследствие этого пропускная способность различных участков ГТС будет отличаться друг от друга. Таким образом, пропускная способность и производительность газотранспортной системы или магистрального газопровода будет определяться наименьшей величиной пропускной способности составляющих её участков.

В настоящее время транспортировка газа в ЕСГ осуществляется в основном по ГТС, состоящим из нескольких магистральных газопроводов, работающих в едином гидравлическом режиме. При проведении диспетчерских расчётов необходимо оперировать не отдельными магистральными газопроводами (за исключениями тех случаев, когда ГТС является однониточной), а газотранспортными системами, системами магистральных газопроводов и их участками.

Все ранее рассматриваемые требования и рекомендации к проведению диспетчерских расчётов также применимы к участкам газотранспортных систем (магистральных газопроводов).

При проведении практических диспетчерских расчётов следует различать производительность:

- оценочную или заданную;
- расчетную;
- проектную;
- фактическую.

Оценочная или заданная производительность газопровода определяется прикидочным расчётом или задается при проведении оценочных расчётов по ориентировочным параметрам газопровода (задание на проектирование, проведении технико-экономических сопоставлений различных вариантов и т. д.)

Расчетная производительность газопровода определяется при проведении гидравлических расчетов магистральных газопроводов.

Проектная производительность магистрального газопровода рассчитывается по заданным проектным параметрам объектов газопровода (КС и др.), соответствующим оптимальному технологическому режиму. Оптимальный технологический режим и параметры магистрального газопровода определяются, как правило, при проектировании магистрального газопровода специализированной организацией.

Фактическая производительность магистрального газопровода за единицу времени рассчитывается эксплуатирующей организацией с использованием фактических данных, полученных от приборов и датчиков, установленных на данном газопроводе и газопроводах-отводах, по которым поступает газ к потребителям.

Расчёт технически возможной пропускной способности и производительности

Существует несколько определений технически возможной пропускной способности и производительности магистрального газопровода (газотранспортных систем):

Технически возможная производительность эксплуатируемого магистрального газопровода – способность МГ обеспечить в конкретный временной период транспортировку объёмов газа от пунктов приёмки газа до пунктов его сдачи, определённых исходя из технического состояния газопровода и допустимых технологических режимов транспортировки газа, с учётом плановых остановок для проведения ремонтных и диагностических работ, закладываемых в проекте (СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» [84]).

Технически возможная производительность магистрального газопровода – способность МГ обеспечить в конкретный временной период транспортировку объёмов газа от пунктов приёмки газа до пунктов его сдачи, определённых исходя из технического состояния объектов газопровода, допустимых технологических режимов транспортировки газа и ограничений параметров (давления, температуры и др.), отличающихся от проектных, с учётом плановых остановок для проведения ремонтных и диагностических работ, закладываемых в проекте (Р Газпром 2-3.5-433-2010 «Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов» [85]).

Технически возможная производительность – способность участка системы магистральных газопроводов (магистрального газопровода, газопровода отвода, распределительного газопровода высокого давления, газопровода подключения и т. д.) обеспечить в конкретный временной период транспортировку максимально возможных объёмов газа от пункта приёмки газа до пункта его сдачи, определённых исходя из технического состояния участка системы магистральных газопроводов (газопровода) и допустимых технологических режимов транспортировки газа с учётом плановых остановок для проведения ремонтных и диагностических работ, закладываемых в проекте (Бизнес модель Диспетчерского управления ОАО «Газпром», утверждённая начальником ЦПДД Б.С. Посягиным [75]).

Технически возможная пропускная способность участка системы газопроводов – максимальное расчётное количество газа (за некоторый период: сутки, неделя, месяц, квартал, год), которое может быть передано по участку системы газопроводов (магистральному газопроводу, газопроводу отводу, распределительному газопроводу высокого давления, газопроводу подключения и т. д.) при стационарном режиме с учётом максимально возможного приближения условий транспорта газа (заданных расчётных данных, состояния оборудования) к проектным показателям. (Р Газпром 2-3.5-433-2010 «Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов» [85]).

Расчёты технически возможной пропускной способности и производительности производятся для определения транспортных возможностей участков газотранспортных систем, магистральных и распределительных газопроводов и газопроводов-отводов при определённых условиях и параметрах.

Пунктами приёма и пунктами сдачи газа для участков газотранспортной системы являются их границы, определённые расчётной схемой.

Техническое состояние участка ГТС определяется техническим состоянием магистральных газопроводов и ГПА.

Показателями технического состояния, которые характеризуют МГ, и могут использоваться при расчёте, являются:

- коэффициент гидравлической эффективности газопровода;
- установленное рабочее давление.

Показателями технического состояния, которые характеризуют ГПА, и могут использоваться при расчёте, являются:

- коэффициент технического состояния ГПА;
- рабочие газодинамические характеристики ЦБН.

Под допустимым технологическим режимом необходимо понимать режим работы ГТС, при котором параметры не выходят за рамки, установленные проектом, условиями эксплуатации МГ (установленное рабочее давление) и техническими паспортными характеристиками оборудования, установленными заводами-изготовителями.

Наибольшая пропускная способность участка ГТС, конечно же, будет при заложенных проектных параметрах, когда давление в трубопроводах ограниченно заводом-изготовителем, характеристики газотранспортного оборудования близки к паспортным и их загрузка оптимальна. Условия эксплуатации накладывают определённые ограничения (уменьшение) на проектные параметры. При расчёте ТВПС могут быть рассмотрены следующие параметры газотранспортной сети:

- фактические;

- заданные:
  - проектные;
  - ограниченные техническим состоянием объектов;
  - произвольные.

При расчёте ТВПС так же необходимо учитывать и другие условия работы ГТС и прежде всего её конфигурацию.

Конфигурацию газотранспортной сети при расчёте необходимо принимать как:

- фактическую;
- заданную:
  - при отключении газотранспортных мощностей для ремонтов;
  - заданная конфигурация для решения других задач.

Диспетчерский персонал должен знать технические возможности участков ГТС при любых условиях эксплуатации. Поэтому расчёт ТВПС целесообразно проводить как при условии выполнения запланированных ремонтных работ, так и без них.

При расчёте ТВПС газотранспортных систем и магистральных газопроводов (участков ГТС и МГ) необходимо руководствоваться рекомендациями Р Газпром 2-3.5-433-2010 «Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов» [85].

Утверждённый нормативный документ, регламентирующий расчёт ТВПС распределительных газопроводов высокого давления и газопроводов-отводов в настоящее время (2015 год) отсутствует. Для расчёта ТВПС распределительных газопроводов высокого давления и газопроводов-отводов необходимо учитывать следующие условия:

По газопроводам отводам:

- все газопроводы-отводы делятся на простые и сложные;
- на простом газопроводе-отводе, подключенном к МГ или РГ, установлена одна ГРС;
- на сложном газопроводе-отводе, подключенном к МГ или РГ, установлены несколько ГРС;
- сложный газопровод-отвод состоит из корневого газопровода-отвода и простых газопроводов-отводов;
- корневой газопровод-отвод обычно подключен к МГ или РГ и к нему подключаются простые газопроводы-отводы, на которых установлены ГРС;
- газопроводы-отводы, подключённые к корневому газопроводу-отводу, делятся на газопроводы-отводы нескольких уровней:
  - газопровод-отвод 1-го уровня - это газопровод-отвод, подключенный непосредственно к корневому газопроводу-отводу;
  - газопровод-отвод 2-го уровня - это газопровод-отвод, подключенный к газопроводу-отводу 1-го уровня;
  - газопровод-отвод 3-го уровня - это газопровод-отвод, подключенный к газопроводу-отводу 2-го уровня и т.д.;

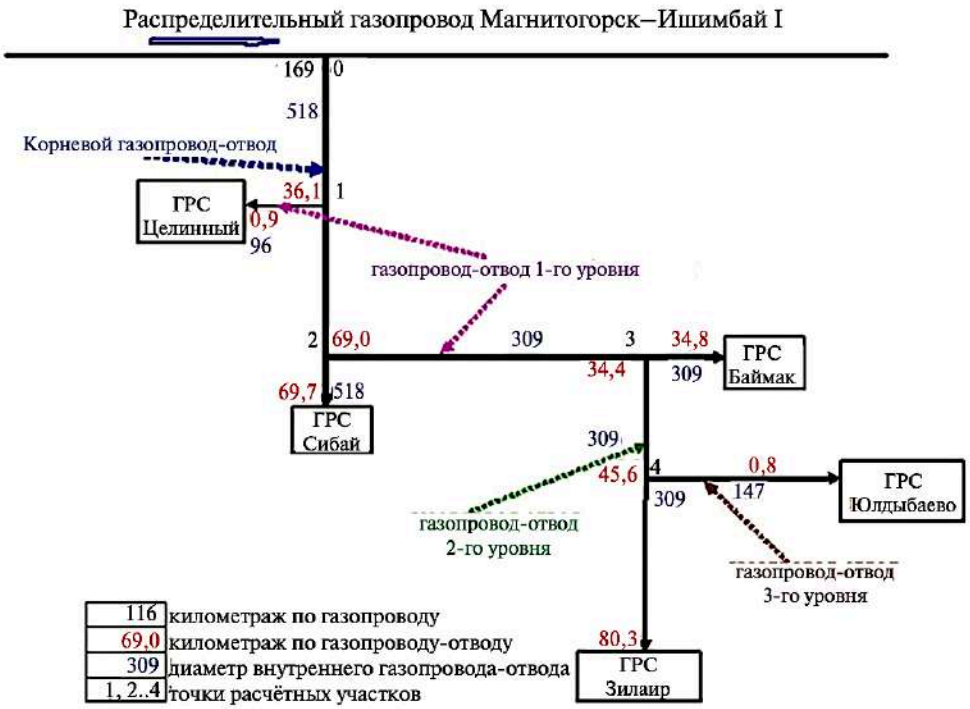


Рис. 5.2.1. Схема сложного газопровода-отвода

- ТВПС газопровода–отвода – это расчётный часовой объём газа (в стандартных метрах кубических), который в условиях стационарного режима течении газа со скоростями, не превышающими допустимый уровень, может быть передан потребителям при максимально возможном (по условиям режима) давлении в точке подключения корневого газопровода – отвода и минимально допустимом давлении на входе в любой из ГРС, подключённых к данному газопроводу – отводу;
- при расчёте на входе ГРС принимается давление газа, определённое требованиями заводов-изготовителей оборудования, установленного на ней;
- допускается при расчёте использовать величину давления газа на входе ГРС, установленного при заключении договоров (контрактов) на поставку газа;
- максимальная допустимая скорость газа на входе ГРС не должна превышать 20 [м/сек.];
- расчёт сложного газопровода-отвода предполагает большое количество значений ТВПС в зависимости от вариантов загрузки ГРС, подключённых к нему. Для снижения количества полученных значений необходимо использовать данные о максимальной фактической загрузке ГРС.

По распределительным газопроводам:

- все распределительные газопроводы высокого давления делятся на простые и сложные;
- простой распределительный газопровод обеспечивает подачу газа от одного МГ или ГПЗ до подключённых к нему газопроводов-отводов, ГРС или оборудования потребителей;
- сложный распределительный газопровод обеспечивает подачу газа от нескольких МГ или ГПЗ до подключённых к нему других РГ, газопроводов-отводов, ГРС или оборудования потребителей;

- в схеме сложного распределительного газопровода нередко появляются «кольца» и «полукольца», что значительно усложняет его расчёт. В этом случае сложный газопровод целесообразно разбивать на несколько простых распределительных газопроводов. При разбивке необходимо правильно определять «нулевые» точки на газопроводе. Обычно это выполняется расчётом баланса потребления.

Существует достаточно тонкая грань между расчётами технически возможной пропускной способности и производительности и оптимизационными расчётами газотранспортных систем. Расчёты технически возможной пропускной способности и производительности проводят, как правило, с установкой граничных условий и параметров работы газотранспортной системы. Оптимизационные расчёты проводят по определённым критериям, хотя и в этом случае могут быть установлены граничные условия и ограниченны параметры работы системы.

Конфигурация газотранспортной сети

Под конфигурацией газотранспортной системы (сети) понимается положение запорной арматуры (открыто/закрыто) на линейной части магистральных газопроводов, технологических и межсистемных перемычках, распределительных газопроводах и газопроводах отводах, узлах редуцирования газа, загрузка компрессорных станций и других объектов и оборудования. Именно это определяет, по каким частям, каким образом, и с какими параметрами транспортируется газ по газотранспортной системе.

Расчёты технически возможной пропускной способности и производительности на фактической конфигурации газотранспортной системы производятся при заданных параметрах работы оборудования.

Расчёты технически возможной пропускной способности и производительности газотранспортной системы так же могут, производятся и на заданной конфигурации при заданных параметрах работы оборудования.

Наиболее часто задаётся конфигурация газотранспортной сети, полученная в связи с отключением участков трубопроводов и объектов для проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту. Конфигурация газотранспортной системы может задаваться и произвольно для решения отдельных конкретных задач, которые в конечном образе сводятся к отключению участков газопроводов и выбору схемы загрузки газотранспортного оборудования.

Параметры газотранспортной сети

Расчёты технически возможной пропускной способности и производительности должны обязательно проводиться при задании ограничивающих параметров работы газотранспортной системы.

Задание параметров может иметь несколько вариантов. При расчёте задаются:

- изменения параметров работы газоперекачивающего оборудования в пределах рабочих паспортных или эксплуатационных характеристик;
- необходимые граничные параметры давления и температуры;
- проектные граничные параметры давления и температуры;
- параметры установленного на газопроводе рабочего давления;
- объёмы потребления газа через ГРС.
- объёмы отбора/закачки газа в ПХГ;
- объёмы и давления поступления газа в ЕСГ от месторождений, ГПЗ, нефтяных промыслов и т. д;

- объёмы экспорта и импорта газа.

Расчёт фактического режима работы (идентификация)

Расчёт фактического режима работы (идентификация) газотранспортной системы заключается в определении незамеряемых параметров работы в любом расчётном участке газотранспортной системы с учётом их балансовой корректировки. При проведении такого расчёта принимаются определённые режимные параметры, которые остаются неизменными. К таким параметрам относятся:

- граничные условия по давлению, температуре, расходу газа;
- расход на ГИС;
- расходы через ГРС;
- расходы на технологических узлах замера расхода газа;
- другие.

При этом должны быть определены приоритеты использования каждого параметра для последовательности проведения балансовой корректировки (за счет, какого параметра проводить балансировку системы).

Целью идентификации является расчёт режима работы газотранспортной системы по известным фактическим параметрам с наименьшей степенью отличия полученных расчётных параметров от фактических.

Именно расчётный фактический режим является исходным для проведения любых других расчётов газотранспортной сети.

Расчёт массового, объёмного и коммерческого расхода газа на любом участке газопровода

Диспетчер должен уметь рассчитывать фактический расход газа в любом месте (на любом срезе) газотранспортной системы. Поскольку диспетчер, в основном, оперирует часовыми (сеансовыми) и суточными данными, то фактический расход газа будет являться фактической пропускной способностью.

Различают массовый, объёмный и коммерческий расход газа.

Массовый расход газа – количество газа в единицах веса, проходящее через трубы в единицу времени, *кг/с*.

Объёмный расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при фактических условиях (давление, температура, плотность), $м^3/с$.

Коммерческий расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при стандартных условиях, $м^3/с$.

Коммерческий и объёмный расход газа обычно измеряют в *тыс.* $м^3/ч$, или *млн* $м^3/сут$, или *млрд* $м^3/год$.

Фактическая пропускная способность (фактический расход) ГТС определяется на основе проведённого расчёта фактического режима работы ГТС (идентификации). После его проведения для каждого расчётного участка имеем (рис. 5.2.2):

- $p_н$ – давление газа в начале участка;
- $p_к$ – давление газа в конце участка;
- $t_н$ – температура газа в начале участка;
- $t_к$ – температура газа в конце участка;
- $q_н$ – расход газа в начале участка;
- $q_к$ – расход газа в конце участка;
- $q_{потр.}$ – объём газа, переданный потребителям через ГРС;
- $Q_{ПХГ}$ – объём газа, закачанный/отобранный из ПХГ;

- $Q_{зап.}$ – объём газа, отобранный/отложенный в МГ участка ГТС.
- $Q_{СН.}$ – объём газа на собственные технологические нужды.

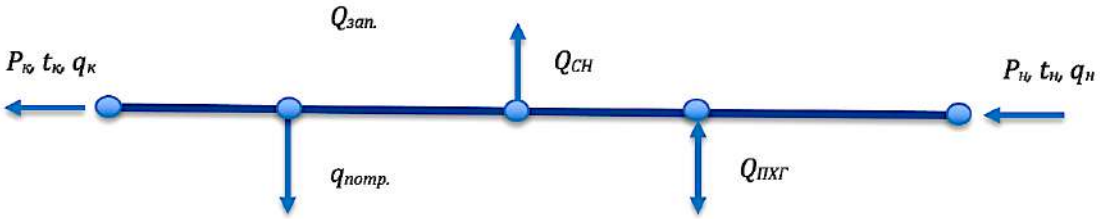


Рис. 5.2.2. Расчётная схема участка ГТС.

Существует два способа расчёта расхода газа в любой точке участка ГТС: балансовый и гидравлический.

Путём балансового расчёта можно произвести ориентировочный расчёт расхода газа на участке ГТС. Участок разбивается на несколько подучастков, определяющих свои границы местами отбора и поступления газа. Объёмы потребления газа на собственные технологические нужды и потери и изменение запаса газа разбиваются по участку в соответствии с алгоритмом раздела 5.4, либо другим способом.

Можно произвести отдельный гидравлический расчёт участка ГТС, для этого имеются все необходимые данные.

Расчёт запасов газа в газотранспортной системе

Газотранспортная система обладает большой аккумулирующей способностью. Объём газа, находящийся в магистральных газопроводах газотранспортных систем, является одним из инструментов диспетчерского управления, наиболее часто применяемым на его верхних уровнях.

Запас газа в трубопроводе (газопроводе) – количество газа, характеризующегося его качественными показателями, выраженное в кубических метрах при стандартных условиях, содержащееся в единице трубопровода в данный (мгновенный) момент времени.

Существуют различные виды расчётных данных по запасам газа:

- изменение запаса газа: разница между количеством газа в начальный и конечный момент времени;
- запас газа в расчетном участке: суммарный запас газа в выбранном для расчета участке ГТС ЕСГ любой необходимой величины;
- запас газа теоретический: запас газа, рассчитанный по проектным, расчетным, статистическим, прогнозным и другим данным и который фактически не может быть создан (или с большой долей вероятности не может быть создан) в реальной газотранспортной и газораспределительной системе;
- запас газа действительный (фактический): запас газа, рассчитанный по фактическим данным, полученным при помощи замеренных параметров либо по расчетным данным специализированных программно-вычислительных комплексов;
- максимальный запас газа: количество газа в расчётном участке при максимальном расчётном (проектном) давлении и минимальной допустимой температуре;

- запас газа проектный: количество газа в расчетном участке при проектных давлениях и температуре на входе и выходе КС расчетного участка;
- запас газа максимальный фактический: фактически достигнутое максимальное количество газа в расчётном участке, зафиксированное в диспетчерском журнале за многолетние наблюдение при данной конфигурации расчетного участка;
- запас газа минимальный допустимый технологический: минимальное количество газа в расчётном участке ГТС, работающем с компримированием газа, которое не может быть понижено, исходя из условий безопасной работы газотранспортного оборудования, определённых его паспортными характеристиками, с целью сохранения технологической функциональности ГТС.

Примечание: для участка ГТС, в котором транспортировка газа осуществляется без процесса компримирования (магистральные распределительные газопроводы, газопроводы-отводы, газораспределительные системы и т.д.), минимально допустимый запас ограничивается наименьшим количеством газа, при котором возможно выполнение договорных обязательств перед потребителями.

- запас газа рабочий: любое количество газа в расчетном участке, находящееся в диапазоне между максимальным фактическим запасом газа и минимально допустимым запасом газа;
- запас газа оптимальный: диапазон стремящихся к максимуму значений запаса газа в системе газоснабжения (ее части), позволяющий обеспечивать выполнение с наибольшей эффективностью основных задач диспетчерского управления с учетом изменения запаса газа, рассчитанного на основании оперативного прогноза изменения параметров системы на ее отдельных участках.

Запас газа в трубопроводе постоянного сечения, приведённый к стандартным условиям, определяется по формуле

$$V_i = 10^{-6} \cdot S \cdot \frac{1}{\rho_c} \cdot \int_0^l \rho_x \cdot dx \qquad (5.2.6)$$

где V_i – запас газа в газопроводе, *млн м³*;
S – сечение газопровода, *м³*;
ρ_c – плотность газа при стандартных условиях;
l – длина трубопровода, *м*;
ρ_x – плотность газа при рабочих условиях в точке *x* газопровода;

$$S = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \qquad (5.2.7)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, *м*.

Плотность газа в любой точке газопровода можно рассчитать по формуле

$$\rho_x = \frac{\rho_c \cdot T_c \cdot p_x}{P_c \cdot z_x \cdot T_x} \qquad (5.2.8)$$

где: T_c – температура при стандартных условиях *[К]*;
P_c – давление при стандартных условиях *[МПа]*;
p_x – давление газа при рабочих условиях в точке *x* газопровода;
T_x – температура газа при рабочих условиях в точке *x* газопровода;
z_x – температура газа при рабочих условиях в точке *x* газопровода.

Запас газа – это величина, характеризующая состояние ГТС и её отдельных участков. Поэтому на практике запас газа считают на отдельных участках как

средний запас газа участка в конкретный момент времени. Средний запас можно рассчитать по формуле:

$$V_{\text{ср}} = 10^{-6} \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2}{4} \cdot \frac{T_{\text{с}} \cdot p_{\text{ср}}}{P_{\text{с}} \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} \cdot l \qquad (5.2.9)$$

Запас газа прямо пропорционален внутреннему объёму газопровода и среднему давлению газа и обратно пропорционален средней температуре. Среднее давление газа $p_{\text{ср}}$ в линейном участке рассчитывается по формуле, исходя из абсолютного и избыточного давления газа в начале и в конце линейного участка газопровода (разделы 5.1 и 5.3). Средняя температура газа $T_{\text{ср}}$ рассчитывается по формуле (5.3.5) или (5.3.11), исходя из температуры газа в начале и в конце линейного участка газопровода с учётом температуры грунта.

Величина $z_{\text{ср}}$ рассчитываются по рекомендациям раздела 5.1

Для расчёта запаса газа ГТС разбивают на расчётные участки. Расчётным участком может быть ГТС, участок ГТС, ГТС газотранспортного общества, система газопроводов, газопровод магистральный или технологический, газопровод-отвод и т. д. Запас газа в расчётном участке складывается из суммы запасов газа в линейных участках трубопроводов, входящих в него.

Для упрощённого расчёта запаса газа на участке многониточной ГТС можно воспользоваться формулой

$$V = \frac{\sum_{i=1}^{n} v_i \cdot p_{\text{ср}} \cdot l \cdot 293 \cdot 10{,}2}{z_{\text{ср}} \cdot 10^6 \cdot T_{\text{ср}}} \qquad (5.2.10)$$

где n – число МГ в ГТС;

v_i – геометрический объём *i*-го МГ длиной 1 *км*, *м*^{3};

$p_{\text{ср}}$ – среднее давление на участке МГ, *МПа*;

l – длина участка МГ, *км*;

$z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сжимаемости;

$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа, *К*.

Геометрический объём 1 метра газопровода различного диаметра можно рассчитать или определить по таблице.

Таблица 5.2.2.

Геометрический объём газопровода длинной 1 км.

D_y, *мм*	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	1000	1200	1400
v_i, *м*^{3}	17,7	31,4	49,1	70,5	91,0	125,8	196,3	283,0	385,0	502,0	785,0	1130,0	1540,0

Так же для приближённых расчётов запаса газа в трубопроводах можно использовать номограммы (приложение 43–46).

Расчет запаса газа, проводимый диспетчерским персоналом на всех уровнях управления, осуществляется на основе нормативных документов.

Расчёт времени опорожнения газопровода (участка) от газа через свечу

Диспетчерский персонал должен уметь рассчитывать время опорожнения участка газопровода от газа, находящегося там под давлением, через свечу.

При опорожнении участка газопровода, находящегося под давлением газа, путём его сброса через свечу различают два режима истечения:

- критический (звуковой), когда скорость газа на выходе свечи равна местной скорости звука;
- докритический (дозвуковой), когда скорость газа на выходе свечи меньше скорости звука.

Критический режим истечения возникает, если давление в газопроводе больше давления в среде, куда выпускается газ, в определённое число раз, зависящее от показателя адиабаты.

Критическое истечение газа будет при

$$\frac{p_г}{p_{атм}} > \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (5.2.11)$$

где $p_г$ – давление газа в газопроводе в месте установки свечи, *МПа*;

$p_{атм}$ – атмосферное давление, *МПа*;

γ – показатель адиабаты;

Показатель адиабаты рассчитывается в соответствии с рекомендациями раздела 5.1.

Поскольку практически все свечи из магистральных, распределительных, газопроводов отводов и др. газопроводов выпускают газ в атмосферу и давление в этих газопроводах существенно выше атмосферного, то истечение газа является критическим.

Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания $p_н$ до значения $p_к$ при критическом истечении, можно найти по формуле

$$t = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{ln\left(\frac{p_н}{p_к}\right)}{\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{1}{\gamma-1}} \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_н}{\gamma+1}}} \quad (5.2.12)$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с;*

V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, *м*^{3};

S_c – сечение свечи, *м*^{2};

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

γ – показатель адиабаты.

Докритическое истечение газа будет при:

$$\frac{p_г}{p_{атм}} < \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (5.2.13)$$

где $p_г$ – давление газа в газопроводе в месте установки свечи, *Мпа*;

$p_{атм}$ – атмосферное давление, *Мпа*;

γ – показатель адиабаты.

Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания $p_н$ до значения $p_к$ при докритическом истечении, можно найти по формуле

$$t = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{f\left(\gamma, \frac{p_н}{p_{атм}}, \frac{p_к}{p_{атм}}\right)}{\sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_г}{\gamma + 1}}} \qquad (5.2.14)$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с;*

V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, *м*^{3};

S_c – сечение свечи, *м*^{2};

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

γ – показатель адиабаты;

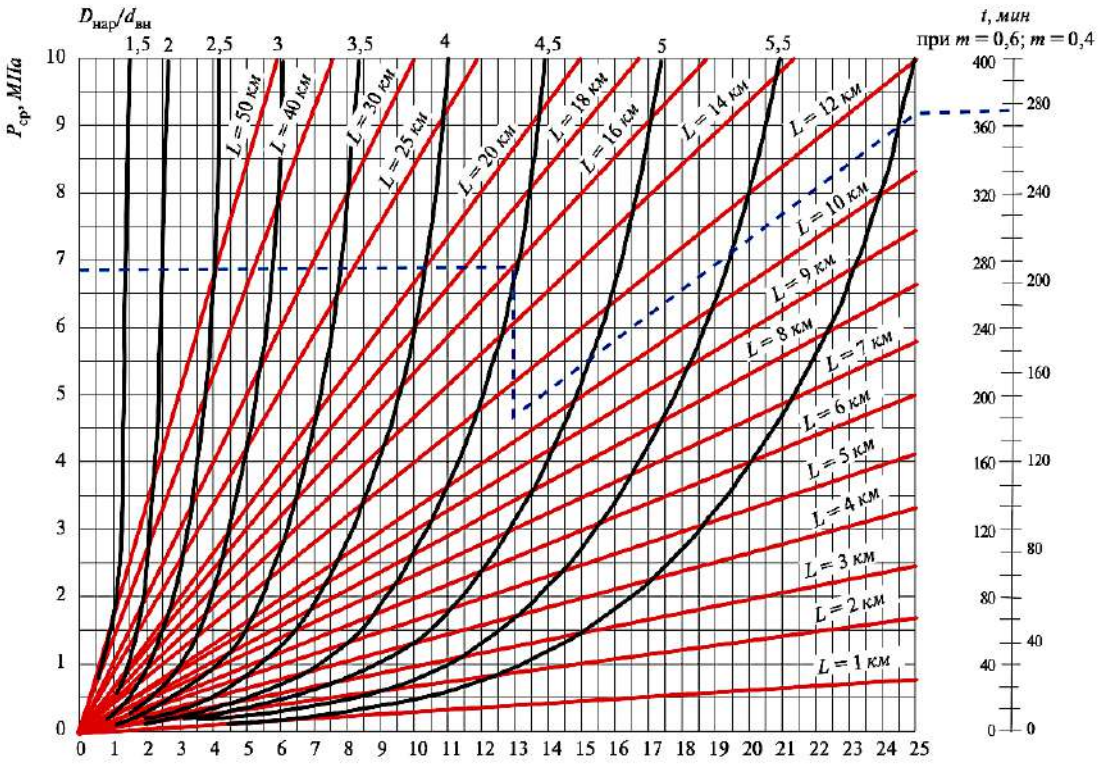
$T_г$ – температура газа в газопроводе, *К*;

R – универсальная газовая постоянная *[Дж/кг К]*;

$f\left(\gamma, \frac{p_н}{p_{атм}}, \frac{p_к}{p_{атм}}\right)$ – функция, определяемая интегралом.

$$f\left(\gamma, \frac{p_н}{p_{атм}}, \frac{p_к}{p_{атм}}\right) = \int_{\frac{p_к}{p_{атм}}}^{\frac{p_н}{p_{атм}}} \frac{d\xi}{\sqrt{\xi^{\frac{2(\gamma-1)}{\gamma}} - \xi^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}} \qquad (5.2.15)$$

На практике для ориентировочных расчётов время опорожнения газопровода можно определять при помощи номограммы рис. 5.2.3. (приложение 29).



$D_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода, $d_{вн}$ – внутренний диаметр свечи, p – давление в газопроводе, l – длина участка газопровода, τ – время опорожнения участка газопровода. M – отношение рабочего сечения свечного крана к сечению свечи принимаем 0,4. T – время опорожнения газопровода при равнопроходном кране. При $m = 1$ $t = 0{,}4 \cdot \tau$

Рис. 5.2.3. Номограмма для определения времени опорожнения газопровода

При продувке участка газопровода один газ (воздух) вытесняется другим газом (природный газ), поэтому в зоне их контакта образуется метановоздушная смесь. Длина зоны смеси в пределах концентрации 0,01–99,99% определяется формулой

$$l_c = 6{,}22 \cdot D^{0{,}45} \cdot \sqrt{L} \qquad (5.2.16)$$

где l_c – длина газовоздушной смеси, *м*;

D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;

L – длина участка вытеснения, *км*.

Расчёт количества газа выпущенного (стравленного) из газопровода (участка) через свечу

Количество газа, выпущенного через свечу из газопровода, равно объёму газа, находящегося в этом газопроводе (участке) при рабочем давлении.

Количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода за определённый период времени, может определяться через массовый или объёмный расход газа. Объёмный расход газа, приведённый к стандартным условиям, называется коммерческим расходом.

Массовый расход определяем по формуле:

$$M = \rho_c \cdot v_c \cdot S_c \qquad (5.2.17)$$

где M – массовый расход газа через свечу, *кг/с*;

ρ_c – плотность газа на выходе их свечи, *кг/м*^{3};

v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;

S_c – площадь сечение свечи, *м*^{2}.

Расчёт количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода, производится в следующей последовательности.

1. Определяем параметры истечения газа из свечи (см. стр. 797–798).
2. Для критического режима истечения определяем:

- плотность газа на выходе их свечи (раздел 5.1)
- давление газа на выходе из свечи по формуле:

$$p_c = p_\text{г} \cdot \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \qquad (5.2.18)$$

где p_c – давление на входе из свечи, *МПа*;

$p_\text{г}$ – давление в газопроводе, *МПа*;

γ – показатель адиабаты;

- температура газа на выходе из свечи по формуле:

$$T_c = T_\text{г} \cdot \frac{2}{\gamma+1} \qquad (5.2.19)$$

где: T_c – температура газа выходе из свечи *[К]*;

$T_\text{г}$ – температура газа в газопроводе *[К]*;

γ – показатель адиабаты;

- скорость газа на выходе из свечи по формуле

$$v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_г}{\gamma + 1}} \qquad (5.2.20)$$

где v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;

γ – показатель адиабаты;

$T_г$ – температура газа в газопроводе, *К*;

R – универсальная газовая постоянная, *Дж/(кг· К)*.

При критическом истечении газа из свечи его скорость будет равна скорости звука в газе. Скорость звука в природном газе можно рассчитать по формуле

$$u = 18{,}591 \cdot \left(\frac{T_c \cdot \gamma \cdot z}{\rho_c}\right)^{0{,}5} \qquad (5.2.21)$$

где u – скорость звука в природном газе, *м/с*;

γ – показатель адиабаты;

T_c – температура газа выходе из свечи, *К*;

z – коэффициент сжимаемости;

ρ_c – плотность природного газа при стандартных условиях.

Для приближённых расчётов скорости звука в природном газе можно воспользоваться номограммой рис. 5.2.4 (приложение 30) или справочными данными табл. 5.2.3.

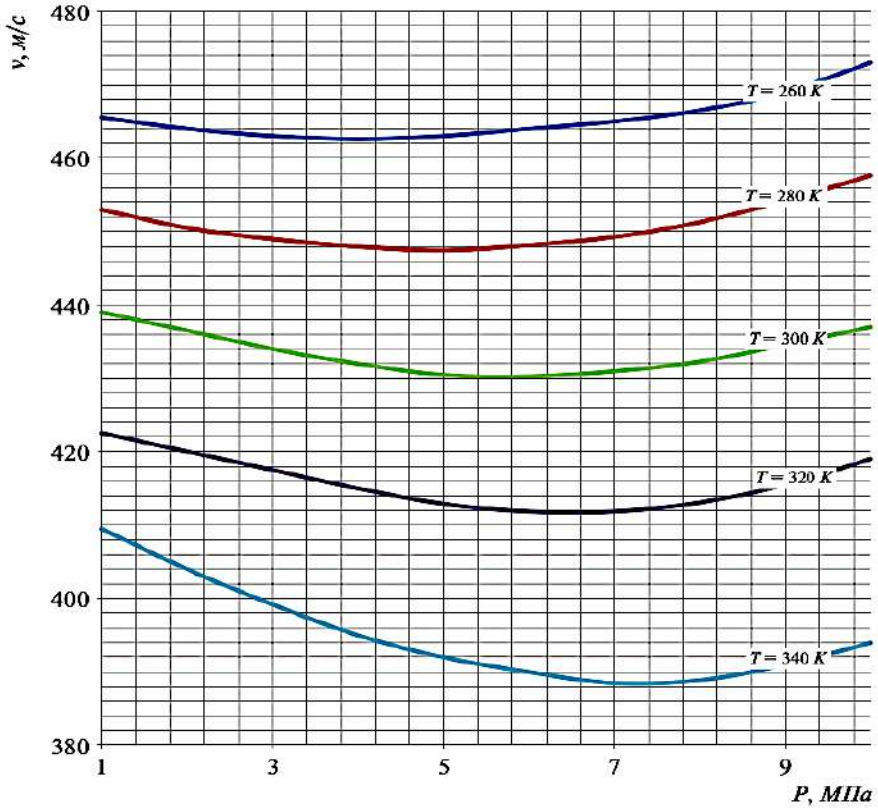


Рис. 5.2.4. Номограмма для определения скорости звука в природном газе

Таблица 5.2.3.

Скорость звука в природном газе

T (K)	Скорость звука в природном газе (м/с) при p (МПа)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
260	408,7	260	408,7	260	408,7	260	408,7	260	408,7	260
280	424,3	280	424,3	280	424,3	280	424,3	280	424,3	280
300	438,9	300	438,9	300	438,9	300	438,9	300	438,9	300
320	452,8	320	452,8	320	452,8	320	452,8	320	452,8	320
340	466,0	340	466,0	340	466,0	340	466,0	340	466,0	340

3. Определяем количество газа, выпущенное через свечу за определённое время

$$K = M \cdot t \tag{5.2.22}$$

где K – количество газа, выпущенное через свечу за время t, *кг*;

t – время, при котором выпускался газ через свечу, *с*;

M – массовый расход выхода газа через свечу, *кг/с*.

Коммерческий объём выпущенного через свечу газа можно определить по формуле

$$Q = \frac{\rho_c}{\rho_{ст}} \cdot v_c \cdot S_c \cdot t \tag{5.2.23}$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях;

Q – объём выпущенного через свечу газа, $м^3$.

В такой же последовательности можно определять количество газа, выходящее через образовавшуюся в газопроводе неплотность (свищ). При этом необходимо оценить площадь, через которую выходит газ.

4. Для докритического режима истечения определяем:

- плотность газа на выходе их свечи (см. раздел 5.1)
- давление газа на выходе из свечи будет равно атмосферному:

$$p_c = p_{ат} \tag{5.2.24}$$

где $p_с$ – давление на входе из свечи, *МПа*;

$p_{ат}$ – давление атмосферное, *МПа*.

- температура газа на выходе из свечи по формуле

$$T_c = T_г \cdot \left(\frac{p_г}{p_{ат}}\right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} \tag{5.2.25}$$

где T_c – температура газа выходе из свечи, *К*;

$T_г$ – температура газа в газопроводе, *К]*;

γ – показатель адиабаты;

$p_г$ –давление на входе из свечи, *МПа*;

$p_{ат}$ – давление атмосферное, *МПа*.

- скорость газа на выходе из свечи по формуле:

$$v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_г}{\gamma - 1} \cdot \left[1 - \left(\frac{p_г}{p_{ат}}\right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}\right]} \quad (5.2.26)$$

где v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;

γ – показатель адиабаты;

$T_г$ – температура газа в газопроводе, *К*;

R – универсальная газовая постоянная, *Дж/кг·К*;

$p_г$ – давление на входе из свечи, *МПа*;

$p_{ат}$ – давление атмосферное, *МПа.*

5. Определяем количество газа, выпущенное через свечу за определённое время

$$K = M \cdot t \quad (5.2.22)$$

где K – количество газа, выпущенное через свечу за время t, *кг*;

t – время, при котором выпускался газ через свечу, *с*;

M – массовый расход выхода газа через свечу, *кг/с*.

Коммерческий объём выпушенного через свечу газа можно определить по формуле

$$Q = \frac{\rho_c}{\rho_{ст}} \cdot v_c \cdot S_c \cdot t \quad (5.2.23)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях;

Q – объём выпущенного через свечу газа, *м*^{3}.

Расчёт оптимального режима работы газотранспортной системы

Оптимизация – изменение состояния системы для улучшения её эффективности. Оптимальное решение – решение по тем или другим признакам (критериям) предпочтительнее других.

Оптимальный режим работы ГТС – это такой режим, который лучше (предпочтительней, эффективней) по отношению к существующему режиму. Новый режим, так же как и фактический, должен, прежде всего, обеспечивать условия, заданные в диспетчерском задании вышестоящим уровнем управления. Такими условиями, чаще всего, являются:

- расход газа на границе ГТС;
- объёмы поставок газа потребителям;
- объёмы отбора/закачки газа в ПХГ;

Существует определённое количество режимов работы ГТС, при которых будут выполняться заданные условия. Однако, эти режимы будут отличаться друг от друга:

- конфигурацией ГТС;
  - количеством задействованных в работу МГ;
  - включёнными технологическими перемычками;
  - включёнными межсистемными перемычками;
  - включёнными УРГ;
- задействованным газотранспортным оборудованием:

  - КС:
    - ГПА;
    - АВО;
  - ПХГ;
- параметрами объектов ГТС:
  - расход газа;
  - давление;
  - температура.

Для того, чтобы оптимизировать существующий режим работы ГТС, диспетчер должен определить, по какому параметру (критерию) будет проводиться оптимизация. Существуют следующие критерии оптимизации:

- минимум энергетических затрат на транспорт газа;
- минимум стоимостных затрат на транспорт газа;
- минимум отклонений от заданного (фактического) режима;
- максимальная производительность;
- максимальный запас газа в трубопроводах;
- максимум давления на выходе КС.

Под критерием минимума энергетических затрат на транспорт газа при заданных объёмах и давлениях на входе и выходе ГТС понимается минимальное количество топливного газа, затраченное на работу ГТУ, и минимальное количество электрической энергии на работу ЭПА и АВО газа.

Под критерием минимума стоимостных затрат на транспорт газа при заданных объёмах и давлениях на входе и выходе ГТС понимается минимальное количество топливного газа, затраченное на работу ГТУ, и минимальное количество электрической энергии на работу ЭПА и АВО газа, выраженное в денежном эквиваленте. При применении этого критерия необходимо учитывать изменяющиеся цены на топливный газ и электроэнергию. В этот критерий не входят эксплуатационные затраты на транспорт газа:

- заработная плата обслуживающего персонала;
- расходные эксплуатационные материалы;
- техническое обслуживание и ремонт.

При применении критерия минимума отклонений от заданного (фактического) режима обычно помимо граничных условий задаются ещё несколько параметров в отдельных узлах ГТС, которые необходимо поддерживать.

Оптимальный режим ГТС по критерию максимальной производительности, по сути, является режимом с ТВПС и ТВП на участках ГТС. Однако, методика расчёта ТВПС и ТВП и алгоритмы расчёта оптимального режима отличаются. Поэтому полученные при расчёте оптимального режима по критерию максимальной производительности параметры потоков газа на участках ГТС не всегда будут соответствовать ТВПС и ТВП, но никогда не будут превышать эти показатели.

Критерии «максимальный запас газа в трубопроводах» и «максимум давления на выходе КС» по сути преследуют одну цель, но выражены разными параметрами. Этот критерий является одним из основных потому, что его соблюдение создаёт хорошие предпосылки к быстрой перестройке режимов по критериям минимума энергетических затрат на транспорт газа, максимальной производительности и других (раздел 5.5).

Расчёт оптимального режима работы ГТС производится, как правило, на основе фактического режима (оптимизация фактического режима). Можно также выполнять оптимизацию смоделированных режимов работы ГТС. Планирование режимов работы уже должно проводиться как расчёт оптимальных режимов при заданных граничных условиях.

Выстраивание режимов работы ГТС на основе проведённых расчётов требует определённого (зачастую достаточно продолжительного) времени, связанного с пуском и остановом ГПА и другого газотранспортного оборудования, переключения запорной арматуры на линейной части МГ, регулирования скорости (оборотов) вращения валов ЦБН и др. Принимая решения об использовании полученных расчётных режимов, диспетчер должен рассчитывать и согласовывать влияние новых режимов на работу соседних ГТС и ЕСГ в целом.

Стремление выстроить оптимальный режим работы ГТС часто приводит к противоречию с необходимостью решать частные оперативные задачи, которые не соответствуют принятым критериям оптимизации. Для недопущения подобного необходимо поддерживать принципы централизованного диспетчерского управления, при котором решение общих задач эффективного управления ЕСГ должно превалировать над решением частных локальных задач отдельных ГТС. Этот принцип не относится к управлению при аварийных и нештатных ситуациях.

Оптимизация режимов работы ГТС при современном диспетчерском управлении возможна только с использованием ПВК.

Расчёт плановых режимов работы газотранспортных систем

В диспетчерском управлении различают планирование:

- оперативное;
- краткосрочное;
- среднесрочное;
- долгосрочное.

В разных источниках информации, в том числе и в нормативных документах, деление на этапы диспетчерского планирования могут отличаться друг от друга. В данном справочном пособии придерживаемся деления этапов планирования, принятых в бизнес-процессе диспетчерского управления:

- долгосрочное планирование:
  - годовое планирование;
- среднесрочное планирование:
  - квартальное;
  - месячное планирование;
- краткосрочное планирование:
  - несколько дней (комплексы ППР);
  - суточное;
  - сменное.
- оперативное:
  - сеансовое;
  - часовое.

Долгосрочное планирование

Долгосрочное планирование режимов работы ГТС осуществляется в годовом разрезе времени. Основной целью планирования является определение загрузки газотранспортного оборудования (ГПА) для расчёта плановой потребности в

топливном газе и электроэнергии. Долгосрочное планирование осуществляется в два этапа:

- предварительный расчёт;
- уточняющий расчёт.

Предварительный годовой расчёт режимов работы ГТС производится на основании данных предыдущих лет и прогнозов распределения потоков на следующий год. При расчёте определяется загрузка ГПА и рассчитывается необходимое количество топливного газа и электроэнергии.

Уточняющий расчёт проводится после получения годового плана транспорта газа. Граничными условиями для расчёта являются данные по потокам на границе ГТС и других узловых точках, объёмы межсистемных перетоков, объёмы потребления регионами Российской Федерации, объёмы экспорта и импорта газа, объёмы отбора и закачки газа в ПХГ и другие данные. По результатам расчёта уточнятся и корректируются годовые потоки газа по участкам ГТС, загрузка КС и необходимое количество топливного газа и электроэнергии.

Среднесрочное планирование

Принципы среднесрочного планирования режимов работы ГТС, которое проводится в разрезе квартала и месяца, не отличаются от годового долгосрочного планирования. Основанием для планирования служит квартальная разбивка годового плана транспорта газа, уточнённые квартальные планы транспорта газа, и данные предыдущего периода работы ГТС. На основании полученных параметров режимов работы ГТС среднесрочного планирования проводятся корректировки месячных планов транспорта газа по ГТС.

Краткосрочное планирование

К краткосрочному относится планирование:

- режимов работы ГТС при проведении комплексов ППР;
- суточных режимов работы ГТС;
- сменных режимов работы ГТС.

Комплексы ППР (раздел 4.1) выполняются на протяжении нескольких дней на одной или нескольких ГТС одновременно. В это время производятся работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов и оборудования ГТС с их полной или частичной остановкой и выводом из процесса транспорта газа. Это приводит к необходимости перестройки режима работы ГТС, а зачастую и всей ЕСГ. Расчёт новых режимов работы ГТС производится в следующей последовательности:

- определяются объекты и оборудование, на которых будут проводиться ремонтные работы с их полной остановкой;
- определяется время, необходимое для выполнения ремонтных работ;
- определяется последовательность остановки объектов и оборудования;
- предварительное моделирование новых потоков по ГТС ЕСГ;
- рассчитываются предварительные новые режимы работы ГТС;
- окончательное моделирование новых потоков по участкам ГТС ЕСГ;
- корректируются режимы работы ГТС на основании окончательных потоков;

Граничными условиями для расчёта режимов работы являются потоки на границах ГТС и других узловых точках потоковой схемы, ограничения по

газотранспортным мощностям (ТВПС на ремонтируемых участках ГТС, отключенные КС и МГ), последовательность вывода из работы газотранспортных мощностей.

Планирование суточных режимов работы ГТС производится на основе предыдущих суточных режимов работы ГТС, оперативных суточных балансов газа ГТО, суточных заявок экспортных поставок, плановых объёмов потребления газа по Российской Федерации и прогнозов внешних воздействий на ГТС ЕСГ.

На основании планирования суточных режимов работы ГТС готовятся суточные диспетчерские задания для управления нижестоящим уровнем.

Оперативное диспетчерское управление организовано посменно. Каждая новая смена корректирует суточный режим работы ГТС на основе фактических оперативных данных и новых оперативных диспетчерских указаний.

Оперативное планирование

Оперативное диспетчерское управление заключается в постоянном корректировании фактического режима работы ГТС, объектов и оборудования. ГТС подвергается постоянному воздействию. Это воздействие может быть как внешнее, так и внутреннее:

- внешнее воздействие:
  - изменение объёмов поступления газа граничных ГТС;
  - изменение объёмов приёма газа граничных ГТС (откаты);
  - изменения потребления газа в границах ГТС;
    - изменение температуры воздуха;
    - несанкционированный отбор газа потребителями;
    - неплановое изменение объёмов потребления.
  - полученные ошибочные задания.
- внутреннее воздействие:
  - аварийные отключения газотранспортных мощностей;
  - незапланированные действия диспетчерского персонала;
  - ошибочное принятие решений на внешние воздействия;
  - ошибочная разработка диспетчерских заданий.

Внешние воздействия на ГТС происходят вне зависимости от участия диспетчерского персонала, осуществляющего управление данной ГТС, на которые он не может влиять.

Внутренние воздействия на ГТС созданы (или могли привести к созданию) самим диспетчерским персонала, осуществляющим управление данной ГТС.

Любые воздействия, оказываемые на ГТС, приводят к изменению параметров работы объектов и оборудования и изменению фактического режима работы ГТС. Диспетчерский персонал обязан принять меры к восстановлению заданного режима работы ГТС. Для принятия правильных управленческих решений целесообразно произвести оперативный расчёт режима работы ГТС.

Расчёт прогнозного режима работы газотранспортной системы

Необходимо определить разницу в понимании между планированием и прогнозированием в диспетчерском управлении. По сути, все процессы планирования опираются на некоторые прогнозные величины. Однако если прогнозные величины утверждены некоторым нормативным или административным документом, то эти величины необходимо рассматривать как плановые или перспективные.

К прогнозным, прежде всего, необходимо относить данные о предстоящих температурах воздуха и потреблении газа на территории Российской Федерации и стран экспортёров, транзитёров и потребителей российского газа.

Соответствующие прогнозные значения используются в качестве величин отборов газа из ГТС при расчёте прогнозных режимов их работы.

Во временном разрезе прогнозы газопотребления можно разделить:

- на сверхкраткосрочное (по часам на сутки);
- краткосрочное (по суткам на неделю);
- среднесрочное (по неделям на месяц или квартал);
- долгосрочное (по месяцам на год);
- перспективное (по года на несколько лет вперед).

В функциональном разрезе прогнозы газопотребления можно разделить:

- по регионам Российской Федерации;
- газотранспортным обществам;
- отдельным секторам газопотребления;
- отдельным ГРС;
- отдельным потребителям.

Потребление газа в различные часы одних и тех же суток различно. Это обуславливает суточную неравномерность.

Недельная неравномерность газопотребления (потребление разных объемов газа в различные дни недели) возникает из-за наличия различных категорий дней (рабочих, выходных, праздничных и др.).

Под сезонной неравномерностью понимают различия в характере газопотребления в различное время года. Сезонная неравномерность вызвана изменениями погодных условий в нашей стране в течение года и связанными с этим особенностями хозяйственной жизни отдельных районов и крупных населенных пунктов.

Все выше выделенные неравномерности проявляются в течение года, который считается удобным периодом (за это время основные процессы в природе, связанные с изменениями погоды, проходят полный цикл), для анализа процесса газопотребления по предыстории.

Указанные неравномерности отражают общие закономерности, присущие процессу газопотребления.

Необходимо учитывать, что выделенные общие неравномерности процесса газопотребления выражаются по разному в зависимости от особенностей конкретного потребителя (региона Российской Федерации), кроме того, может возникнуть необходимость выделения других, присущих потребителю неравномерностей.

На характер газопотребления влияют в основном три фактора:

- хронологический;
- метеорологический;
- организационный.

К ***хронологическим*** относятся факторы, действие которых связано с особенностями отрезка времени, за который рассматривается газопотребление. Они выражают специфику праздничных, выходных и рабочих дней.

Основные ***метеорологические*** факторы оказывают определенное влияние на газопотребление. Основным погодным фактором, от которого в немалой степени зависит газопотребление, является температура окружающего воздуха. Температура окружающего воздуха отражается преимущественно на объёмах газа, который

поступает на нужды отопления и вентиляции промышленных предприятий и жилых помещений. Наиболее велико его значение в период времени с относительно низкой температурой, однако и в летние месяцы вследствие использования газа для нужд вентиляции и охлаждения влияние температурного фактора имеет место, хотя носит несколько другой характер.

Определенное воздействие на газопотребление оказывает скорость и направление ветра. Это воздействие существенно для районов с сильными ветрами.

На газопотребление также оказывает определенное влияние влажность воздуха, выпадение осадков, облачность, наличие снежного покрова и солнечная энергия. Однако их влияние значительно меньше влияния температуры воздуха.

Организационные факторы – отражают специфику динамики газопотребления, связанную как с изменениями в структуре газопотребления, так и с изменениями в работе промышленных предприятий (подключение новых потребителей, изменением технологии производства и т.д.). В эту группу необходимо отнести принудительное ограничение потребителей, потребляющих газ выше лимитных (плановых) объемов, переходы на резервные виды топлива, проведение ремонтных работ на трассах газопроводов и др. Влияние организационных факторов особенно заметно в процессе переходных периодов осень – зима (начало отопительного периода) и зима-весна (конец отопительного периода).

Между выделенными факторами нет абсолютной границы, однако, предложенная разбивка методологически оправдана, так как влияние факторов каждого типа учитывается различными методами расчёта.

Важное значение имеет уровень диспетчерского управления, на котором осуществляется прогнозирование газопотребления. Если для верхнего уровня диспетчерского управления (ЦПДУ), на котором осуществляется регулирование потоков газа по всей ЕСГ России, вполне достаточно оперировать понятиями: «потребитель – регион Российской Федерации – крупные потребители», то для уровня диспетчерской службы газотранспортного общества важны группы потребителей (сектора) и отдельные потребители.

При прогнозировании необходимо учитывать технологическую возможность оборудования потребителей и инертность газотранспортных сетей. Изменение объемов газопотребления регионом не может произойти на любую величину. Пределы изменения могут быть определены анализом фактических данных за несколько лет. Такой предел должен постоянно анализироваться и уточняться. Он может меняться в связи с проведением реконструкции, модернизации оборудования и новым строительством газораспределительных сетей.

Прогноз изменения потребления газа от температуры наружного воздуха с последующим моделированием режимов работы ГТС может проводиться путём:

- анализа архивных данных потребления по отдельным группам потребителей и температуре наружного воздуха;
- расчёта прогнозного потребления секторов или отдельных ГРС с использованием автоматизированных систем.

Использование архивных данных по потребителям отдельных групп, районов, ГРС с последующим ручным вводом этих данных в ПВК для расчёта прогнозных режимов работы ГТС, является продолжительным процессом с вероятностью большой ошибки конечных результатов. Таким способом можно воспользоваться для примерного, ориентировочного, прикидочного расчёта.

Гораздо более эффективно можно рассчитывать прогнозные режимы ГТС с использованием автоматизированных систем прогнозирования газопотребления от

изменения температуры наружного воздуха. Такие ПВК основываются на семидневных метеорологических прогнозах и используют большой объём архивных данных, учитывают особенности региона, структуру газопотребления, сезонную и недельную неравномерность газопотребления, технологические ограничения газораспределительных систем, ТВПС и ТВП газопроводов отводов, периоды включения и отключения отопительных периодов, разбивку ГРС по секторам подключения к ГТС (см. раздел 4.4) и многое другое. Прогнозные данные поступают непосредственно в ПВК моделирования и оптимизации режимов работы ГТС на основании которых рассчитываются прогнозные режимы.

5.2.2.2. Инженерные расчёты

Расчёт работы компрессорной станции

Компрессорные станции (КС) и компрессорные цеха (КЦ) являются важнейшими активными объектами ГТС, с помощью которых осуществляется управление запасами, потоками и режимами транспорта газ. Технологическая структура КС (КЦ) состоит из многих объектов (раздел 3.4). Расчёт работы КС должен, прежде всего, осуществляться путём расчёта КЦ.

Расчёт (моделирование) режима работы всех объектов КЦ не имеет смысла, поскольку основной задачей является расчёт параметров газового потока на входе/выходе КЦ, АВО-газ, каждого ГПА. Для решения этой задачи достаточно рассматривать только те объекты и те факторы, которые непосредственно влияют на режим работы КЦ. Для диспетчерских задач магистрального транспорта газа (на первом и втором уровнях управления) нет смысла проводить расчёт внутрицеховой трубопроводной обвязки. Достаточно учесть основные потери давления в обвязке КЦ, как потери на входе и выходе. Эти данные могут быть получены путём фактических замеров либо из справочных материалов, основанных на многолетних замерах.

Таблица 5.2.4.

Потери давления в оборудовании и трубопроводах КЦ

Рабочее давление, *МПа*	Потери давления газа, *МПа*			
	на входе КЦ		на выходе КЦ	
	при одноступенчатой очистке газа	при двухступенчатой очистке газа	при наличии АВО-газа	при отсутствии АВО-газа
5,4	0,08	0,13	0,06	0,03
7,35	0,12	0,19	0,07	0,04
8,34	0,12	0,20	0,08	0,05
9,81	0,13	0,21	0,08	0,06
15,0	0,15	0,25	0,10	0,07

При диспетчерском управлении расчёт работы компрессорного цеха сводится к расчёту возможных технологических параметров:

- пропускной способности (производительности);
- давления на входе/выходе;
- температуры на входе/выходе.

Производительность компрессорного цеха зависит от производительности ЦБН, установленных в нём, и схемы их загрузки. При расчёте производительности КЦ необходимо учитывать, что техническое состояние работающих ЦБН отличается друг от друга. При одинаковых давлениях на входных и выходных шлейфах

КЦ (т. е. одинаковые давления на входе и выходе нагнетателей), а значит и одинаковой степени сжатия, обороты вала нагнетателей будут различные, следовательно, и различная производительность. Выбирая производительность КЦ, диспетчерский персонал должен ориентироваться по ЦБН, имеющему худшие технические характеристики, и не допускать его работы в помпажном режиме.

Пропускная способность технологических трубопроводов КЦ и магистрального газопровода соответствует проектной схеме загрузки ЦБН. Диспетчерский персонал не должен превышать проектное расчётное количество работающих в трассу ЦБН.

При расчёте работы КЦ необходимо рассчитывать количество включённых в работу пылеуловителей и фильтров-сепараторов. Особенно это важно для циклонных пылеуловителей, у которых качество очистки газа напрямую зависит от количества газа, проходящего через него.

Так же необходимо контролировать количество включённых в работу секций АВО-газа.

Расчёт работы привода ГПА

С точки зрения организации диспетчерского управления ГТС возникает одна основная задача оценки привода ГПА – расчёт его располагаемой мощности.

Располагаемая мощность – это максимальная рабочая мощность на муфте нагнетателя, которую может развить привод в конкретных (расчётных) условиях эксплуатации. Располагаемая мощность привода ГПА должна соответствовать мощности на валу нагнетателя, рассчитанной для заданных параметров транспорта газа.

Располагаемая мощность зависит:

- от номинальной мощности;
- температуры атмосферного воздуха;
- барометрического давления:
  - высоты над уровнем моря;
- отклонения расчётной частоты вращения ротора силовой турбины от номинальной величины;
- дополнительного гидравлического сопротивления всасывающего и выхлопного трактов ГТУ:
  - утилизационная установка;
- дополнительных отборов сжатого воздуха после осевого компрессора:
  - противообледенительная система;
  - отопление;
  - внешние нужды;
- технического состояния ГТУ.

Располагаемую мощность можно определить по формуле СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» [84]:

$$N_{\text{рас}} = N_{\text{ном}} \cdot K_{\text{тех}} \cdot K_t \cdot K_{\text{ут}} \cdot K_{n_{\text{от}}} \cdot K_{p_a} \qquad (5.2.27)$$

где $N_{\text{рас}}$ – располагаемая мощность ГТУ;

$N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ГТУ;

$K_{\text{тех}}$ – коэффициент, учитывающий техническое состояние;

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха;

$K_{\text{ут}}$ – коэффициент, учитывающий наличие утилизатора;

$K_{n_{\text{от}}}$ – коэффициент, учитывающий отклонение скорости силовой турбины от номинальной;

K_{p_a} – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря.

Номинальная мощность ГПА в станционных условиях – это мощность на муфте ГТУ при температуре атмосферного воздуха плюс *15^0C* и давлении *0,1013 МПа* без отборов сжатого воздуха после осевого компрессора и с учётом гидравлического сопротивления входного и выходного трактов при отсутствии утилизационного теплообменника. Обычно номинальная мощность ГТУ указывается в его паспортных характеристиках.

Влияние температуры атмосферного воздуха на различные типы ГТУ отличается друг от друга. Учет влияния температуры атмосферного воздуха и вычисление K_t можно проводить по формуле

$$K_t = 1 - k_t \cdot \frac{T_a - 288}{T_a} \qquad (5.2.28)$$

где K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха;

k_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха в зависимости от конструктивных особенностей ГТУ. Значение k_t определяется по справочным данным, подготовленным по рекомендациям завода изготовителя ГТУ. При отсутствии справочных данных по конкретному типу ГТУ или при выполнении прикидочных расчётов можно принимать k_t= 3,0.

T_a – расчётная температура атмосферного воздуха на входе в ГТУ, *К,* которую можно определить по формуле $T_a = T_a^{\text{ср}} + 5$.

$T_a^{\text{ср}}$ –средняя температура атмосферного воздуха расчётного календарного периода, которую можно определить по фактическим данным либо по СНиП 23-01 «Строительная климатология» [86].

Коэффициент $K_{\text{ут}}$, учитывающий наличие на выхлопе ГТУ утилизатора тепла зависит от конструкции ГТУ и теплообменника. Рассчитать его можно, зная величины гидравлического сопротивления выхлопного тракта ГТУ и сопротивление оказываемое утилизатором.

Для инженерных диспетчерских расчётов $K_{\text{ут}}$ можно принимать равным 0,985, который соответствует типичным водяным теплообменникам.

Учет высоты расположения ГТУ над уровнем моря производят по справочным данным (таблицу 5.2.5).

Таблица 5.2.5.

Зависимость барометрического давления от высоты над уровнем моря

Геометрическая высота, *м*	Барометрическое давление, *МПа*	Коэффициент учёта высоты, K_{p_a}
0	0,101325	1,000
100	0,10013	0,988
200	0,09895	0,977
300	0,09777	0,965
400	0,09661	0,954
500	0,09546	0,942
600	0,09432	0,931

Окончание табл. 5.2.5.

Геометрическая высота, *м*	Барометрическое давление, *МПа*	Коэффициент учёта высоты, K_{p_a}
700	0,09319	0,920
800	0,09208	0,909
900	0,09097	0,898
1000	0,08988	0,887
1500	0,08456	0,835
2000	0,07950	0,785

Техническое состояние ГТУ зависит от очень многих и разнообразных факторов таких как:

- условия эксплуатации:
  - место установки ГПА;
  - атмосферных условий:
    - температура;
    - давление;
    - влажность.
- методы эксплуатации:
  - количество пусков и остановов:
    - аварийных;
    - нормальных;
  - времени работы на нерасчётных режимах;
  - времени нахождения в работе, простое и резерве;
  - качество применяемых расходных материалов;
  - квалификация обслуживающего персонала;
- техническое обслуживание и ремонт:
  - своевременность выполнения регламентов;
  - качество работ;
  - качество применяемых материалов.

Непосредственно учесть все факторы, влияющие на техническое состояние ГТУ, и количественно их оценить практически не представляется возможным, тем более в условиях эксплуатации. Однако, можно оценить последствия влияния на ГТУ различных факторов, которые выражаются в изменении его технического состояния. Техническое состояние ГТУ позволяет оценить его диагностическое обследование. Существуют различные методы диагностического обследования:

- параметрический;
- вибродиагностика;
- акустическая;
- оптическая;
- по анализу отработанного масла;
- по расходу топливного газа;
- по замеру мощности вала силовой турбины.

На компрессорных станциях должна быть обеспечена постоянная комплексная диагностика ГПА, результаты которой позволят правильно рассчитывать коэффициент технического состояния ГТУ.

При отсутствии расчётных данных коэффициента технического состояния ГТУ, произведённого по методике комплексной диагностики (или одного из методов, например параметрического) диспетчерский персонал может воспользоваться рекомендациями СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» [84] в зависимости от типов ГТУ (приложение 32). Для приближённых расчётов и при отсутствии справочных данных коэффициент технического состояния ГТУ принимается равным 0,95.

Расчёт работы ЦБН

Диспетчерский персонал должен уметь определять параметры работы ЦБН при различных условиях. К таким условиям, задаваемым высшим уровнем диспетчерского управления, относятся:

- производительность на входе;
- давление на входе и выходе нагнетателя;
- температура газа на входе и выходе нагнетателя.

При расчётах определяют так называемую «рабочую точку» - место на газодинамической характеристике нагнетателя. Рабочая точка может быть фактическая, определяемая по фактическим параметрам или расчётная, определяемая по заданным параметрам работы нагнетателя.

Определение необходимых параметров работы ЦБН можно произвести через расчёты по его газодинамическим характеристикам (рис. 5.2.5).

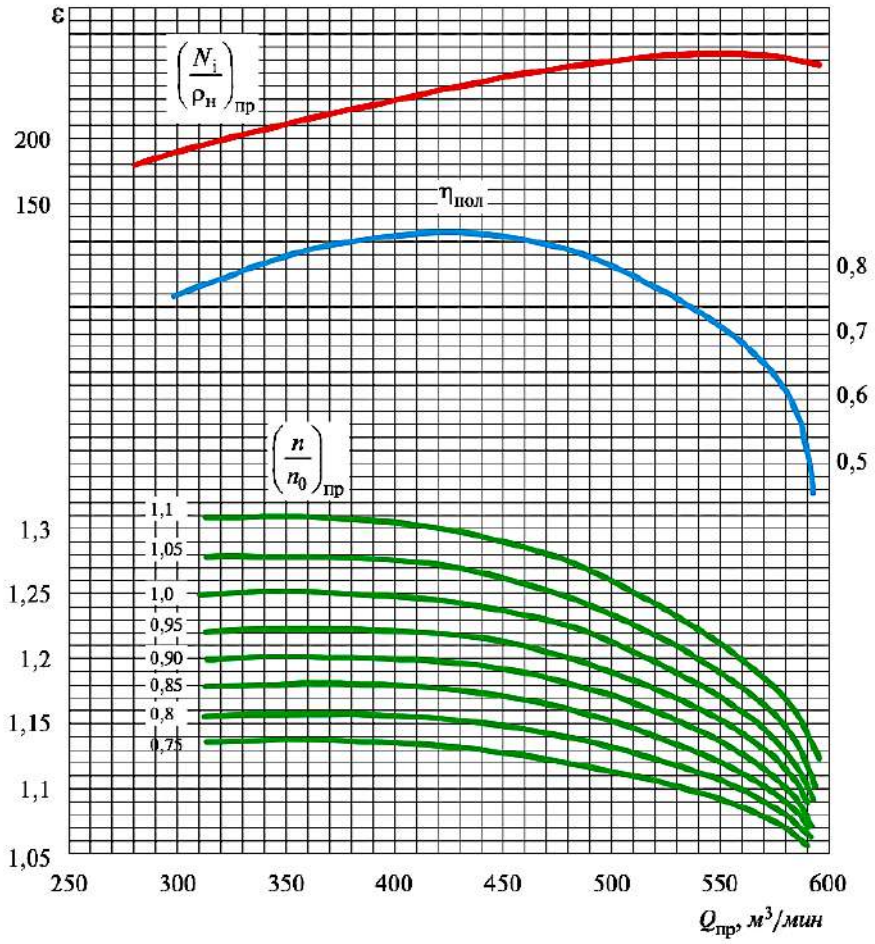


Рис. 5.2.5. Газодинамическая характеристика ЦБН.

Пользуются характеристиками следующим образом. Зная фактическое (рассчитанное) значение величин R, z, $T_{\text{вх.}}$, n для данных условий, по соотношению

$$\left(\frac{n}{n_0}\right)_{\text{пр.}} = \frac{n}{n_0}\sqrt{\frac{z_{\text{пр.}}\cdot R_{\text{пр.}}\cdot T_{\text{пр.}}}{z_{\text{вх.}}\cdot R\cdot T_{\text{вх.}}}},$$

определяют приведённую относительную частоту вращения нагнетателя. По известной степени сжатия (ε), находят приведённый объёмный расход газа ($Q_{\text{пр.}}$). Из соотношения $Q_{\text{пр.}} = Q_{\text{вх.}} \cdot \frac{n_0}{n}$ находят фактический объёмный расход на входе в ЦБН. По соответствующим кривым (рис. 5.2.5) находят политропический КПД ($\eta_{\text{пол.}}$) и приведённую внутреннюю мощность нагнетателя ($N_i/\rho_{\text{вх.пр.}}$).

Внутренняя мощность нагнетателя может быть определена по формуле

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho_{\text{вх.}}}\right)_{\text{пр.}} \cdot \left(\frac{n}{n_0}\right)^3_{\text{пр.}} \cdot \rho_{\text{вх.}} \qquad (5.2.29)$$

где индексом «0» отмечены параметры номинального режима, а индексом «*вх.*» – параметры на входе в нагнетатель.

Мощность на муфте привода ЦБН, *кВт,* можно рассчитать по формуле $N = N_i + N_{\text{мех.}}$, где $N_{\text{мех.}}$ – механические потери. Для приблизительных расчётов можно принять для газотурбинного привода $N_{\text{мех.}} = 100$ кВт, а для электропривода $N_{\text{мех.}} = 150$ кВт.

При расчёте рабочего расхода газа через нагнетатель необходимо помнить о помпажных явлениях (срыв потока газа с лопаточного аппарата колеса нагнетателя). Рабочий расход желательно выбирать на 10–12 % больше начала зоны помпажа.

Наличие надёжных приведённых характеристик нагнетателя при эксплуатации газотурбинного привода позволяет диспетчерскому персоналу выбирать оптимальный режим работы ГПА в зависимости от конкретных условий.

Для центробежных нагнетателей с электроприводом также можно пользоваться приведёнными газодинамическими характеристиками, но только для какого-то вполне определённого значения $(n/n_0)_{пр.}$, так как электропривод не имеет регулируемую частоту вращения ротора двигателя.

В процессе эксплуатации происходит ухудшение технического состояния ЦБН:

- из-за эрозионного износа рабочих колёс (70%);
- увеличение зазоров в уплотнениях покрывающего диска (20%);
- эрозионный износ лопаточного диффузора (5%);
- загрязнение проточной части (5%).

Ухудшение технического состояния нагнетателя приводит к уменьшению КПД, увеличению потребляемой мощности, изменению заводских газодинамических характеристик. При уменьшении политропического КПД нагнетателя для достижения заданных выходных параметров по давлению и расходу необходимо пропорционально увеличивать потребляемую мощность. Практика эксплуатации нагнетателей показывает, что главным образом происходит сдвиг характеристик $\eta_{\text{пол.}} = fQ_{\text{пр.}}$ и $\varepsilon = f(Q_{\text{пр.}})$, (n/n_0). Практически отсутствует сдвиг характеристики $(N_i/\rho_{\text{вх.}})_{\text{пр.}} = f(Q_{\text{пр.}})$. Особенно заметный сдвиг происходит на характеристике $\eta_{\text{пол.}} = fQ_{\text{пр.}}$, которую и следует выбирать за основу при оценке технического состояния нагнетателя. Отношение фактического и паспортного политропического КПД нагнетателя при одинаковом расходе может являться величиной, определяющей его техническое состояние и сдвиг характеристики $\eta_{\text{пол.}} = fQ_{\text{пр.}}$.

Расчёт фактического и паспортного политропического КПД нагнетателя может быть осуществлён следующим образом:

- через газодинамические паспортные и фактические характеристики нагнетателя;
- расчётом с использованием термодинамических свойств природного газа и параметров газа по нагнетателю;
- расчётом с использованием показателя изоэнтропы газа.

Однако практическое применение любого из способов на уровне диспетчерского персонала затруднено по следующим причинам:

1. Наличие у диспетчерского персонала фактических газодинамических характеристик нагнетателя является наиболее удобным способом расчёта параметров работы нагнетателя. Получение таких характеристик на действующем оборудовании КС является сложным и дорогостоящим процессом, требующим точного метрологического обеспечения. Проводить снятие фактических газодинамических характеристик, после каждого ремонта ГПА не всегда представляется возможным. Использование паспортных характеристик для расчёта фактических параметров работы на нагнетателях, находящихся в эксплуатации достаточное время, даже после капитального ремонта может привести к ошибке до 20%.

При наличии замерного узла или другого способа замера расхода газа через нагнетатель задача сводится к определению приведённого расхода, используемого в качестве аргумента при аппроксимации функции $\eta_{\text{пол.}} = f Q_{\text{пр.}}$ полиномом вида

$$\eta_{\text{пол.}} = C_0 + C_1 \cdot Q_{\text{пр.}} + C_2 \cdot C_{\text{пр.}}^2 + \cdots + C_i \cdot Q_{\text{пр.}}^i + \cdots + C_n Q_{\text{пр.}}^n \qquad (5.2.30)$$

Зависимость $\eta_{\text{пол.}} = f Q_{\text{пр.}}$ необходимо аппроксимировать полиномом не менее 4-го порядка, значение коэффициентов *C,* должны определяться с точностью до 3-го знака, для обеспечения приемлемой точности. Погрешность расчёта будет зависеть от погрешности замерного устройства и, как правило, будет находиться в диапазоне до 2%.

При наличии датчика перепада давления газа на входном конфузоре нагнетателя производительность определяется по формуле:

$$Q = A \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot 10^4}{\rho_{\text{вх.}}}} \qquad (5.2.31)$$

где A – коэффициент расхода газа через конфузор;

ΔP – перепад давления газа на входном конфузор, *кг/см*^{2};

$\rho_{\text{вх.}}$ – плотность газа на входе в нагнетатель, *кг/м*^{3}.

Для получения достоверных результатов необходимо, чтобы замеры давления производились с точность не ниже 0,4 *кг/см*^{2}, а температуры газа 0,1-0,2 *°C*, а значение коэффициента расхода газа через конфузор должны быть достоверно. В этом случае погрешность этого метода можно оценивать около 5%.

2. Существуют различные способы расчёта данных для определения газодинамических характеристик нагнетателя. Применение расчётных методов с использованием термодинамических свойств природного газа или показателя изоэнтропы газа потребуют точного знания химического состава природного газа и технологических параметров газа по нагнетателю. Не на всех компрессорных станциях существуют лаборатории, определяющие точный химический состав газ.

Применение данных о составе газа по результатам замеров, произведённых в местах, расположенных не на КС или по результатам расчётов по упрощённым эмпирическим соотношениям, приведёт к ошибке в расчётах.

Последовательность вычислений политропического КПД нагнетателя с использованием термодинамических свойств природного газа, следующая:

- определяем значение потенциальной функции $(P_v)_{CH_4}$, *кДж/(кг·К),* для метана для давления входа и выхода газа из нагнетателя:

$$(P_v)_{вх.CH_4} = (0{,}017 \cdot P_{вх.} + 0{,}555) \cdot t_{вх.} - 2{,}73 \cdot P_{вх} + 139{,}4 \quad (5.2.32)$$

$$(P_v)_{вых.CH_4} = (0{,}017 \cdot P_{вых.} + 0{,}555) \cdot t_{вых.} - 2{,}73 \cdot P_{вых} + 139{,}4 \quad (5.2.33)$$

- определяем значение потенциальной функции P_v *кДж/(кг·К)* для природного газа с содержанием метана 0,94 ÷1 для давления входа и выхода газа из нагнетателя:

$$(P_v)_{вх.} = (P_v)_{вх.CH_4} \cdot \left(1{,}49 - 0{,}49 \cdot r_{CH_4}\right) \quad (5.2.34)$$

$$(P_v)_{вых.} = (P_v)_{вых.CH_4} \cdot \left(1{,}49 - 0{,}49 \cdot r_{CH_4}\right) \quad (5.2.35)$$

где r_{CH_4} – молярное содержание метана в долях единицы в газе.

- определяем среднее значение потенциальной функции $(P_v)_{ср.}$, *кДж/(кг·К)* для газа нагнетателя:

$$(P_v)_{ср.} = \frac{(P_v)_{вх.} + (P_v)_{вых.}}{2} \quad (5.2.36)$$

- определяем потенциальную работу сжатия ω *[кДж/кг]* производимую в нагнетателе от давления входа до давления выхода:

$$\omega = (P_v)_{ср.} \cdot ln\varepsilon \quad (5.2.37)$$

где: ε – степень сжатия нагнетателя $\varepsilon = \frac{P_{вых.}}{P_{вх.}}$

- определяем среднее значение температуры и давления в нагнетателе:

$$t_{ср.} = \frac{t_{вх.} + t_{вых.}}{2} \quad (5.2.38)$$

$$P_{ср.} = \frac{P_{вх.} + P_{вых.}}{2} \quad (5.2.39)$$

- определяем среднюю изобарную теплоёмкость газа $C_{Pср.}$, *кДж/(кг·К):*

$$C_{Pср.} = \left(0{,}37 + 0{,}63 \cdot r_{CH_4}\right) \cdot \left[(0{,}003 - 0{,}0009 \cdot P_{вх.}) \cdot t_{ср.} + 0{,}11 \cdot P_{вх.} + 2{,}08\right] \quad (5.2.40)$$

- определяем среднее значение комплекса $(C_P D_h)_{ср.}$, *кДж/(кг·Мпа:*

$$(C_P D_h)_{ср.} = \left(1{,}37 - 0.37 \cdot r_{CH_4}\right) \cdot \left[(0{,}00012 \cdot t_{вых.}^2 - 0{,}0135 \cdot t_{вых.}) \cdot P_{ср.} - 0{,}0463 \cdot t_{вых.} + 11{,}19\right] \quad (5.2.41)$$

- определяем разность энтальпий газа Δh *[кДж/кг]* между входом и выходом нагнетателя:

$$\Delta h = C_{P\text{ср.}} \cdot \Delta t - (C_P D_h)_{\text{ср.}} \cdot \Delta P \quad (5.2.42)$$

где: $\Delta t = t_{\text{вых.}} - t_{\text{вх.}}$ *[^{0}C]*;
$\Delta P = P_{\text{вых.}} - P_{\text{вх.}}$ *[МПа]*.

- определяем политропический КПД нагнетателя:

$$\eta_{\text{пол.}} = \frac{\omega}{\Delta h} \quad (5.2.43)$$

Последовательность вычислений политропического КПД нагнетателя с использованием показателя изоэнтропы природного газа следующая:

- определяем показатель политропического процесса сжатия:

$$\frac{n_T}{n_T - 1} = \frac{lg\varepsilon}{lg\frac{T_{\text{вых.}}}{T_{\text{вх.}}}} \quad (5.2.44)$$

где: n_T – показатель политропического (внешне адиабатического) процесса сжатия.

- определяем псевдокритические и приведённые параметры природного газа по одному из способов, приведённых в разделе 5.1 соответственно для входных или выходных параметров:

$$P_{np} = \frac{P}{P_{nk}} \text{ и } T_{np} = \frac{T}{T_{nk}} \quad (5.2.45)$$

- определяем коэффициент сжимаемости природного газа на входе в нагнетатель $z_{\text{вх.}}$ по одному из способов, приведённых в разделе 5.1.

- определяем поправку на теплоёмкость при постоянном давлении газа по формуле

$$\frac{\Delta C_P}{R} = \frac{6 \cdot P_{np.\text{вх.}}}{T_{np.\text{вх}}{}^3} \cdot \left(0{,}41 + 0{,}02 P_{np.\text{вх}}\right) \quad (5.2.46)$$

- определяем показатель изоэнтропы в идеальном газовом состоянии:

$$\frac{K_0}{K_0 - 1} = \frac{5{,}15 + \left(5{,}65 + 0{,}017 \cdot t_{\text{ср.}}\right) \cdot \Delta}{R} \quad (5.2.47)$$

где: Δ - относительная масса газа по воздуху (раздел 5.1);
K_0 – показатель адиабаты в идеальном газовом состоянии.

- определяем вспомогательную функцию X по формуле

$$X = \frac{P_{np.\text{вх}}}{T_{np.\text{вх}} \cdot z_{\text{вх}}} \cdot \left(\frac{1{,}23}{T_{np.\text{вых}}} - 0{,}061 + \frac{0{,}12 \cdot P_{np}}{T_{np.\text{вых}}}\right) \quad (5.2.48)$$

- определяем показатель изоэнтропы процесса сжатия при рабочих параметрах входа и выхода:

$$\frac{K}{K - 1} = \frac{1}{z_{\text{вх.}}} \cdot \left(\frac{K_0}{K_0 - 1} + \frac{\Delta C_P}{R} - z_{\text{вх.}} \cdot X \cdot \frac{n_T}{n_T - 1}\right) \quad (5.2.49)$$

- определяем политропический КПД нагнетателя:

$$\eta_{\text{пол.}} = \frac{n_T}{n_T - 1} \cdot \frac{K}{K - 1} \quad (5.2.50)$$

Сравнение фактических и паспортных величин политропического КПД нагнетателя позволит оценить коэффициент технического состояния ЦБН и условную величину отклонения, рассчитанных по паспортным газодинамическим характеристикам параметров работы нагнетателя при том или ином режиме.

Расчёт работы АВО

Тепловой расчёт АВО газа можно произвести по характеристикам разработчика оборудования, представленным в виде зависимостей теплопроизводительности от расхода газа, разности температур газа на выходе и входе (степень охлаждения газа) и разности температур воздуха на входе и выходе АВО газа (температурный напор).

При отсутствии паспортных характеристик расчёт можно производить по паспортным геометрическим данным теплообменных аппаратов.

Таблица 5.2.6.

Характеристики некоторых АВО газа

Название	Обозначения	АВГ-160Г (Талинн)	2АВГ-75	Nuovo Pignone	АВГ-9-75-Б1	АВГБ-160 (КЕДР)	АВЗ-64-Б1-В3Г АВЗ-Ж-64-Б1-В3Г	АВЗ-Ж-9-64-Б1-В3Г-8-1-6	Крезо Луар
Количество труб	$k_{тр}$	388	540	420	564	540	1128	1128	420
Количество ходов газа по трубам	n	2	1	1	2	3	1	1	1
Макс.количество вентиляторов	$m_{макс}$	1	2	2	2	4	1	2	2
Коэффициент оребрения	φ	14	14,6	20,5	9	20	9	9	23
Длина труб (м)	$l_{тр}$	6	12	11	8	8	6	8	11
Наружная поверхность теплообмена ($м^2$)	$F_п$	2930	9930	8541	3500	6970	5300	5300	8541
Внутренняя поверхность теплообмена ($м^2$)	$F_{вн}$	168	427,7	301,9	300	270	440	440	302
Площадь поперечного сечения прохождения воздуха ($м^2$)	$F_в$	30	68	35	29,4	50	42,25	43,8	65,12
Коэффициент сужения сечения	$k_{суж}$	0,2	0,4	0,5374	0,18	0,4	0,3775	0,364	0,537
Эквивалентная теплопроводность стенок трубы и поверхности ребер (Вт/мК)	$k_{тп}$	58	746,5	160,5	125	58	125	160,5	160,5
Производительность вентилятора (тыс.$м^3$/час)	$Q_{вен}$	500	410	350	190	155	480	480	350,4
Шаг между ребрами (мм)	u	3	3	2,3	3,5	2,5	3,5	3,5	2,3
Высота ребра (мм)	h	15	16,7	15,9	10,5	15	10,5	10,5	15,9

Окончание табл. 5.2.6.

Название	Обозначения	АВГ-160Г (Тал-лин)	2АВГ-75	Nuovo Pignone	АВГ-9-75-Б1	АВГБ-160 (КЕДР)	АВЗ-64-Б1-ВЗГ АВЗ-Ж-64-Б1-ВЗГ	АВЗ-Ж-9-64-Б1-ВЗГ-8-1-6	Крезо Луар
Средняя толщина ребра (мм)		0,89	0,85	0,4	0,85	0,85	0,85	0,9	0,4
Поправочный коэффициент	k	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91

Помимо паспортных геометрических данных АВО для расчёта необходимо знать:

- параметры газа:
  - плотность газа при стандартных условиях;
  - коэффициент теплопроводности газа.
- параметры внешней среды:
  - температура воздуха на входе и выходе АВО;
  - коэффициент теплопроводности воздуха;
  - коэффициент динамической вязкости воздуха.
- параметры газового потока:
  - давление газа на входе АВО;
  - температура газа на входе АВО;
  - расход газа на входе АВО.

Решение общей задачи расчёта АВО складывается из решения трёх составляющих частей:

1) Прямой расчёт параметров потока на выходе АВО газа. (требуется рассчитать давление и температуру на выходе АВО газа). Алгоритм расчёта сводится к последовательному расчёту параметров.

- расчёт расхода газа через каждую секцию АВО

$$Q_{\text{сек.АВО}} = \frac{Q_{\text{АВО}}}{n_{\text{сек.АВО}}} \tag{5.2.51}$$

где $Q_{\text{сек.АВО}}$ – расход газа через секцию АВО;
$Q_{\text{АВО}}$ – расход газа через АВО;
$n_{\text{сек.АВО}}$ – количество секций АВО.

- наружный диаметр трубки у основания ребра

$$D_{\text{н}} = \frac{F_{\text{теп.н.}}}{\varphi \cdot \pi \cdot k_{\text{тр}} \cdot l_{\text{тр}}} \tag{5.2.52}$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубки у основания ребра;
$F_{\text{теп.н.}}$ – площадь теплообмена наружная по оребрению трубок АВО;
φ – коэффициент оребрения, который представляет собой отношение полной наружной поверхности оребрённой трубки к наружной поверхности гладкой трубки диаметром равным диаметру основания ребер;

$k_{тр}$ – количество трубок в АВО;
$l_{тр}$ – длина трубки в АВО.

- внутренний диаметр трубки

$$D_{вн} = \frac{F_{теп.вн.}}{\pi \cdot k_{тр} \cdot l_{тр}} \quad (5.2.53)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубки;
$F_{теп.вн.}$- площадь теплообмена внутренняя трубок АВО;
$k_{тр}$ – количество трубок в АВО;
$l_{тр}$ – длина трубки в АВО.

- скорость воздуха в узком сечении

$$w_{воз.} = \frac{Q_{воз.} \cdot \rho_{воз.с} \cdot m_{вент.}}{F_{воз.} \cdot k_{суж.} \cdot \rho_{воз.}} \quad (5.2.54)$$

где $w_{воз.}$ – скорость воздуха в узком сечении;
$Q_{воз.}$ – объёмный расход воздуха при стандартных условиях, который определяется количеством работающих вентиляторов;
$\rho_{воз.с}$ – плотность воздуха при стандартных условиях;
$\rho_{воз.}$ – плотность воздуха;
$F_{воз.}$ – площадь поперечного сечения прохождения воздуха;
$k_{суж.}$ – коэффициент сужения;
$m_{вент.}$ – количество вентиляторов в АВО газа.

- коэффициент теплоотдачи от оребрённой поверхности теплообменных трубок аппарата к воздуху

$$\alpha_2 = 0{,}223 \cdot k \cdot \lambda_{воз.} \cdot u^{0{,}33} \cdot h^{0{,}14} \cdot D_н^{0{,}54} \cdot \left(\frac{w_{воз.} \cdot \rho_{воз.}}{\mu_{воз.}}\right)^{0{,}65} \quad (5.2.55)$$

где: $\lambda_{воз.}$ – коэффициент теплопроводности воздуха;
$\mu_{воз.}$ – коэффициент динамической вязкости воздуха;
$D_н$ – наружный диаметр трубки у основания ребра;
u – шаг между рёбрами;
h - высота ребра;
k – поправочный коэффициент, учитывающий вид оребрения, эффективность ребра и т. п. (при отсутствии данных принимается 0,91);
$w_{воз.}$ – скорость воздуха в узком сечении;
$\rho_{воз.}$ – плотность воздуха.

- средний температурный напор

$$\theta_{ср.} = \theta_{ср.lq} \cdot \left[\varepsilon_{\Delta t} + \frac{1-\varepsilon_{\Delta t}}{4} \cdot (n-1)\right] \quad (5.2.56)$$

где $\theta_{ср.}$ – средний температурный напор;
$\varepsilon_{\Delta t}$ – поправочный коэффициент, учитывающий перекрёстный ток теплоносителей;
n – число ходов газа (при числе более 4 принимается n=1);
$\theta_{ср.ln}$ – средняя логарифмическая разность температурных напоров, определяется, как $\theta_{ср.ln} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln\frac{\theta_1}{\theta_2}}$.

где θ_1 и θ_2 – температурные напоры по концам аппарата.

- температура стенки трубки АВО

$$T_{\text{ср.}} = (T_{\text{вх.}} + T_{\text{вых.}}) \cdot 0{,}5 - \frac{K_3 \cdot \theta_{\text{ср.}}}{\alpha_1} \cdot K_1 \qquad (5.2.57)$$

где $T_{\text{ср.}}$ – средняя температура стенки трубки;
$T_{\text{вх.}}$ – температура стенки трубки на входе;
$T_{\text{вых.}}$ – температура стенки трубки на выходе;
α_1 – коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок АВО;
$\theta_{\text{ср.}}$ – средний температурный напор;
K_1- отношение полной оребрённой поверхности 1 м трубки к 1 м внутренней поверхности гладкой трубки;
K_3 – отношение полной оребрённой поверхности 1 м трубки к 1 м средней поверхности гладкой трубки.

- коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок АВО

$$\alpha_1 = 0{,}021 \cdot \frac{\lambda_{\text{газ.}}}{D_{\text{вн.}}} \cdot Re^{0{,}8} \cdot Pr^{0{,}43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{\text{ст.}}}\right)^{0{,}25} \qquad (5.2.58)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок АВО;
$\lambda_{\text{газ.}}$ – коэффициент теплопроводности газа;
$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубки;
Re – число Рейнольдса;
Pr – число Прандтля, определяется как $\text{Pr} = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda_{\text{газ}}}$;
$Pr_{\text{ст.}}$ – число Прандтля при температуре стенки трубки.

- коэффициент теплоотдачи от газа к воздуху

$$\alpha_3 = \frac{1}{\frac{K_1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{тр.}} \cdot K_3}{\lambda_{\text{тр.}}} + \frac{0{,}85 \cdot K_2}{\alpha_2}} \qquad (5.2.59)$$

где: α_3 – коэффициент теплоотдачи от газа к воздуху;
α_1 – коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок АВО;
α_2 – коэффициент теплоотдачи от оребрённой поверхности теплообменных трубок аппарата к воздуху;
$\frac{\delta_{\text{тр.}}}{\lambda_{\text{тр.}}}$ – эквивалентное термическое сопротивление трубок;
K_1, K_2, K_3 – определяются геометрией АВО газа
K_1- отношение полной оребрённой поверхности 1 м трубки к 1 м внутренней поверхности гладкой трубки, K_2 – отношение полной оребрённой поверхности 1 м трубки к сумме 1 м межрёберной поверхности и 1 м оребрённой поверхности, умноженной на КПД ребра, K_3 – отношение полной оребрённой поверхности 1 м трубки к 1 м средней поверхности гладкой трубки.

- температура газа на выходе АВО

$T_{\text{вых}_i}$- температура газа на выходе секции АВО газа может быть определена из уравнения теплового баланса:

$$Q_{\text{газ.}} \cdot \rho_{\text{газ.}} \cdot c_{p.\text{газ.}} \cdot (T_{\text{вх}} - T_{\text{вых}}) =$$
$$Q_{\text{воз.}} \cdot \rho_{\text{воз.с}} \cdot c_{p.\text{воз.}} \cdot (t_{\text{вых.}} - t_{\text{вх.}}) = K_{\text{З}} \cdot S \cdot \theta_{\text{ср.}} \qquad (5.2.60)$$

где: $Q_{\text{газ.}}$, $Q_{\text{воз.}}$ – объёмный расход газа и воздуха (определяется производительностью работающих вентиляторов) при стандартных условиях;

$c_{\text{р.газ.}}$, $c_{\text{р.воз.}}$ – изобарная теплоёмкость газа и воздуха при средних значениях абсолютного давления и температуры газа и воздуха;

$T_{\text{вх}}$, $T_{\text{вых}}$ – температура газа на входе и выходе АВО;

$t_{\text{вых.}}$, $t_{\text{вх.}}$ – температура воздуха на входе и выходе АВО;

$K_{\text{З}}$ – коэффициент теплопередачи от газа к воздуху;

S – поверхность теплопередачи;

$\theta_{\text{ср.}}$ – средний температурный напор;

Вторая и третья задачи заключаются в расчёте необходимого количества вентиляторов и секций АВО газа. Для этого необходимо провести расчет, по вышеприведённому алгоритму последовательно подбирая количество вентиляторов и секций АВО до тех пор, пока расчётная температура газа на выходе АВО будет удовлетворять заданной (необходимой).

Приведённые выше алгоритмы расчёта необходимого количества АВО и режима их работы тяжело применимы для постоянной практической деятельности диспетчерского персонала. Обычно такие расчёты позволяют осуществлять ПВК моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем.

Для конкретных типов АВО на КС можно построить диаграммы определения оптимального количества АВО при разных условиях (рис. 5.2.6).

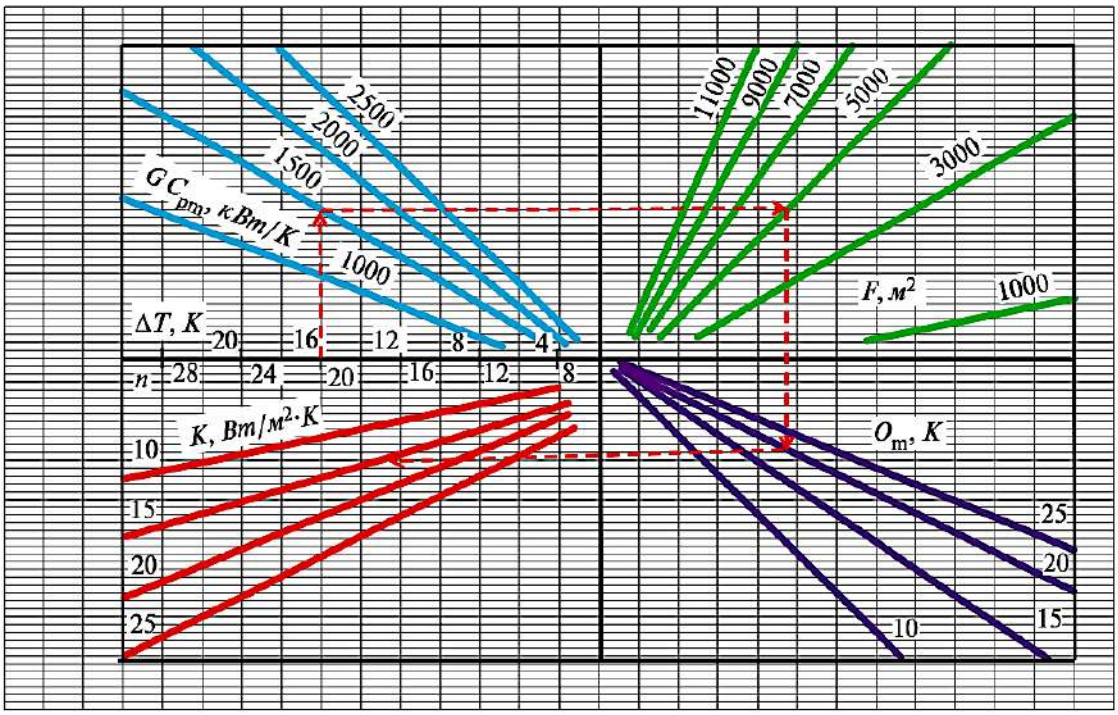


Рис. 5.2.6. Пример диаграммы определения оптимального количества АВО.

Для быстрых инженерных расчётов можно воспользоваться следующей последовательностью действий при известных параметрах:

- $P_{вых.КС_n}$ – давление газа на выходе n-й КС;
- $P_{вх.КС_{n+1}}$ – давление газа на входе n+1-й КС;
- $t_{вых.КС_n}$ – температура газа на выходе n-й КС;
- $t_{вх.КС_{n+1}}$ – температура газа на входе n+1-й КС;
- $t_{т.р.}$ – температура точки росы газа.

1) Задать $t_{вх.КС_{n+1}}$температуру газа на входе n+1-й КС выше температуры точки росы $t_{т.р.}$.

2) Рассчитать оптимальную температуру газа на выходе n-й КС $t_{вых.КС_n}$, которую необходимо обеспечить при заданной температуре газа на входе n+1-й КС $t_{вх.КС_{n+1}}$ исходя из формулы (5.3.11).

$$t_{вх.} = t_{гр.} + \left(t_{вых} - t_{гр.}\right) \cdot e^{-al} - D_i \cdot \frac{p_{вых}^2 - p_{вх}^2}{2alp_{ср}} \cdot \left[1 + \frac{1}{al}\left(1 - e^{-al}\right)\right] \quad (5.2.60)$$

3) Установить рассчитанную температуру газа после АВО на n-ой КС путём включение (выключения) в работу дополнительных секций и вентиляторов АВО, учитывая объёмную производительность КС по газу, техническое состояние оборудования и температуру окружающего воздуха.

Диспетчерский персонал должен обеспечить оптимизацию режима работы АВО на всех КС, исходя из условия минимальных затрат на охлаждение и компримирование газа на всём рассматриваемом участке работы газопровода или всей ГТС. Снижение температуры газа на входе в последующую КС приводит к снижению затрат на компримирование газа на этой станции, одновременно увеличивает энергозатраты на предыдущей станции, связанные с затратой энергии на привод вентиляторов АВО газа. При выборе оптимального режима работы ГТС с использованием АВО газа необходимо учитывать соотношение мощностей, затраченных на привод вентиляторов АВО на предыдущей КС и величину снижения мощности на привод ЦБН на последующей КС, полученной за счёт снижения температуры на входе. При этом основное влияние на выбор оптимального режима ГТС будут оказывать цены на энергоносители (электроэнергия для ЭПА и двигателей вентиляторов АВО, топливный газ для ГТУ). Оптимальным вариантом будет такой тепловой режим работы ГТС, при котором сумма топливно-энергетических затрат в денежном выражении на привод вентиляторов АВО на предыдущей КС ($C_{АВО}$) и на привод ЦБН на последующей КС ($C_{ГПА}$) будут минимальны $C_{сум.} = \sum C_{АВО} + \sum C_{ГПА} = min.$

Расчёт потребности в газе на собственные технологические нужды

Собственные технологические нужды (СТН) транспорта газа – это необходимый расход природного газа на основные и вспомогательные технологические процессы транспорта газа, обусловленные режимом эксплуатации газопроводов и техническими характеристиками оборудования.

Основными направлениями расхода газа на собственные технологические нужды являются:

- технологические топливные нужды;
- прочие технологические нужды;
- технологические потери газа.

Технологические топливные нужды (топливный газ) – природный газ, расходуемый в качестве топлива ГПА на компримирование.

Прочие технологические нужды – природный газ, необходимый для проведения прочих технологических операций по поддержанию требуемого режима эксплуатации газопроводов.

Технологические потери газа – неизбежные потери природного газа, связанные с принятой схемой и технологией транспортировки газа и обусловленные степенью совершенства технологии и качеством оборудования.

Основные направления расхода природного газа на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа представляют собой следующую структуру:

- технологические топливные нужды:
  - топливный газ ГПА на компримирование;
- прочие технологические нужды:
  - технологические нужды КЦ:
    - газа на пуски, остановки и изменение режимов ГПА:
      - на работу турбодетандера;
      - продувку контура нагнетателя;
      - стравливание газа из контура нагнетателя;
      - импульсный газ:
        - на управление;
        - силовой привод запорной арматуры;
        - устройств КИП и А;
    - технологические расходы на эксплуатацию и техобслуживание аппаратов и коммуникаций КЦ:
      - газ, стравливаемый через свечи газоотделителей системы уплотнения ЦБН;
      - газ, расходуемый на продувку пылеуловителей, конденсатосборников, сепараторов, фильтров;
      - газ, стравливаемый из коммуникаций при плановой остановке.
  - технологические нужды линейной части МГ:
    - на продувку дрипов, конденсатосборников через дренажные линии;
    - очистку загрязненных участков МГ поршнями;
    - проведение внутритрубной технической диагностики действующих газопроводов;
    - эксплуатацию силовых пневмоприводов кранов;
    - ликвидацию аварий и гидратных пробок;
    - при ремонте и реконструкции труб на участке МГ;
    - на врезки отводов и перемычек в трубы со стравливанием газа;
    - на заправку метанольниц;
    - расход природного газа на коммуникациях ГРС:
      - продувка сепараторов и пылеуловителей;
      - заправка одоризационных и метанольных установок;
      - ревизия и замена диафрагм на пункте замера расхода природного газа;
      - обогрев природного газа перед регуляторами давления;
    - на эксплуатацию пневморегуляторов и пневмоустройств, КИП, систем автоматики и телемеханики;
    - газ, расходуемый установками по подогреву природного газа на КС и ГРС;

        - газ, расходуемый котельными (КС, ГРС, радиорелейных пунктов);
    - топливо для электростанций собственных нужд (аварийных электростанций) для выработки электрической энергии;
    - топливо для СОГ для технологии охлаждения газа;
    - технологические потери природного газа:
        - технологические потери природного газа КЦ:
            - потери газа из технологических коммуникаций;
            - из свечей узла подключения;
            - установок очистки и охлаждения природного газа;
            - контуров нагнетателей;
            - систем пускового и импульсного газа;
        - потери по фланцевым и штуцерным соединениям, уплотнениям штоков, через предохранительные клапаны и другие утечки по объектам и системам КЦ.
    - технологические потери газа на линейной части МГ:
        - из свечей;
        - из запорной арматуры;
        - через сквозные повреждения труб;
        - на ГРС, ГИС.

Расчёт потребности в газе на собственные технологические нужды производится:

- при долгосрочном планировании;
- краткосрочном планировании;
- фактических расчётах;
- планировании программ энергоэффективности;
- расчёте экономии.

Планирование годовой потребности в газе на собственные технологические нужды производится на уровне газотранспортных организаций в соответствии с СТО Газпром 3.3-2-024-2011 «Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа» [77].

Сначала проводится ориентировочный (прикидочный) расчёт потребности в газе СТН, на основе прогноза загрузки ГТС и данных работы общества за прошедший год:

- по товаротранспортной работе;
- загрузке ГПА на КС;
- нормативным статьям расхода СТН.

Определение планируемой загрузки ГПА проводится с использованием ПВК моделирования и оптимизации режимов работы ГТС по критерию минимума энергетических затрат. Исходными данными являются граничные потоки на входе и выходе ГТС на основе прогноза изменения товаротранспортной работы. В результате расчёта планируемого режима транспорта газа должны быть получены следующие данные:

- число включаемых в работу ГПА;
- величины давлений и температур транспортируемого газа на входе и выходе нагнетателей КЦ, в начале и в конце линейных участков МГ;

- величины объёмов газа, транспортируемых КЦ;
- величины объёмов газа, распределяемых потребителям через ГРС.

На основе полученной информации в ГТО рассчитывают величины нормативных показателей:

- нормативный расход газа на СТН;
- нормативные технологические потери газа.

Ориентировочный расчёт может проводиться и путём пропорционального изменения загрузки ГПА на КС на величину изменения товаротранспортной работы (прогнозируемой к прошлогодней). Остальные статьи рассчитываются с учётом изменившейся загрузки ГПА.

После получения утверждённых данных по планируемой товаротранспортной работе и планов ППР на предстоящий год производится уточняющий расчёт потребности в СТН.

Ежеквартально, с разбивкой по месяцам, производится расчёт корректировки потребности в газе на СТН с учётом изменившихся данных и корректировки товаротранспортной работы.

Для составления ежемесячных отчётов о фактически потреблённом газе на СТН производится их ежемесячный расчёт на основании фактических данных в соответствии требованиями СТО Газпром 3.3-2-024-2011 «Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа» [77].

Для организации контроля расходования топливного газа, как основной составляющей СТН, можно использовать данные суточных расчётов фактических режимов работы (идентификация) ГТС, проводимых при помощи ПВК моделирования и оптимизации режимов работы ГТС.

Для составления оперативных суточных балансов газа расход СТН берётся по фактическим замерам топливного и пускового газа и из расчёта в соответствии с СТО Газпром 3.3-2-024-2011 «Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа» [77] по фактическим данным. Расчёты производят, как правило, в диспетчерских службах третьего уровня управления.

Расчёт планируемой и фактической экономии газа на СТН, получаемой при выполнении различных мероприятий энергосбережения топливно-энергетических ресурсов, выполняется в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-1.20-601-2011 «Методика расчёта эффекта энергосбережения топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа» [89].

Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа регламентированная СТО Газпром 3.3-2-024-2011 [77], в основном относится к агрегированным объектам транспорта газа, таким как КЦ, КС, ЛПУ МГ, ГТС ГТО.

Для расчёта топливного газа ГТУ методика регламентирует использование индивидуальных норм расхода топливного газа на 1 кВт · ч политропной работы сжатия.

Нормативный расход топливного газа рассчитывают по формуле

$$q_{\text{тг}} = 10^{-3} \cdot H_{\text{тг}} \cdot L_{\text{пол}} \cdot \frac{Q_{\text{н}_{\text{ут}}}}{Q_{\text{н}_{\text{р}}}} \quad (5.2.61)$$

где $H_{\text{тг}}$ – норма расхода условного топлива на компримирование, *кг у.т./(кВт·ч);*
$L_{\text{пол}}$ – политропная работа сжатия за планируемый период, *[кВт·ч]*;
$Q_{\text{н}_{\text{ут}}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива, *[ккал/ кг у.т.]*, принимают равной 7000.
$Q_{\text{н}_{\text{р}}}$ – низшая теплота сгорания газа, *[ккал/м3]*.

Политропную работу сжатия рассчитывают по формуле

$$L_{\text{пол}} = 320{,}25 \cdot Z_{\text{вх}} \cdot T_{\text{вх}} \cdot Q \cdot (\varepsilon^{0{,}3} - 1) \quad (5.2.62)$$

где $Z_{\text{вх}}$ – коэффициент сжимаемости газа на входе;
$T_{\text{вх}}$ – температура на входе, *К*;
Q – объем газа, перекачиваемый за планируемый период времени, *млн м³*;
ε – степень сжатия ЦБН или КЦ.

Норму расхода условного топлива на компримирование газа $H_{\text{тг}}$, рассчитывают по формуле

$$H_{\text{тг}} = H_{\text{тг}_{\text{инд}}} \cdot K_{\text{к}} \quad (5.2.63)$$

где $H_{\text{тг}_{\text{инд}}}$ – индивидуальная норма расхода условного топлива, *кг у.т./(кВт·ч)*, в соответствии с справочными данными (приложение 36).
$K_{\text{к}}$ – коэффициент коррекции, учитывающий условия работы КЦ в планируемом периоде.

Коэффициент коррекции $K_{\text{к}}$ вычисляют по формуле

$$K_k = K_a \cdot K_{\text{ут}} \cdot K_{\text{н}} \quad (5.2.64)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий влияние атмосферных условий вычисляется по формуле

$$K_a = 1{,}02 + 0{,}0025 \cdot (t_a + 5) \quad (5.2.65)$$

$K_{\text{ут}}$ – коэффициент, учитывающий влияние эксплуатации утилизаторов тепла вычисляется по формуле

$$K_{\text{ут}} = 1 + 0{,}025 \cdot \frac{n_{\text{ут}_{\text{раб}}}}{n_{\text{ут}_{\text{общ}}}} \quad (5.2.66)$$

$K_{\text{н}}$ – коэффициент, учитывающий влияние модификаций СПЧ ЦБН вычисляется по формуле

$$K_{\text{н}} = \frac{\eta_{\text{цбн}_0}}{\eta_{\text{цбн}_{\text{спч}}}} \quad (5.2.67)$$

где $n_{\text{ут}_{\text{раб}}}$ – количество работающих агрегатов с утилизаторами;
$n_{\text{ут}_{\text{общ}}}$ – общее число работающих в КЦ ГПА;
$\eta_{\text{цбн}_0}$ – номинальный политропный КПД ЦБН в соответствии с справочными данными (приложение 33);
$\eta_{\text{цбн}_{\text{спч}}}$ - номинальный политропный КПД СПЧ ЦБН в соответствии с паспортными данными;
t_a – средняя температура атмосферного воздуха за планируемый период, ^{0}C), в соответствии со справочными данными (приложение 34).

Коэффициент сжимаемости газа рассчитывают по рекомендациям раздела 4.1.

Значения $P_{вх}$, $P_{вых}$, $T_{вх}$, Q принимают по результатам моделирования планового режима работы ГТС.

Нормативный расход топливного газа рассчитывают через норму расхода условного топлива (приложение 36). Условное топливо это единица учёта органического топлива, применяемая для сопоставления эффективности различных видов топлива и суммарного их учёта. В качестве единицы условного топлива (у.т.) принимается 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 *ккал/кг, или* 29309 *кдж/кг*. Соотношение между условным топливом и натуральным выражается формулой

$$B_{у} = \frac{Q_{н}}{7000} = Э \cdot B_{н} \qquad (5.2.68)$$

$$\text{или } B_{у} = \frac{Q_{н}}{29300} = Э \cdot B_{н} \qquad (5.2.69)$$

где $B_{у}$ – масса эквивалентного количества условного топлива, *кг*;

$B_{н}$ – масса натурального топлива, *кг* или *м³;*

$Q_{н}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива, *ккал/кг* или *ккал/м³,* или *кДж/кг,* или *кДж/м³*;

Э – калорийный эквивалент.

Для природного газа $Э = 1{,}273$, для нефти $Э = 1{,}4$.

При выполнении расчётов по моделированию режимов работы и балансированию потоков в ГТС можно воспользоваться расчётом топливного газа ГТУ в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Номы технологического проектирования магистральных газопроводов» [84].

$$q_{тг} = q_{тг_{ном}} \cdot \left(0{,}75 \cdot \frac{N_{н}}{N_{ном}} + 0{,}25 \cdot K_{p_a} \cdot \sqrt{\frac{T_a}{288}}\right) \cdot K_{тг} \cdot K_{n_{от}} \qquad (5.2.70)$$

где $q_{тг_{ном}}$ – номинальный расход топливного газа ГТУ;

$K_{тг}$ – коэффициент технического состояния ГТУ по топливу;

$N_{н}$ – мощность, потребляемая ЦБН, *МВт;*

T_{a} –расчётная температура атмосферного воздуха, *К;*

K_{p_a} –коэффициент, учитывающий влияния высоты над уровнем моря;

$K_{n_{от}}$ – коэффициент влияния относительной скорости силовой турбины ГТУ;

$N_{ном}$ – номинальная мощность ГТУ.

Номинальный расход топливного газа ГТУ вычисляем по формуле

$$q_{тг_{ном}} = \frac{3{,}6 \cdot 10^3 \cdot N_{ном}}{\eta_{ном} \cdot Q_{тс}} \qquad (5.2.72)$$

где $Q_{тс}$ – теплота сгорания топлива, *кДж/м³,* определяется по паспортным данным;

$\eta_{ном}$ – номинальный КПД ГТУ, определяется по паспортным данным.

Мощность, потребляемую ЦБН, рассчитывают в соответствии с рекомендациями раздела 5.2.

В качестве расчётной температуры атмосферного воздуха принимают среднюю температуру за расчётный период времени.

Учет высоты расположения ГТУ над уровнем моря производят по справочным данным (таблицу 5.2.5).

Коэффициент технического состояния по топливу $K_{тг}$ принимают в зависимости от типа ГТУ по справочным данным. При отсутствии справочных данных $K_{тг}$ принимают равным 1,05. При необходимости можно $K_{тг}$ рассчитывать по специальным методикам.

Располагаемую мощность ГТУ рассчитывают по формуле (5.2.27).

Расчёт технологических потерь газа

Технологические потери газа при его транспортировке вызваны следующими основными причинами:

- ухудшением технического состояния магистральных газопроводов и технологического оборудования объектов ГТС вследствие продолжительного срока их эксплуатации;
- сезонными и суточными изменениями физико-химических свойств транспортируемого газа и окружающей среды;
- нестабильностью компонентного состава измеряемого газа;
- ухудшением показателей качества газа, определяемых в соответствии с СТО Газпром;
- погрешностями расчетного способа определения расхода газа на выполнение технологических операций на КЦ, КС, линейной части МГ, ГРС и ГИС;
- погрешностями расчетов изменения объема газа в газопроводе за расчетный (плановый) период;
- неучтенной неопределенностью измерения расхода объема и количества газа на измерительных узлах ГИС, ГРС;
- отсутствием измерительных технологических узлов учета газа на входе и выходе ГТС некоторых ГТО;
- не устраненными утечками газа через фланцевые соединения, ЗРА, свечи на технологических объектах ГТС в связи с невозможностью прекращения процесса транспортировки газа.

Норму технологических потерь газа в газотранспортных системах рассчитывают по методике определения и нормирования расхода газа на технологические потери при эксплуатации магистральных газопроводов (утверждена Министерством газовой промышленности СССР 22 июля 1983 г.).

Нормируемые величины технологических потерь зависят от:

- количества узлов измерений расхода газа на ГРС;
- сложности климатических условий эксплуатации ГТС;
- длительности сроков эксплуатации газопроводов ГТС;
- сложности структуры ГТС;
- величины товаротранспортной работа ГТС;
- длины магистральных газопроводов ГТС в однониточном исчислении;
- объема транспортируемого по ГТС газа;
- среднегодового объёма газа в газопроводах («запаса газа»);
- суммарной установленной мощности ГПА на КС ГТС.

5.2.2.3. Управленческие расчёты

Расчеты, на основании которых принимается решения о выработке диспетчерских решений, называются управленческими. К таким решениям можно отнести:

- расчёт потоков газа;
- расчёт диспетчерских заданий.

Расчёт потоков газа

Расчёт потоков газа проводится на двух верхних уровнях диспетчерского управления. Расчёт потоков газа производится при решении различных диспетчерских задач:

- долгосрочном планировании распределения потоков по ГТС между газотранспортными обществами;
- определении фактических потоков (идентификации) по ГТС;
- расчёте потоков на участках ГТС на основе плана транспорта газа;
- расчёте длины транспортировки газа от зон (точек) входа в ГТС до зон (точек) выхода из неё;
- расчёте товаротранспортной работы по ГТС, в том числе и независимых поставщиков газа;
- расчёте потоков газа по участкам ГТС при проведении ППР с отключением газотранспортных мощностей.

Условия, требования, методы и способы расчёта потоков газа по ГТС подробно рассмотрен в разделе 5.4

Расчёт диспетчерских заданий

Диспетчерские задания являются основой системы диспетчерского управления газотранспортными системами ЕСГ. Диспетчерские задания формируются в соответствии требований Р Газпром 8-014-2016 «Диспетчерские задания» [102]. При подготовке диспетчерских заданий необходимо произвести целый ряд расчётов. Диспетчерское задание является итоговым документом, основанном на результатах этих расчётов. Диспетчерское задание передаётся с вышестоящего уровня управления на нижестоящий. Диспетчерские задания каждого уровня имеют свои особенности. Целью диспетчерских заданий является создание необходимых режимов работы объектов добычи, переработки, транспортировки и подземного хранения газа, при которых будет обеспечено надежное и безопасное газоснабжение потребителей.

В процессе подготовки диспетчерское задание проходит несколько этапов. Сначала подготавливается проект диспетчерского задания, который затем согласовывается с диспетчерской организацией низшего уровня управления. После согласования диспетчерское задания становится обязательным для выполнения. В процессе работы газотранспортной системы и возникновения различных внешних и внутренних воздействий на нее диспетчерское задание может потребовать корректировки.

Диспетчерское задание ЦПДД - ПДС ГТО

Задачей диспетчерского задания первого уровня управления является формирование параметров газового потока на границах балансовых зон объектов диспетчерского управления, необходимых для выполнения установленных (заданных) показателей.

Диспетчерское задание от ЦПДД к ПДС ГТО подготавливается на основе оперативных суточных, плановых, прогнозных и расчетных данных:

- оперативных балансов ГТО;

- данных по отбору/закачки газа в ПХГ;
- данных по запасу газа в ГТС ГТО и его изменению;
- данных по добыче газа на месторождениях;
- замеров объёмов газа на ГИС;
- данных по поставкам газа потребителям регионов Российской Федерации;
- данные по расходам газа на ГРС;
- данные поставок газа на экспорт;
- экспортные заявки стран потребителей;
- данные импортной поставки газа;
- плана транспорта газа;
- планов проведения ППР с отключением газотранспортных мощностей;
- режимных параметров объектов и оборудования ГТС;
- оперативных указаний руководителей;
- прогноза температуры окружающего воздуха.

Диспетчерский персонал ЦПДД выполняет расчёты:

- баланса газа по ЕСГ для определения данных основных статей поставок (ресурсов) и распределения.
- изменения запасов и потоков газа по участкам ГТС ЕСГ с учётом полученных оперативных данных, прогнозов температуры воздуха, экспортных заявок, плановых заданий и указаний руководителей.
- оптимизации потоков газа по ГТС ЕСГ;
- объёмов закачки/отбора газа по каждому ПХГ для поддержания расчётных потоков газа по ГТС;
- объёмов поставок газа в регионы Российской Федерации и отдельным крупным федеральным потребителям;

Диспетчерский персонал ЦПДД подготавливает диспетчерское задание для ПДС ГТО. Диспетчерское задание ЦПДД определяет:

- потоки газа (объёмы) на границах ГТО по каждой ГТС;
- потоки газа по межсистемным перемычкам;
- объёмы отбора/закачки газа в ПХГ;
- величину изменения запаса газа в ГТС ГТО;
- потоки газа на экспортных граничных ГИС;
- объёмы поставок газа в регионы Российской Федерации и отдельным крупным федеральным потребителям.

Диспетчерские задания передаются в ПДС ГТО. ЦПДД оперативно контролирует выполнение диспетчерских заданий.

Диспетчерское задание ПДС ГТО – ДС ЛПУ МГ (КС)

Задачей диспетчерского задания второго уровня управления является формирование режимных параметров работы газодобывающего, газотранспортного оборудования, оборудования объектов подземного хранения газа, при которых возможно обеспечить выполнение показателей, установленных (заданных) диспетчерским заданием первого уровня.

Диспетчерское задание от ПДС ГТО к ДС ЛПУ МГ (КС) подготавливается на основе оперативных суточных, плановых, прогнозных и расчетных данных:

- оперативного баланса ГТО;
- данных по отбору/закачки газа в ПХГ, подключённых к ГТС ГТО;

- данных по запасу газа в ГТС ГТО и его изменению;
- замеров объёмов газа на ГИС;
- данных по поставкам газа потребителям регионов Российской Федерации, подключённым к ГТС ГТО;
- данные по расходам газа на ГРС, подключённым к ГТС ГТО;
- данные импортной поставки, если газ передаётся в ГТС ГТО;
- плана транспорта газа ГТО;
- планов проведения ППР с отключением газотранспортных мощностей ГТС ГТО;
- режимных параметров объектов и оборудования ГТС;
- параметров идентификации фактических режимов, полученных при помощи ПВК, в том числе граничных участков ГТС соседних ГТО;
- оперативных указаний руководителей;
- прогноза температуры окружающего воздуха;
- условий диспетчерских заданий ЦПДД.

Диспетчерский персонал ПДС ГТО выполняет расчёты:

- баланса газа по ГТС ГТО для определения данных основных статей поставок (ресурсов) и распределения;
- изменения запасов и потоков газа по участкам ГТС ГТО с учётом диспетчерского задания, а также полученных оперативных данных, прогнозов температуры воздуха, плановых заданий и указаний руководителей;
- гидравлический расчёт ГТС, при помощи ПВК, моделируя режимы работы объектов и оборудования при новых полученных граничных условиях;
- оптимизации режимов работы ГТС ЕСГ по одному из критериев;
- объёмов поставок газа по ГРС.

Диспетчерский персонал ПДС ГТО подготавливает диспетчерское задание для ДС ЛПУ МГ. Диспетчерское задание ПДС ГТО определяет:

- объёмы транспорта газа через каждую КС по каждой ГТС;
- параметры (давление, температуру) на входе и выходе КС;
- потоки газа по межсистемным перемычкам;
- объёмы отбора/закачки газа в ПХГ, подключённых к участкам ГТС ЛПУ МГ;
- величину изменения запаса газа в участке ГТС ЛПУ МГ;
- объёмы поставок газа по каждой ГРС ЛПУ МГ.

Диспетчерские задания передаются в ДС ЛПУ МГ. ПДС ГТО оперативно контролирует выполнение диспетчерских заданий.

ДС ЛПУ МГ рассчитывают загрузку ГПА КС и КЦ.

5.2.2.3. Балансовые и учётные расчёты

В процессе диспетчерского управления персонал обязан обеспечить контроль выполнения планов, заданий руководителей и диспетчерских заданий вышестоящего уровня управления. Контроль осуществляется через технологические режимные параметры работы объектов и оборудования ГТС и расчёты отчётных и учётных данных, характеризующих работу ГТС. К таким расчётам относятся:

- расчёты товаротранспортной работы;
- расчёт балансов газа.

Расчёт товаротранспортной работы по газотранспортным сетям

Товаротранспортная работа — это показатель, характеризующий собой условную работу по перемещению единицы объёма транспортируемого газа на единицу длины участка газопровода (газопроводов). Расчёт товаротранспортной работы производят диспетчерские службы второго уровня управления (ПДС ГТО). Подробно вопросы расчёта товаротранспортной работы рассмотрены в разделе 5.4.

Расчёт балансов газа

Баланс газа по объекту диспетчерского управления — это соотношение, определяющее равенство поступлений и отборов газа по объекту диспетчерского управления с учётом изменения его запаса, затрат на собственные технологические нужды и потери.

Балансы газа должны формироваться на двух верхних уровнях диспетчерского управления для объектов транспортировки и на трёх уровнях для объектов добычи и подземного хранения газа.

Баланс газа может быть сформирован для любой балансовой зоны:

- газопровода;
- газотранспортной системы;
- части газотранспортной системы;
- системы газоснабжения;
- части системы газоснабжения;
- газодобывающего предприятия;
- газотранспортного предприятия;
- предприятия подземного хранения газа;
- страны и др.

Различают балансы газа по временному периоду:

- перспективные балансы газа;
- долгосрочные балансы газа;
- годовые балансы газа;
- оперативные балансы газа:
  - месячные;
  - суточные;
  - сеансовые.

Перспективные балансы газа разрабатываются на срок от 3 до 10 и более лет на основе программ развития, перспективных потоков газа и других перспективных программ и прогнозных исследований развития рынка газа в России и за рубежом. Как правило, разрабатываются несколько вариантов перспективных балансов газа (оптимистические, пессимистические и др.) в зависимости от развития конъюнктуры газового бизнеса в России, Европе и мире.

К долгосрочным балансам можно отнести 3-х летние балансы газа. Эти балансы учитывают фактическое состояние ЕСГ, вектор её развития и планы капитального строительства объектов добычи, транспорта и хранения газа. На основе 3-х летних балансов корректируются разработанные перспективные балансы.

Годовые балансы газа формируются на основе 3-х летних балансов, отчётных данных и фактических изменений по объектам ЕСГ за предыдущий период. Годовые балансы являются основой для разработки годовых планов добычи и транспорта газа. Годовые, так же как и 3-х летние, балансы газа утверждаются руководством газовой компании.

Оперативные суточные балансы газа составляются ПДС ГТО ежесуточно на основе фактических данных. На основе этих балансов ЦПДД формирует оперативные балансы газа по ЕСГ и России. Формирование оперативных балансов газа должно проводиться на основе требований СТО Газпром 8-015-2017 [101].

Ежемесячно ПДС ГТО составляется баланс газа, который является отчётным документом.

Существуют сравнительные балансы газа, которые, как правило, сравнивают балансы различных временных периодов по одному и тому же объекту диспетчерского управления.

Расчёт балансов газа на верхнем уровне управления (ЦПДД) производится в соответствии с требованиями Регламента по формированию балансов газа по России и ЕСГ России. В этом документе определены требования к формированию следующих видов балансов:

- баланс газа независимых поставщиков газа;
- баланс по газу, реализованному на электронной торговой площадке (ЭТП) ООО «Газпром межрегионгаз»;
- баланс газа по России;
- баланс газа по ЕСГ России.

Структура баланса газа представляет собой совокупность разделов и статей, его составляющих.

Структура любого баланса газа независимо от его типа и вида состоит из двух основных разделов:

- ресурсы газа;
- распределение газа.

Название разделов может меняться в зависимости от конкретных балансовых областей. Например, вместо «Ресурс газа» могут применяться названия – поступление, закачка, вход и др., а вместо «Распределение газа» - отбор, поставка, выход и др. В баланс газа могут вводиться дополнительные разделы, которые в каждой конкретной ситуации могут относиться либо к разделу «Ресурс газа» либо к разделу «Распределение газа», либо быть справочными и не входить в конкретный раздел.

Каждый раздел баланса состоит из статей, его составляющих. Каждая статья расшифровывается по пунктам.

Диспетчерский персонал в зависимости от решаемых задач может оперировать балансами различной степени детализации. В состав разделов включаются необходимые статьи баланса в зависимости от его типа и вида.

Изменение запаса газа в балансовом объекте по сравнению с предыдущим периодом при его положительной величине (увеличение запаса) должно включаться в раздел «Распределение газа», при отрицательной величине (уменьшение запаса) – в раздел «Ресурс газа».

Степень детализации зависит от решаемых задач и требований вышестоящего уровня диспетчерского управления.

Примеры балансов газа представлены в таблицах 5.2.7, 5.2.8, 5.2.9.

Таблица 5.2.7

Подробный физический баланс газа по ЕСГ России

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц *млн м³*	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
	Ресурсы (поступление)					
1	Добыча					
1.1	ООО «Газпром добыча Ямбург»					
1.2	ООО «Газпром добыча Уренгой»					
1.3	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»					
1.4	и т.д. по всем газодобывающим, в том числе зависимым обществам ПАО «Газпром».					
2.	Импорт					
2.1	ГИС «Акколь»					
2.2	ГИС «Ал-Гай»					
2.3	ГИС «Домбаровка»					
2.4	и т. д. по всем направлениям импорта газа.					
3	Отбор из ПХГ					
3.1	Касимов					
3.2	Щелково					
3.3	Калуга					
3.4	и т. д. по всем ПХГ России и Латвии.					
4	Изменение запаса газа (из ГТС)					
4.1	ООО «Газпром трансгаз Югорск»					
4.2	ООО «Газпром трансгаз Ухта»					
4.3	ООО «Газпром трансгаз Сургут»					
4.4	и т.д. по всем ГТО ПАО «Газпром»					
	Распределение					
1	Закачка в ПХГ					
1.1	Хадум					
1.2	Пунга					
1.3	Увяз					
1.4	и т.д. по всем ПХГ России и Латвии.					
2	СТН ГТС ГТО ПАО "Газпром"					
2.1	ООО «Газпром трансгаз Н. Новгород»					
2.2	ООО «Газпром трансгаз Москва»					
2.3	ООО «Газпром трансгаз Саратов»					
2.4	и т.д. по всем ГТО ПАО «Газпром»					
3	ПЭНы, закачка в пласт					
3.1	ООО «Газпром трансгаз Югорск»					
3.2	ООО «Газпром трансгаз Ухта»					
3.3	ООО «Газпром трансгаз Сургут»					
3.4	и т.д. по всем ГТО ПАО «Газпром»					
4	Потребители Российской Федерации					
4.1	ООО «Газпром трансгаз Югорск»					
4.2	ООО «Газпром трансгаз Ухта»					
4.3	ООО «Газпром трансгаз Сургут»					
4.4	и т.д. по всем ГТО ПАО «Газпром»					
5	СТН при добыче и переработке газа					
5.1	ООО «Газпром добыча Ямбург»					
5.2	ООО «Газпром добыча Уренгой»					
5.3	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»					
5.4	и т.д. по всем ГДО и зависимым обществам ПАО «Газпром».					
6	Экспорт					
6.1	ГИС «Суджа»					
6.2	ГИС «Писаревка»					
6.3	ГИС «Сохрановка»					
6.5	и т.д. по всем экспортным граничным ГИС.					
7	Изменение запаса газа (в ГТС)					
7.1	ООО «Газпром трансгаз Югорск»					
7.2	ООО «Газпром трансгаз Ухта»					

Окончание табл. 5.2.7

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц *млн м³*	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
7.3	ООО «Газпром трансгаз Сургут»					
7.4	и т.д. по всем ГТО ПАО «Газпром»					

Таблица 5.2.8

Укрупненный коммерческий баланс газа по ЕСГ России

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц *млн м³*	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
Ресурсы (поступление)						
1	Добыча					
1.1	Группа Газпром					
1.2	Зависимые общества					
1.3	Независимые производители газа					
1.4	Нефтяные компании					
2.	Другие ресурсные источники					
2.1	Газ деэтанизации и стабилизации					
2.2	Импорт					
2.2.1	Среднеазиатский газ:					
2.2.1.1	- туркменский газ					
2.2.1.2	- узбекский газ					
2.2.1.3	- казахстанский газ					
2.3	и т.д. другие источники поступления газа в ЕСГ					
3	Отбор из ПХГ					
3.1	России:					
3.1.1	- группа Газпром					
3.1.2	- зависимые общества					
3.1.3	- независимые производители газа					
3.1.4	- нефтяные компании					
3.2	Латвии					
3.2.1	- группа Газпром					
3.2.2	- другие компании					
4	Изменение запаса газа (из ГТС)					
4.1	Группа Газпром					
4.2	Другие компании					
Распределение						
1	Закачка в ПХГ					
1.1	России					
1.2	Украины					
1.3	Латвии					
1.4	Западной Европы					
2	СТН ГТС ОАО «Газпром»					
3	ПЭНы, закачка в пласт					
4	СТН при добыче и переработке газа					
5	Потребители России					
5.1	Группа Газпром					
5.2	Независимые поставщики газа					
5.3	Через ЭТП ООО "Газпром межрегион газ"					
6.	Экспорт					
6.1	В страны дальнего зарубежья					
6.1.1	газ ПАО "Газпром":					
6.1.1.1	Словакии					
6.1.1.2	Чехии					
6.1.1.3	Германии					
6.1.1.4	и т. д. странам дальнего зарубежья					

Окончание табл. 5.2.8

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц *млн м³*	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
6.1.2	газ среднеазиатский:					
6.1.2.1	- туркменский газ					
6.1.2.2	- узбекский газ					
6.1.2.3	- казахстанский газ					
6.2	В страны ближнего зарубежья:					
6.2.1	Эстонии					
6.2.2	Латвии					
6.2.3	Литве					
6.2.4	и т. д. странам ближнего зарубежья					
7	Изменение запаса газа (в ГТС)					
7.1	Группа Газпром					
7.2	Другие компании					

Таблица 5.2.9

Оперативный баланс газа по ГТС газотранспортного общества

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц *млн м³*	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
Ресурсы (поступление)						
1	Из ГТС					
1.1	ООО «Газпром трансгаз Чайковский»					
1.1.1	ГТС «Тульский коридор»					
1.2	ООО «Газпром трансгаз Казань»					
1.2.1	ГТС «Н. Тура-Пермь-Горький-Центр»					
1.2.2	ГТС «Ужгородский коридор»					
1.3	и т. д. по всем ГТО ОАО «Газпром», подающим газ в ГТС данного ГТО.					
2	Импорт					
2.1	ГИС Домбаровка					
2.2	и т. д. по всем направлениям импорта газа через данное ГТО.					
3	Отбор из ПХГ					
3.1	Карашурское					
3.4	и т. д. по всем ПХГ, подающим газ в ГТС данного ГТО.					
4	Изменение запаса газа (из ГТС)					
4.1	ГТС «Тульский коридор»					
4.2	ГТС «Н. Тура-Пермь-Горький-Центр»					
4.3	ГТС «Ужгородский коридор»					
4.4	и т. д. по всем ГТС данного ГТО.					
Распределение						
1	В ГТС					
1.1	ООО «Газпром трансгаз Москва»:					
1.1.1	- ГТС «Тульский коридор»					
1.1.2	- ГТС «Ужгородский коридор»					
1.2	ООО «Газпром трансгаз Ухта»:					
1.2.1	- ГТС «Починки – Ярославль»					
1.2.2	- ГТС «Починки – Грязовец»					
	и т. д. по всем ГТО, которым поступает газ из ГТС данного ГТО.					
2	Закачка в ПХГ					
2.1	Касимов					
2.2	и т. д. по всем ПХГ, подключённым к ГТС данного ГТО					
3	СТН ГТС ГТО					

Окончание табл. 5.2.9

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц *млн м³*	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
4	ПЭНы					
5	Потребители из ГТС ГТО					
5.1	Новгородская область					
5.2	Пензенская область					
5.3	Ивановская область					
5.4	и т. д. по всем регионам, потребляющим газ из ГТС данного ГТО.					
6	Экспорт					
6.1	ГИС «Суджа»					
6.2	и т.д. по всем экспортным граничным ГИС данного ГТО.					
7	Изменение запаса газа (из ГТС)					
7.1	ГТС «Тульский коридор»					
7.2	ГТС «Н. Тура-Пермь-Горький-Центр»					
7.3	ГТС «Ужгородский коридор»					
7.4	и т. д. по всем ГТС данного ГТО.					

Расчёты, связанные с отпуском газа потребителям

Диспетчерские службы газотранспортных предприятий (обществ) напрямую не участвуют во взаимодействиях с потребителями газа. Задачей газотранспортного общества является обеспечить транспортировку газа в заданных объёмах от газотранспортных и газораспределительных систем высокого давления по газопроводам - отводам до мест его передачи газораспределительным организациям. Такими местами, как правило, являются газораспределительные станции (ГРС).

Задачей диспетчерских служб является расчёт общего количества газа, переданного газораспределительным организациям:

- по регионам Российской Федерации;
- по областям промышленности;
- по крупным потребителям;
- по каждой ГРС;
- по времени в течение года;
- оперативно в реальном времени.

Необходимо рассчитывать возможный объём поставки газа через ГРС с учётом ТВПС газопроводов-отводов и технических ограничений самой ГРС. Такие расчёты, особенно на сложных разветвлённых системах газопроводов-отводов, необходимо производить с помощью ПВК.

Особое внимание необходимо уделять расчётам возможных поставок газа при похолоданиях и ограничениях (раздел 3.6)

5.3. Основы гидравлического расчета газотранспортных систем……840
5.3.1. Общие положения……841
5.3.2. Гидравлический расчёт простого магистрального газопровода….841
5.3.2.1. Определение коэффициента гидравлического сопротивления газопровода……842
5.3.2.2. Определение средней температуры газа в газопроводе……844
С использованием формулы Шухова……844
С учётом влияние эффекта Джоуля–Томсона……846
5.3.2.3. Определение среднего коэффициента сжимаемости газа по длине газопровода……847
5.3.2.4. Определение относительной плотности газа по воздуху……848
5.3.3. Способы гидравлического расчёта магистрального газопровода……848
5.3.3.1. Ориентировочный расчёт……848
Первый способ ориентировочного расчёта……848
Второй способ ориентировочного расчёта……851
5.3.3.2. Упрощённый гидравлический расчёт……852
5.3.3.3. Упрощённый сравнительный расчёт……853
5.3.3.4. Точный гидравлический расчёт……854
Этап 1. Предварительный расчёт……855
Этап 2. Уточнённый расчёт……855
5.3.4. Гидравлический расчёт сложных магистральных газопроводов и газотранспортных систем……864
5.3.4.1. Гидравлический расчёт магистрального газопровода с учётом рельефа трассы……864
5.3.4.2. Гидравлический расчёт сложного магистрального газопровода…… 865
Газопровод с лупингом……865
Газопровод, состоящий из участков различной протяженности и различных диаметров……867
Параллельные газопроводы…… 868
Газопровод с отборами и подкачками газа…… 869
Система магистральных газопроводов с технологическими перемычками……870

5.3.1. Общие положения

Транспорт газа в ЕСГ осуществляется в основном через газотранспортные системы и лишь в отдельных случаях через магистральные газопроводы, работающие локально. Газотранспортная система состоит из нескольких магистральных газопроводов, работающих параллельно в едином гидравлическом режиме.

Сумма пропускных способностей магистральных газопроводов есть пропускная способность участка газотранспортной системы с этими газопроводами.

5.3.2. Гидравлический расчёт простого магистрального газопровода

Для понимания основ гидравлического расчёта газотранспортных систем рассмотрим сначала гидравлический расчет простого магистрального газопровода при стационарном режиме.

Диспетчерский персонал, особенно первого и второго уровня управления, должен понимать принципы гидравлического расчёта магистральных газопроводов и уметь проводить их упрощённые расчёты.

Под простым магистральным газопроводом в данном тексте понимаем газопровод постоянного диаметра *D,* условной длиной *l* между двумя КС без отбора газа и поставок газа на всём его протяжении, находящийся на горизонтальной поверхности.

В основе всех гидравлических расчётов лежит теоретическая формула массового расхода для установившегося (стационарный режим) изотермического (постоянной температуре) режима течения газа:

$$M = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot l} D^5} \qquad (5.3.1)$$

где $p_н^2$ – начальное давление в начале газопровода;
$p_к^2$ – конечное давление в конце газопровода;
l – длина газопровода;
D – внутренний диаметр газопровода;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
z – коэффициент сжимаемости транспортируемого газа;
R – газовая постоянная транспортируемого газа;
T – температура газа.

При эксплуатации газотранспортных систем понятие «массовый расход» практически никогда не используется. Вместо него применяют понятие «объёмный расход», приведённый к стандартным условиям (раздел 5.1).

На основании уравнения состояния объёмный (коммерческий) расход можно выразить как:

$$Q = \frac{G}{\rho_{ст}} = \frac{G \cdot R_в \cdot T_{ст}}{\Delta \cdot \rho_{ст}} \quad \textit{или} \quad Q = \frac{\pi \cdot T_{ст}}{4 \cdot \rho_{ст}} \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot l} D^5 R_в} \qquad (5.3.2)$$

где: $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях;
Δ – относительная плотность газа по воздуху;
$R_в$ – газовая постоянная воздуха.

При магистральном транспорте газа условия течения газа естественно отличаются от теоретического изотермического течения газа. Прежде всего, эти отличия

касаются изменения температуры и коэффициента сжимаемости газа по длине газопровода и технического состояния внутренней поверхности трубы.

Для рассмотрения основ гидравлического расчёта принимаем условия стационарного режима транспорта газа (см. раздел 5.5).

Основы нестационарного режима, как наиболее сложного процесса будут рассмотрены в других главах книги.

Преобразуя формулу (5.3.2) с учётом постоянных величин и учитывая принятые упрощения расчёта температуры и коэффициента сжимаемости, получим формулу, рекомендованную СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (НТП 2006 г.) [84]:

$$G = g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l}} \qquad (5.3.3)$$

где: G – объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод или в данном случае пропускная способность газопровода при стандартных условиях, *млнм³/сут*;

D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

$T_{ср}$ – средняя по длине газопровода температура газа, *К*;

$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода;

l – длина газопровода, *км*.

Необходимо отметить, что числовой коэффициент в формуле (5.3.3) будет меняться в зависимости от размерности величин (параметров), составляющих формулу.

Для практического применения формулы (5.3.3) необходимо уметь рассчитывать следующие величины:

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

$T_{ср}$ – средняя по длине газопровода температура газа;

$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода;

5.3.2.1. Определение коэффициента гидравлического сопротивления газопровода

Применение формулы (5.3.3) для расчётов газопроводов осложняется определением коэффициента гидравлического сопротивления газопровода λ.

Коэффициент гидравлического сопротивления зависит от:

- шероховатости внутренней поверхности трубы, т.е. высоты (линейных размеров) выступов внутренней поверхности трубы;
- сопротивления элементов магистрального газопровода (запорная арматура, отводы, переходы, повороты и т. д.);
- режима течения газа по газопроводу.

Шероховатость. Шероховатость трубы можно оценить, используя понятие эквивалентной шероховатости *К,* т.е. средней высоты линейных размеров выступов

на единице длины трубы. Для труб с внутренним гладкостенным покрытием *К* следует принимать равным 0,01 *мм*, для труб без внутреннего гладкостенного покрытия *К* следует принимать равным 0,03 *мм* (рекомендации НТП 2006 г.) [84].

Местное сопротивление. Опытным путём установлено, что для магистральных газопроводов дополнительное местное сопротивление обычно не превышает *2–5%* от потерь на трение. Поэтому при технических расчётах за расчётный коэффициент гидравлического сопротивления можно принять $\lambda = (1{,}02 \div 1{,}05)\lambda_{\text{тр}}$

Режим течения газа. Различают два режима течения газа в круглых трубах – ламинарный и турбулентный.

Ламинарное течение характеризуется тем, что отдельные слои скользят относительно друг друга, не смешиваясь между собой. При ламинарном течении скорость потока меняется от нулевого значения у стенки трубы до максимального на оси трубы.

Ламинарный режим течения газа возможен (больше теоретически, чем практически) при небольших скоростях, малых диаметрах и совершенно гладких трубах. Для ламинарного режима $R_e < 2 \cdot 10^3$, а $\lambda_{\text{тр}}$ вычисляют по формуле (5.1.95)

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{64}{R_e}$$

R_e – число Рейнольдса вычисляют по рекомендациям раздела 5.1.

Турбулентное течение характеризуется тем, что у стенок трубы образуются вихревые струи, которые отрываясь от стенок, постоянно меняют распределение скоростей в сечении трубы.

Режим турбулентного течения может быть:

- гладкостенный;
- смешанный (переходный);
- квадратичный.

Гладкостенный режим течения (гидравлически гладкие трубы) характерен для распределительных газопроводов малого диаметра. Для гладкостенного режима $R_e = (2 \div 4) \cdot 10^3$, а $\lambda_{\text{тр}}$ вычисляют по формуле (5.1.96)

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{158}{R_e}\right)^{0{,}2} = \frac{0{,}1844}{R_e^{0{,}2}}$$

Смешанный режим течения характерен для магистральных газопроводов, работающих при неполной загрузке. Для смешанного режима $R_e > 4 \cdot 10^3$, а $\lambda_{\text{тр}}$ вычисляют по формуле (5.1.97)

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{158}{R_e} + \frac{2K}{D}\right)^{0{,}2}$$

Эта формула, рекомендованная НТП 2006 года [84].

Магистральным газопроводам, работающим с «нормальной» загрузкой присущ, как правило, квадратичный режим течения. Для квадратичного режима течения $\lambda_{тр}$ вычисляют по формуле (5.1.98)

$$\lambda_{тр} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{2K}{D}\right)^{0{,}2}$$

Состояние внутренней поверхности газопровода изменяется в процессе эксплуатации и характеризуется коэффициентом гидравлической эффективности *E*. Коэффициент гидравлической эффективности *E* - безразмерный коэффициент, отражающий отношение фактической и теоретической пропускной способности газопровода, рассчитывается эксплуатирующей организацией. Коэффициент гидравлической эффективности *E* обычно изменяется от 0,95 до 0,92.

$$E = \frac{g_{факт.}}{g_{теор.}} = \sqrt{\frac{\lambda_{теор.}}{\lambda_{факт.}}} \qquad (5.1.4)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ вычисляют по формуле (5.1.95 и 5.1.101)

$$\lambda = \frac{\lambda_{тр}}{E^2}$$

5.3.2.2. Определение средней температуры газа в газопроводе

Средняя температура газа в магистральном газопроводе зависит от его длины, разницы давлений в начале и конце газопровода, параметров теплопередачи от газопровода к окружающей среде (температуре окружающего воздуха, вида грунтов, глубины заложения, температура грунта и т.д.) и может рассчитываться разными способами.

С использованием формулы Шухова

При перепаде давлений в начале и конце газопровода менее 1 *МПа* и его длине не более 100 км $T_{ср}$ можно рассчитывать по формуле

$$T_{ср} = T_{гр} + \frac{(T_н - T_{гр})}{al} \cdot (1 - e^{-al}) \qquad (5.3.5)$$

где

$$a = 225{,}5 \cdot \frac{k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6} \qquad (5.3.6)$$

$T_{ср}$ – средняя температура газопровода, *К*;

$T_{гр}$ – температура грунта, *К*;

$T_н$ – температура в начале газопровода, *К*;

e – основание натуральных логарифмов (e = 2,718);

l – длина газопровода, *км*;

C_p – средняя изобарная теплоёмкость, *кДж/(кг · К)*;

k_m – средний коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду *Вт/(м²К);*

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

$D_н$ – наружный диаметр газопровода, *мм;*

g – пропускная способность газопровода, *млн м³/сут.*

Примечание: Величина числового коэффициента в формуле (5.3.6) зависит от размерности величин, составляющих формулу.

Температуру грунта $T_{гр}$, можно определить, используя либо известные точные фактические данные, либо по справочным материалам, ориентируясь на географическое месторасположение газопровода. Например, температуру грунта $t_{гр}$ можно определить по справочной таблице (приложение 37).

Для расчёта поправочного коэффициента а, сначала Δ и C_p принимаются для ориентировочного расчёта с последующим уточнением.

Пропускная способность газопровода g определяется предварительным прикидочным расчётом, который будет рассмотрен далее.

Величину e^{-al} рассчитывают или определяют по данным справочной таблицы (приложение 39).

Коэффициент теплопередачи от газа к окружающей среде k_m, зависит от местных условий нахождения газопровода и может быть рассчитан или определён следующими способами:

- для газопровода, находящегося в талых грунтах, с применением формулы

$$k_m = \frac{\lambda_т \cdot 10^3}{D}\left[0{,}8 + \left(\frac{D}{h_{пр} \cdot 10^3}\right)^2\right] \quad (5.3.7)$$

где $h_{пр} = h_0 + \frac{\lambda_т}{\alpha_в}$; (5.3.8)

$h_{пр}$ – приведённое расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода, *м*;

h_0 – расстояние от поверхности земли до оси газопровода, *м,* вычисляется

$$h_0 = \frac{D}{2} + h; \quad (5.3.9)$$

h – расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода, *м*;

$\alpha_в$ – поправочный коэффициент, учитывающий значения ветра в регионе, вычисляется $\alpha_в = 5{,}3 + 3{,}6 \cdot v_в$

$v_в$ – средняя скорость ветра определяется по справочным данным;

$\lambda_т$ – коэффициент теплопроводности талого грунта, *ккал/(м²·ч·°С),* определяется по таблице (приложение 41).

  - при наличии снежного покрова приведённое расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода можно определить с помощью формулы

$$h_{пр} = h_0 + \lambda_т\left(\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}}\right) \quad (5.3.10)$$

где $\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова

$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, *ккал/(м·ч·^{0}С)*, определяется по справочным данным.

- для ориентировочных расчётов обычно принимают:
  а) сухой песок k_m=1, *ккал/(м·ч·^{0}С);*
  б) влажный песок k_m=3, *ккал/(м·ч·^{0}С);*
  в) влажная глина k_m=1,35, *ккал/(м·ч·^{0}С);*
- при отсутствии данных по грунтам можно принять k_m=1,5, *ккал/(м·ч·^{0}С);*
- возможно, принимать значение k_m по номограмме (приложение 38);

С учётом влияние эффекта Джоуля–Томсона

Для расчёта средней температуры любого газопровода при любых способах его прокладки применяют формулу, учитывающую влияние эффекта Джоуля-Томсона. Эффект Джоуля-Томсона (в понимании магистрального транспорта газа) заключается в понижении температуры газа при движении его по газопроводу с постоянным снижением давления (расширении) не только за счёт передачи тепла окружающей среде. Обычно для стандартных условий эксплуатации магистральных газопроводов такое понижение температуры может достигать 5 ^0C.

Коэффициентом Джоуля–Томсона называется предел отношения изменения температуры газа к изменению его давления в изоэнтальпийном процессе.

Определение средней температуры с учётом влияния эффекта Джоуля–Томсона можно проводить путём расчета с использованием формулы НТП 2006 года [84].

$$T_{\text{ср}} = T_0 + \frac{T_{\text{н}} - T_0}{a \cdot l}(1 - e^{-al}) - D_i \cdot \frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{2alp_{\text{ср}}} \cdot [1 + \frac{1}{al}(1 - e^{-al})] \qquad (5.3.11)$$

где T_0 – температура окружающей среды (грунт, воздух, вода), *К;*

$p_{\text{ср}}$ – среднее давление в газопроводе, *МПа*, которое может быть рассчитано по формуле (5.1.52)

$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3}(p_{\text{н}} + \frac{p_{\text{к}}^2}{p_{\text{н}} + p_{\text{к}}})$$

a – поправочный коэффициент, который рассчитывается по формуле

$$\alpha = \frac{62{,}6 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6} \qquad (5.3.12)$$

D_i – коэффициент Джоуля–Томсона, *К/МПа*;

Коэффициент Джоуля–Томпсона можно рассчитывать по одному из сеющих способов:

- по прикидочной очень упрощённой формуле

$$D_i = \frac{t_{\text{н}} - t_{\text{к}}}{p_{\text{н}} - p_{\text{к}}} \ ^0C \cdot см^2/кг \qquad (5.3.13)$$

- по формуле:

$$D_i = \frac{1}{C_p}\left(\frac{0{,}023 \cdot 10^6}{T_{\text{ср}}^2} - 0{,}035\right) ^0C \cdot см^2/кг \qquad (5.3.14)$$

Теплоёмкость газа C_p можно определить, используя рекомендации раздела 5.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия», а средняя температура газа рассчитывается, как $T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{н}} - T_{\text{к}}}{2}$.

- по формуле НТМ 2006 года [84] для природных газов с метаном более 80% в диапазоне температур 250–400 К, при давлении до 15 *МПа*.

$$D_i = H_0 + H_1 \cdot p_{\text{пр}} + H_2 \cdot p_{\text{пр}}^2 + H_3 \cdot p_{\text{пр}}^3, \ К/МПа \qquad (5.3.15)$$

где $$H_0 = 24{,}96 - 20{,}3 \cdot T_{\text{пр}} + 4{,}57T_{\text{пр}}^2 \quad (5.3.16)$$

$$H_1 = 5{,}66 - \frac{19{,}92}{T_{\text{пр}}} + \frac{16{,}89}{T_{\text{пр}}^2} \quad (5.3.17)$$

$$H_2 = -4{,}11 + \frac{14{,}68}{T_{\text{пр}}} - \frac{13{,}39}{T_{\text{пр}}^2} \quad (5.3.18)$$

$$H_3 = 0{,}568 - \frac{2{,}0}{T_{\text{пр}}} - \frac{1{,}79}{T_{\text{пр}}^2} \quad (5.3.19)$$

- в соответствии с рекомендациями ОНТП 51-1-85 (Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы) рассчитывают по формуле

$$D_i = \frac{10^3}{C_p} \cdot \left(\frac{980665}{T^2} - 1{,}5\right) \quad (5.3.20)$$

C_p в этой формуле вычисляется в соответствии с рекомендациями раздела 5.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия».

- для упрощённых расчетов возможно, D_i определять по номограмме рис 5.3.1 (приложение 40).

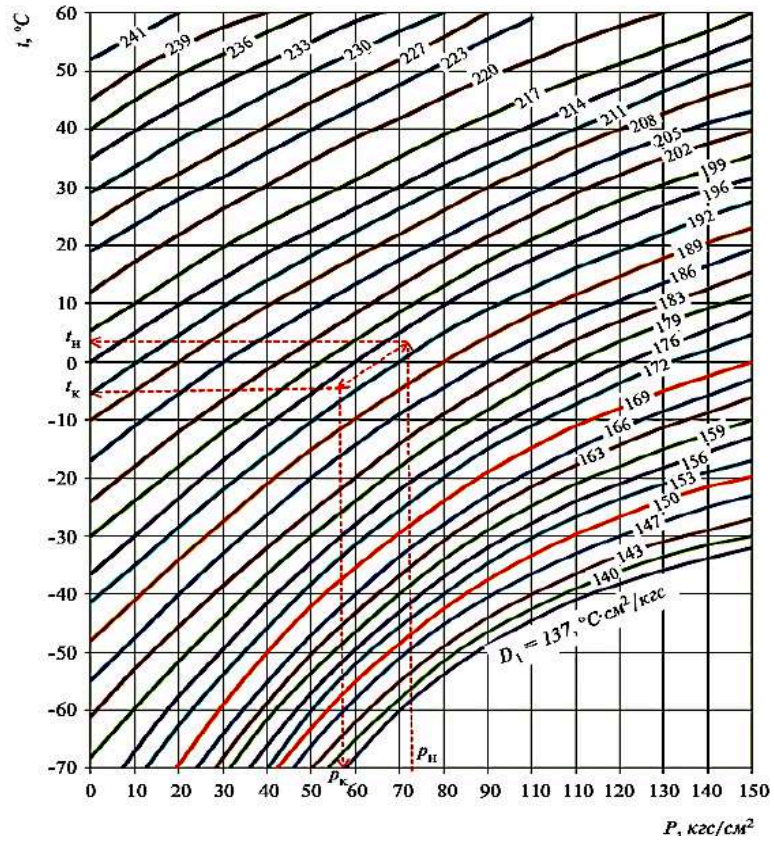


Рис. 5.3.1. Номограмма для определения коэффициента Джоуля –Томпсона

5.3.2.3. Определение среднего коэффициента сжимаемости газа по длине газопровода

Определение коэффициента сжимаемости производят по рекомендациям раздела 5.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия».

5.3.2.4. Определение относительной плотности газа по воздуху

Определение относительной плотности газа по воздуху производят по формуле (5.1.36) и рекомендациям раздела 5.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия».

5.3.3. Способы гидравлического расчёта магистрального газопровода

Для практического применения возможны следующие способы гидравлического расчета простого магистрального газопровода:

- ориентировочный;
- упрощённый;
- упрощённый сравнительный;
- точный.

5.3.3.1. Ориентировочный расчет

Целью прикидочного расчёта является определение примерной пропускной способности газопровода диаметром D, длиной l при известных давлениях $p_н$ и $p_к$.

Для прикидочных и упрощенных расчётов используется понятие условного диаметра D_y газопровода. Внутренний условный диаметр газопровода является величиной внутреннего диаметра газопровода, округлённой до чисел определённого порядка, и не учитывает толщину стенки трубопровода.

Первый способ ориентировочного расчёта

Последовательность действий при прикидочном расчёте по 1-му способу:

1) Исходя из условий обычных (среднестатистических) параметров эксплуатации ГТС, для ориентировочного расчёта принимаем:

$T_{ср}$ = 288 *К* (учитывая температуру газа на выходе КС после АВО около 30–40^0*С*);

$z_{ср}$ = 0,9 (исходя из расчёта проектных давлений и температур на выходе КС (около 75 *кг/см*^{2} и 35 ^{0}*С*) и на входе КС (около 55 *кг/см*^{2} *и* 5^0*С*);

Δ = 0,6 (исходя из относительной плотности реального природного газа Уренгойского (валанжин) месторождения *0,673* и месторождение Медвежье (сеноман) 0,558);

Е = 0,95 (считаем, что трубопровод постоянно проходит внутреннюю очистку полости).

К = 0,03 (типичная для магистрального газопровода труба)

2) Принимаем режим течения по газопроводу как квадратичный (наиболее часто существующий в магистральном транспорте газа). Возможно, не принимать, а определить режим течения по номограмме Рис. 5.3.2.

3) Используя таблицы и номограммы, как самый удобный и быстрый способ проводить ориентировочный расчёт, можно определить пропускную способность газопровода.

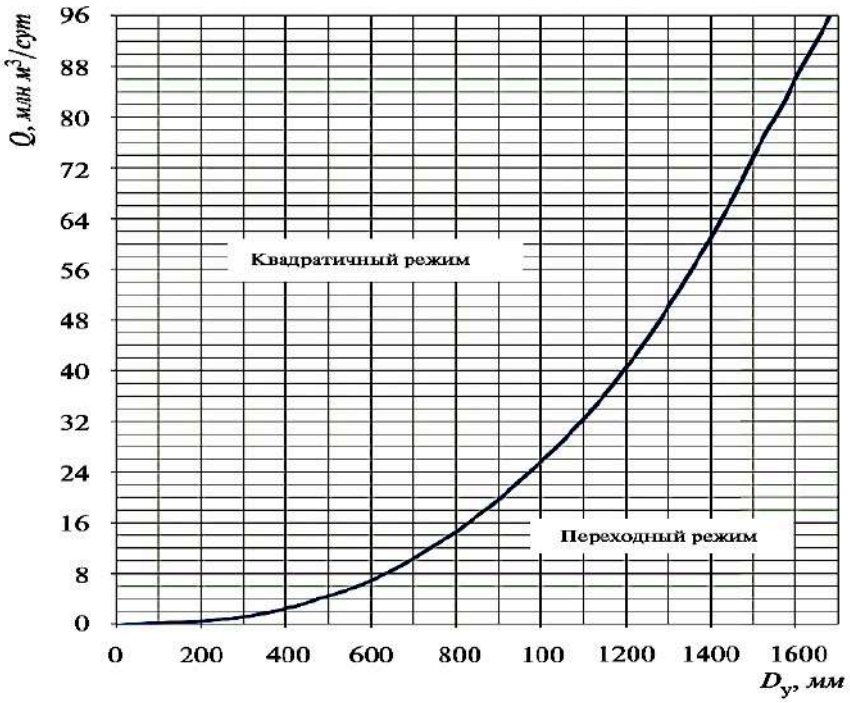


Рис. 5.3.2. Номограмма определения режима течения газа по трубопроводам.

Таблица 5.3.1

Пропускная способность однониточного газопровода разного диаметра при E=100%, $p_н$=5,6 *Мпа*, $p_к$=3,8 *Мпа*, L=125 *км*, $T_{ср}$=288 *К*, $\Delta_в$= 0, 6, z=0,9

$D_у$, *мм*	Q, *млн м³/сут*
200	0,78
300	1,32
350	1,96
400	2,78
500	4,97

$D_у$	Q, *млн м³/сут.*
600	7,95
700	12
800	16,8
1000	30
1200	48,2

Таблица 5.3.2

Пропускная способность (млн м³/сут) однониточного газопровода разного диаметра при $p_н$=5,6 Мпа, $p_к$=3,8 Мпа., $T_{ср}$=288 *К*, $\Delta_в$= 0, 6, z=0,9

L, км	$D_у$, *мм*					
	500	700	800	1000	1200	1400
E=100%						
100	5,5	13,3	18,9	33,7	54,1	80,9
110	5,3	12,7	18	32,2	52,8	77,1
120	5,1	12,2	17,2	30,8	49,4	73,8
140	4,7	11,2	16	28,5	45,8	68,4
160	4,4	10,5	15	26,8	42,9	64
180	4,1	9,9	14,1	25,1	40,3	60,2
200	3,9	9,4	13,3	23,9	38,2	57,2
220	3,8	9	12,8	22,8	36,5	54,5
240	3,6	8,5	12,2	21,8	35	52,2
260	3,4	8,2	11,8	20,9	33,6	50,1
280	3,3	8	11,3	20,2	32,3	48,4

Окончание табл. 5.3.2

L, км	*D_y, мм*					
	500	700	800	1000	1200	1400
300	3,2	7,7	10,9	19,4	31,2	46,7
325	3,1	7,4	10,4	18,7	30	44,9
350	3	7,2	10,1	18,1	29	43,5
375	2,9	6,9	9,8	17,5	28	41,4
400	2,8	6,7	9,4	16,9	27,1	40,4
450	2,6	6,3	8,9	16	25,7	38,3
500	2,4	6	8,4	15,1	24,2	36,2
550	2,1	5,7	8,1	14,5	23,1	34,6
600		5,4	7,8	13,8	22	33
650		5,2	7,5	13,3	21	31,8
700		5	7,1	12,8	20,4	30,5
750		4,8	6,9	12,4	19,8	29,5
800		4,7	6,7	11,9	19,1	28,5
900		4,4	6,3	11,2	18	27
1000		4,2	6,0	10,7	17,1	25,6
1100		4	5,7	10,2	16,3	24,3
1300		3,8	5,3	9,4	15,1	22,6
1500		3,4	4,9	8,7	14	20,9
1750		3,2	4,5	8,2	13	19,5
2000		3	4,2	7,6	12,1	18,1

Таблица 5.3.3.

Пропускная способность (млн м^3/сут) однониточного газопровода разного диаметра при $p_н$=5,6 *Мпа*, $p_к$=3,8 *Мпа*, $T_{ср}$=288 *К*, $\Delta_в$= 0, 6, z=0,9

L, км	*D_y, мм*					
	500	700	800	1000	1200	1400
			E=90%			
100	5	12	17	30,4	48,7	72,8
110	4,8	11,4	16,2	29	46,5	69,4
120	4,6	11	15,5	27,7	44,5	66,4
140	4,2	10,1	14,4	25,7	41,2	61,6
160	4	9,5	13,5	24,1	38,6	57,6
180	3,7	8,9	12,7	22,6	36,3	54,2
200	3,5	8,5	12	21,5	34,4	51,5
220	3,4	8,1	11,5	20,5	32,9	49,1
240	3,2	7,7	11	19,6	31,5	47
260	3,1	7,4	10,6	18,8	30,2	45,1
280	3	7,2	10,2	18,2	29,1	43,5
300	2,9	6,9	9,8	17,5	28,1	42
325	2,8	6,7	9,4	16,8	27	40,4
350	2,7	6,4	9,1	16,2	26	38,9
375	2,6	6,2	8,8	15,7	25,2	37,6
400	2,5	6	8,5	15,2	24,4	36,4
450	2,4	5,7	8	14,3	23	34,3
500	2,2	5,4	7,6	13,6	21,8	32,6
550	2,1	5,1	6,2	13	20,8	31
600	2	4,9	7	12,4	19,9	29,7
650	1,95	4,7	6,7	11,9	19,1	28,6
700	1,9	4,5	6,4	11,5	18,4	27,5

Окончание табл. 5.3.3.

L, км	*D_y, мм*					
	500	700	800	1000	1200	1400
750	1,8	4,4	6,2	11,1	17,8	26,6
800	1,75	4,2	6	10,7	17,2	25,7
900	1,7	4	5,7	10,7	16,2	24,3
1000	1,6	3,8	5,4	9,6	15,4	23
1100	1,5	3,6	5,1	9,2	14,7	21,9
1300	1,4	3,3	4,7	8,4	13,5	20,2
1500	1,3	3,1	4,4	7,8	12,6	18,8
1750	1,2	2,9	4,1	7,3	11,6	17,4
2000	1,1	2,7	3,8	6,8	10,9	16,3

Таблица 5.3.4

Пропускная способность (млн м^3/сут) однониточного газопровода разного диаметра при $p_н$=7,5 Мпа, $p_к$=5,6 *Мпа*., $T_{ср}$=288 *К*, $\Delta_в$= 0, 6, z=0,9

L, км	*D_y, мм*			
	1200	1400	1200	1400
	E=90%		*E*=100%	
100	62,3	92,9	68,3	102
110	59,4	88,6	65,6	98
120	56,8	84,8	62,9	93,8
140	52,6	78,6	58,1	86,8
160	49,2	73,5	54,4	81,2
180	46,4	69,3	51,3	76,6
200	44	65,7	48,7	72,7
220	42	62,7	46,4	69,3
240	40,2	60	44,4	66,3
260	38,6	57,6	42,7	63,7
280	37,2	55,5	41,1	61,4
300	36	53,7	39,7	59,3
325	34,5	51,6	38,2	57
350	33,3	49,7	36,8	54,9
375	32,2	48	35,6	53,1
400	31,1	46,5	34,4	51,4
450	29,4	43,8	32,5	48,4
500	27,8	41,6	30,8	46
550	26,6	39,6	29,4	43,8
600	25,4	37,9	28,1	42
650	24,4	36,5	27	40,3
700	23,5	35,1	26	38,8
750	22,7	33,9	25,1	37,5
800	22	32,9	24,3	36,3
900	20	31	22,9	34,3
1000	19,7	29,4	21,8	32,2

Второй способ ориентировочного расчёта

Последовательность действий при ориентировочном расчёте по 2-му способу:

1) Исходя из условий обычных параметров эксплуатации ГТС, для прикидочного расчёта принимаем:

$T_{ср}$ = 288 *К* (учитывая температуру газа на выходе КС после АВО около 30–40 ^0C);

$z_{ср}$ = 0,9 (исходя из расчёта проектных давлений и температур на выходе КС (около 75 *кг/см*^{2} *и* 35 ^0C) и на входе КС (около *55 кг/см*^{2} *и* 5^0C);

Δ = 0,6 (исходя из относительной плотности реального природного газа Уренгойского (Валанжин) месторождения 0,673 и месторождение Медвежье (Сеноман) 0,558);

Е = 0,95 (считаем, что трубопровод постоянно проходит внутреннюю очистку полости).

К = 0,03 (типичная для магистрального газопровода труба)

2) принимаем режим течения по газопроводу как квадратичный. Возможно, определить режим течения по номограмме рис. 5.3.2.

3) Используя формулы (5.1.98) и (5.1.101) формулу (5.3.3) можно преобразовать в вид

$$g = E \cdot 17{,}0316 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}}} \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}} \qquad (5.3.21)$$

и обозначив $$k = 17{,}0316 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}}} \qquad (5.3.22)$$

получим $$g = E \cdot k \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}} \qquad (5.3.23)$$

где $p_н$ и $p_к$ – давление, *МПа;*

D – диаметр, *мм;*

Е – коэффициент гидравлической эффективности.

4) Значение *k* можно определить по таблице 5.3.5, заранее подготовленной для усреднённых показателей, подставляя в неё *D*, *мм.*

Таблица 5.3.5.

Определение значения коэффициента *k*

$D_у$ *мм*	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	1000	1200	1400
k	0,619	1,310	2,34	3,758	5,611	7,941	14,185	22,787	34,021	48,142	85,000	138,155	206,266

5) Подставляя в формулу (5.3.23) значение *k*, *E*, *l*, $p_н$ и $p_к$, можно оценить пропускную способность магистрального газопровода.

5.3.3.2. Упрощённый гидравлический расчёт

Целью упрощённого расчёта является определение пропускной способности газопровода диаметром *D*, длиной *l* при известных $p_н$ и $p_к$ по упрощённой методике. Упрощенный расчет необходимо проводить в последовательности:

1) Исходя из условий обычных (среднестатистических) параметров эксплуатации ГТС, для упрощённого расчёта принимаем:

$T_{ср}$ = 288 *К* (учитывая температуру газа на выходе КС после АВО около 30–40 °*C*);

$z_{ср}$ = 0,9 (исходя из расчёта проектных давлений и температур на выходе КС (около 75 *кг/см²* и 35 ^0C) и на входе КС (около 55 *кг/см²* и 5^0C);

Δ = 0,6 (исходя из относительной плотности реального природного газа Уренгойского (валанжин) месторождения 0,673 и месторождение Медвежье (Сеноман) 0,558);

E = 0,95 (считаем, что трубопровод постоянно проходит внутреннюю очистку полости);

K = 0,03 (типичная для магистрального газопровода труба).

2) Вычисляем коэффициент гидравлического сопротивления λ, используя формулу (5.1.101) и формулу (5.1.98) для квадратичного режима течения нормально загруженного газопровода по формуле, принимая для расчёта $D_у$:

$$\lambda = \frac{0{,}067\cdot\left(\frac{2K}{D_у}\right)^{0,2}}{E^2} \qquad (5.3.24)$$

3) Применяя формулу (5.3.3) и подставляя в неё необходимые данные, вычисляем пропускную способность газопровода *q* диаметром $D_у$, длиной *l,* с начальным $p_н$ и конечным $p_к$ давлением.

5.3.3.3. Упрощённый сравнительный расчёт

Часто в практической деятельности необходимо произвести расчёт для конкретного, уже находящегося в эксплуатации газопровода, задавая (изменяя) исходные данные (например: $p_н$, $p_к$, *T* и т. д.). В этом случае удобно проводить сравнительный расчёт газопровода в следующей последовательности:

1) Определяем постоянный коэффициент, характеризующий данный газопровод по состоянию внутренней поверхности трубы, составу газа, температурным зависимостям и т.д.

Для этого формулу (5.3.3)

$$g = 3{,}32\cdot 10^{-6}\cdot D^{2,5}\sqrt{\frac{p_н^2-p_к^2}{\lambda\cdot z_{ср}\cdot\Delta\cdot T_{ср}\cdot l}}$$

преобразуем в вид

$$g = 3{,}32\cdot 10^{-6}\cdot D^{2,5}\sqrt{\frac{E^2}{\lambda_{тр}\cdot z_{ср}\cdot\Delta\cdot T_{ср}}}\cdot\sqrt{\frac{p_н^2-p_к^2}{l}} \qquad (5.3.25)$$

Обозначим $$3{,}32\cdot 10^{-6}\cdot D^{2,5}\sqrt{\frac{E^2}{\lambda_{тр}\cdot z_{ср}\cdot\Delta\cdot T_{ср}}} = k_{сравн} \qquad (5.3.26)$$

Коэффициент $k_{сравн}$ учитывает геометрию трубы (*D*), её техническое состояние (*E*) и ($\lambda_{тр}$), свойства и состав транспортируемого газа ($z_{ср}$) и (Δ), температурные зависимости ($T_{ср}$), тогда

$$g = k_{сравн}\cdot\sqrt{\frac{p_н^2-p_к^2}{l}} \qquad (5.3.27)$$

Из формулы (5.3.27) определим $k_{сравн.}$,

$$k_{\text{сравн.}} = \frac{g}{\sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{l}}} \tag{5.3.28}$$

2) Для проведения сравнительного расчёта выберем известный фактический режим работы данного газопровода, как можно ближе приближающегося к стационарному режиму (раздел № 5.5). Для выбранного режима известно: $g_{\text{фак}}$, $p_{\text{н фак}}$, $p_{\text{к фак}}$ и $l_{\text{фак}}$. Используя формулу (5.3.28) вычисляем $k_{\text{фак}}$,

$$k_{\text{фак}} = \frac{g_{\text{фак}}}{\sqrt{\frac{p_{\text{н фак}}^2 - p_{\text{к фак}}^2}{l_{\text{фак}}}}} \tag{5.3.29}$$

3) Определяем новую расчётную пропускную способность $g_{\text{расч}}$ того же газопровода при новых параметрах $p_{\text{н расч}}$, $p_{\text{к расч}}$ и $l_{\text{рас}}$. Для относительно корректного расчёта отклонение расчётных параметров $p_{\text{н расч}}$, $p_{\text{к расч}}$ и $l_{\text{рас}}$ не должно превышать 10–15% от фактических параметров $g_{\text{фак}}$, $p_{\text{н фак}}$, $p_{\text{к фак}}$ и $l_{\text{фак}}$ транспортировки газа по этому газопроводу:

$$g_{\text{расч}} = k_{\text{фак}} \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н рас}}^2 - p_{\text{к рас}}^2}{l_{\text{рас}}}} \tag{5.3.30}$$

5.3.3.4. Точный гидравлический расчёт

Целью точного расчёта является определение относительно точной величины пропускной способности газопровода с учётом всех теплофизических и технологических показателей транспортируемого газа.

В настоящее время все точные гидравлические расчёты проводятся на компьютерах с использованием специального программного обеспечения. Однако, знание принципов проведения таких расчётов диспетчерскому персоналу необходимы. Особенности автоматизированного гидравлического расчёта будут рассмотрены в разделе 5.5.

Точный расчёт сводится к расчёту магистрального газопровода по уже известной формуле (5.3.3) с предварительным расчётом величин (параметров), составляющих эту формулу: коэффициента гидравлического сопротивления λ, относительной плотности по воздуху Δ, среднего коэффициента сжимаемости газа $z_{\text{ср}}$, средней температуры газа $T_{\text{ср}}$.

Расчёты величин (параметров), составляющих формулу (5.3.3), можно проводить двумя способами:

- путём расчёта математических формул;
- при помощи заранее рассчитанных номограмм.

Первый способ более точный, однако, трудно применим в практической деятельности для проведения оперативных технологических расчётов. Для его использования необходимо иметь навыки применения математических алгоритмов и навыки работы с компьютером или калькулятором.

Второй способ предполагает большую погрешность при расчётах, но он быстрее и практичнее. Все существующие номограммы были построены в прошлом веке (по информации автора в последние десятилетия не пересматривались), и поэтому при их использовании необходимо учитывать размерность величин, участвующих в построении номограмм.

Далее будут рассмотрены возможности получения информации для гидравлического расчёта магистрального газопровода двумя способами.

Для проведения расчёта необходимы следующие данные:
D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;
δ – толщина стенки газопровода, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *кг/см²*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *кг/см²*;
$t_н$ – начальная температура газа в газопроводе температура, *°C*;
l – длина газопровода, *км*;
h – расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода, *м*;
E – коэффициент гидравлической эффективности газопровода.

Точный расчёт газопровода производится в несколько этапов.

Этап 1. Предварительный расчёт

Определение примерной (ориентировочной) пропускной способности газопровода проводится в следующей последовательности:

1) Принимаем квадратичный режим течения газа в газопроводе. Для квадратичного режима течения газа с учётом формулы (5.1.98) и (5.1.101) основная расчётная формула приобретает вид:

$$g = \alpha \cdot E \cdot 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot z_{ср} \cdot l}} \qquad (5.3.31)$$

где α – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение режима течения газа по газопроводу от квадратичного;
E – коэффициент гидравлической эффективности, учитывающий состояние внутренней полости газопровода.

Примечание: Числовой коэффициент 1,64 в формуле (5.3.31) применяется для p, кг/см². При p, МПа, необходимо принимать коэффициент 17,0316. Однако в дальнейшем в этом разделе будем делать ссылки на номограммы, рассчитанные для p, кг/см², поэтому в формуле (5.3.31) используем коэффициент 1,64.

2) Принимаем

$$\Delta = 0{,}6; \quad z_{ср} = 0{,}92; \quad T_{ср} = 288\ K; \quad \alpha = 1; \quad E = 0{,}9.$$

3) В формуле (5.3.31) обозначим

$$k_t = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{1}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot z_{ср} \cdot l}} \qquad (5.3.32)$$

4) Значение k_t можно либо рассчитать, либо найти по справочной таблице (приложение 42).

5) Применяя ранее принятые и полученные значения параметров, рассчитывают примерную производительность газопровода по формуле

$$g = 0{,}9 \cdot k_t \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}} \qquad (5.3.33)$$

Этап 2. Уточнённый расчёт

Уточнённый расчёт проводится в следующей последовательности:

1) Уточнение режима течения газа по газопроводу.

Определяем режим течения газа в газопроводе по номограмме 5.3.2 в зависимости от данных предварительного расчёта g и известного D.

2) В случае подтверждения квадратичного режима течения газа по газопроводу α=1 и для E=0,9 расчёт проводим по формуле (5.3.31) принимающий вид

$$g = 0{,}9 \cdot 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot z_{ср} \cdot l}} \qquad (5.3.34)$$

Проводим расчёт средней температуры газа $t_{ср}$ по формуле (5.3.11)

$$T_{ср} = T_0 + \frac{T_н - T_0}{a \cdot l}(1 - e^{-al}) - D_i \cdot \frac{p_н^2 - p_к^2}{2alp_{ср}} \cdot [1 + \frac{1}{al}(1 - e^{-al})]$$

Расчёт средней температуры газа проводим пошагово:

Шаг 1. Расчёт ориентировочного значения $t_{ср}$ проводим по формуле

$$t_{ср} = t_{гр} + \frac{t_н - t_к}{a \cdot l}\left(1 - e^{-al}\right) \qquad (5.3.35)$$

Формула (5.3.35) получается из формулы (5.3.5) при размерности *t, °C,* и применяется для удобства использования в дальнейшем справочных материалов.

Расчёт формулы (5.3.35) проводится в следующей последовательности:

- Определяем $t_{гр}$ по справочной таблице (приложение 37), ориентируясь на географическое месторасположение газопровода или используя фактические данные.
- Определяем поправочный коэффициент a:

$$\alpha = \frac{62{,}6 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6} \quad \text{принимаем } C_p\text{=0,6 для } КДж/(кг \cdot °C) \qquad (5.3.36)$$

$$\alpha = \frac{225{,}5 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6} \quad \text{принимаем } C_p\text{= 2,85 для } КДж/(кг \cdot К) \qquad (5.3.37)$$

где D и g определены предварительным расчётом;

Δ= 0,6 (принимаем);

k_m – коэффициент теплопередачи от газа к грунту определяется в зависимости от местных условий нахождения газопровода следующим образом:

- Для газопровода, находящегося в талых грунтах, применяем формулу

$$k_m = \frac{\lambda_т \cdot 10^3}{D}[0{,}8 + (\frac{D}{h_{пр} \cdot 10^3})^2] \qquad (5.3.38)$$

где

$$h_{пр} = h_0 + \frac{\lambda_т}{\alpha_в} \qquad (5.3.39)$$

h_0 – расстояние от поверхности земли до оси газопровода, *м* и вычисляется по формуле

$$h_0 = \frac{D}{2} + h; \qquad (5.3.40)$$

где h – расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода, м;

$\alpha_в$ – поправочный коэффициент, учитывающий значения ветра в регионе, и вычисляется по формуле

$$\alpha_в = 5{,}3 + 3{,}6 \cdot v_в \qquad (5.3.41)$$

где $v_в$ – средняя скорость ветра определяется по справочным данным;

$\lambda_т$ – коэффициент теплопроводности талого грунта, *ккал/(м·ч·°С)*, определяется по справочной таблице 5.3.6 (приложение 41).

Таблица 5.3.6.

Коэффициент теплопроводности талого грунта

Объемный вес, *т/м³*	Суммарная влажность грунта в долях единицы	Коэффициент теплопроводности грунта, *ккал/(м²·ч·⁰С)*						Объемная теплоемкость грунта, *ккал/(м³·⁰С)*	
		песок		супесь		суглинки и глина			
1,2	0,05	0,040	0,052	–	–	–	–	285	260
1,2	0.10	0,62	0,79	0,38	0,45	–	–	320	270
1,4	0,05	0,57	0,69	–	–	–	–	330	300
1,4	0,10	0,87	1,08	0,52	0,69	0,44	0,68	370	315
1,4	0,15	1,00	1,25	0,71	0,88	0,56	0,84	410	330
1,4	0,20	–	–	0,84	1,05	0,65	0,94	450	345
1,4	0,25	–	–	0,92	1,16	0,72	1,00	490	360
1,6	0,05	0,75	0,91	–	–	–	–	380	340
1,6	0,10	1,05	1,35	–	–	–	–	430	360
1,6	0,15	1,25	1,60	0,93	1,10	0,72	0,98	470	370
1,6	0,20	1,36	1,73	1,05	1,29	0,88	1,12	520	395
1,6	0,25	1,41	1,82	1,16	1,44	0,96	1,24	565	410
1,6	0,30	–	1,93	1,20	1,55	1,00	1,30	610	430
1,6	0,35	–	–	1,30	1,65	1,05	1,35	650	445
1,6	0,40	–	–	–	1,72	1,10	1,41	700	465
1,6	0,60	–	–	–	–	–	1,50	–	500
1,8	0,01	1,3	1,60	–	–	–	–	480	400
1,8	0,15	1,55	1,90	1,19	1,31	0,72	0,98	530	420
1,8	0,20	1,65	2,10	1,34	1,52	0,88	1,12	580	440

При наличии снежного покрова применяем формулу

$$h_{пр} = h_0 + \lambda_т\left(\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}}\right) \qquad (5.3.42)$$

где $\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова;

$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, *ккал/(м·ч·°С)*, определяется по справочным данным.

- Для ориентировочных расчётов можно принять:
  а) сухой песок $k_т$*=1, ккал/(м·ч·°С);*
  б) влажный песок $k_т$*=3, ккал/(м·ч·°С);*
  в) влажная глина $k_т$*=1,35, ккал/(м·ч·°С).*

- При отсутствии данных по грунтам принимаем $k_т$*=1,5, ккал/(м·ч·°С).*

- Возможно принимать значение $k_т$ по номограмме рис. 5.3.3. (приложение 38).

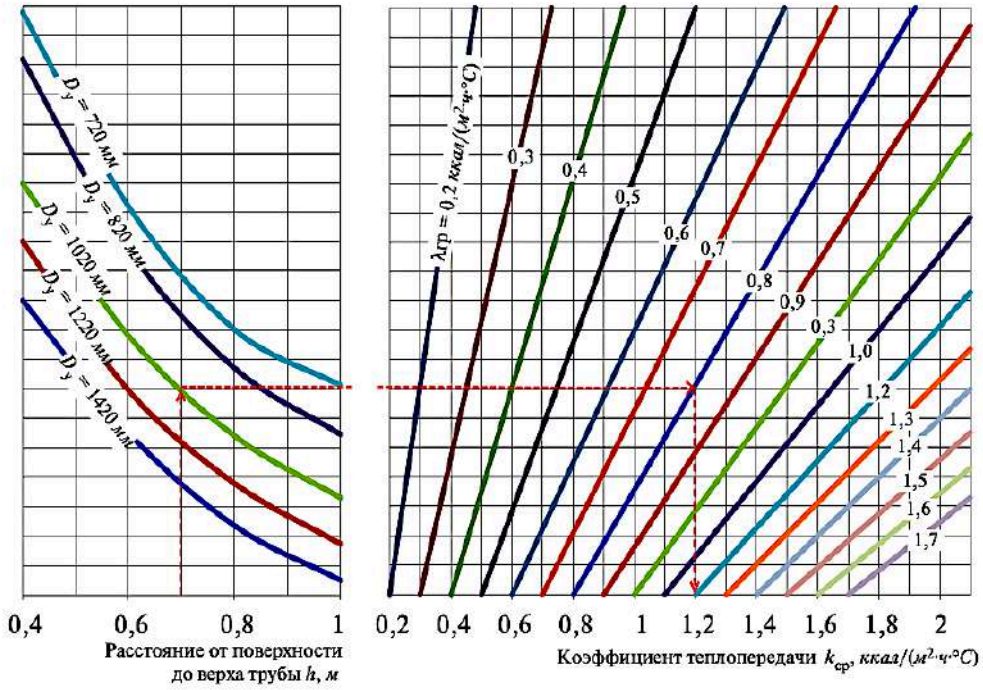


Рис. 5.3.3. Номограмма для определения коэффициента теплопередачи от газа к грунту

- Величину e^{-al} в формуле (5.3.35) вычисляем с учётом (5.3.36) или определяем по таблице 5.3.7 (приложение 39).

Таблица 5.3.7

Значение величины e^{-ax}

ax	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,00	1,0000	0,9990	0,9980	0,9970	0,9960	0,9950	0,9940	0,9930	0,9920	0,9910
0,0	1,0000	0,9900	0,9802	0,9704	0,9608	0,9512	0,9418	0,9324	0,9231	0,9139
0,1	0,9048	0,8958	0,8869	0,8781	0,8694	0,8607	0,8521	0,8437	0,8353	0,8270
0,2	0,8187	0,8106	0,8025	0,7945	0,7866	0,7788	0,7711	0,7634	0,7558	0,7483
0,3	0,7408	0,7334	0,7261	0,7189	0,7118	0,7047	0,6977	0,6907	0,6839	0,6771
0,4	0,6703	0,6637	0,6570	0,6505	0,6440	0,6376	0,6313	0,6250	0,6188	0,6126
0,5	0,6065	0,6005	0,5945	0,5886	0,5827	0,5769	0,5712	0,5655	0,5599	0,5543
0,6	0,5488	0,5434	0,5379	0,5326	0,5273	0,5220	0,5169	0,5117	0,5066	0,5016
0,7	0,4966	0,4916	0,4868	0,4819	0,4771	0,4724	0,4677	0,4630	0,4584	0,4538
0,8	0,4493	0,4449	0,4404	0,4360	0,4317	0,4274	0,4232	0,4190	0,4148	0,4107
0,9	0,4066	0,4025	0,3985	0,3946	0,3906	0,3867	0,3829	0,3791	0,3753	0,3716
1,0	0,3679	0,3329	0,3012	0,2725	0,2466	0,2231	0,2019	0,1827	0,1653	0,1496
2,0	0,1353	0,1225	0,1108	0,1003	0,0907	0,0821	0,0743	0,0672	0,0608	0,0550
3,0	0,0498	0,0450	0,0408	0,0369	0,0334	0,0302	0,0273	0,0247	0,0224	0,0202
4,0	0,0183	0,0166	0,0150	0,0136	0,0123	0,0111	0,0100	0,0091	0,0082	0,0074
5,0	0,0067	0,0061	0,0055	0,0050	0,0045	0,0041	0,0037	0,0034	0,0030	0,0027
6,0	0,0025	0,0022	0,0020	0,0018	0,0017	0,0015	0,0014	0,0012	0,0011	0,0010
7,0	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004
8,0	0,0003	0,0003	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
9,0	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000

Таким образом, у нас появляется возможность рассчитать ориентировочное значение $t_{ср}$ по формуле (5.3.35).

Шаг 2. Расчёт уточнённого значения $t_{ср}$ проводим по формуле (5.3.11) с учётом эффекта Джоуля–Томсона:

$$T_{ср} = T_0 + \frac{T_н - T_0}{a \cdot l}(1 - e^{-al}) - D_i \cdot \frac{p_н^2 - p_к^2}{2alp_{ср}} \cdot [1 + \frac{1}{al}(1 - e^{-al})$$

- Рассчитываем $p_{ср}$ по формуле (5.1.52): $p_{ср} = \frac{2}{3}\left(p_н + \frac{p_к^2}{p_н + p_к}\right)$.

- Для применения в дальнейших расчётах определяем теплоёмкость по одному из ранее рассмотренных способов:
  - можно, например, рассчитать теплоёмкость по формуле (5.1.47)

$$C_p = A_1 + A_2 \cdot T_{ср} + A_3 / T_{ср}^3$$

где: $A_1 = 0{,}405$;
$A_2 = 0{,}439 \cdot 10^{-3}$;
$A_3 = 0{,}046 \cdot 10^6 \cdot (p_{ср} - 1)$;
$T_{ср}$ – ориентировочное значение $t_{ср}$ по формуле (5.3.35).

  - возможно определение C_p по номограмме рис. 5.3.4 (приложение 12) или другим способом, рассмотренным в разделе 5.1.

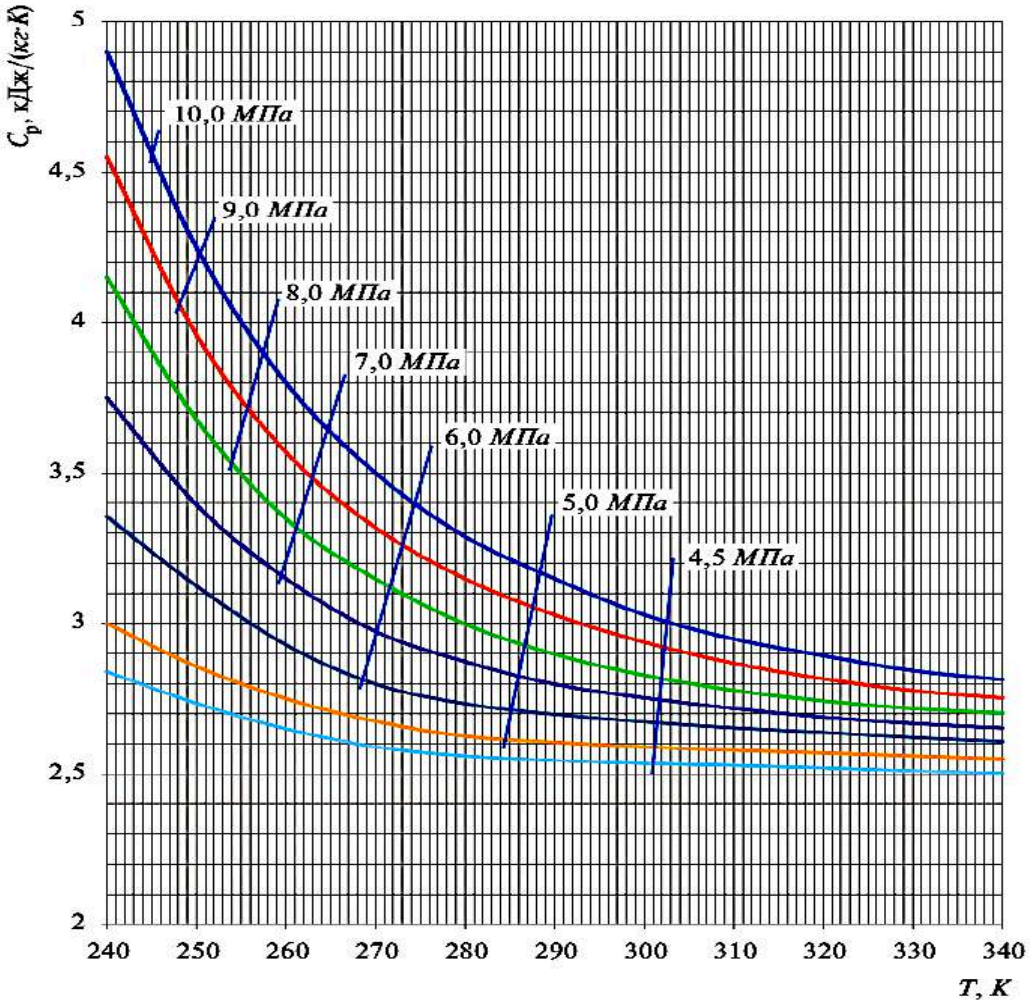


Рис. 5.3.4. Номограмма зависимости теплоёмкости метана от давления, кДж/(кг·К)· 24 =ккал/(кг · °С), а кг/см²=9,81· 10^{-4}МПа

- Определение коэффициента Джоуля–Томпсона по одному из ранее рассмотренных вариантов:
  - по формуле (5.3.13) $D_i = \frac{t_н - t_к}{p_н - p_к}, °C \cdot \frac{см^2}{кг}$;
  - по формуле (5.3.14) $D_i = \frac{1}{C_p}\left(\frac{0{,}023 \cdot 10^6}{T_{ср}^2} - 0{,}035\right), °C \cdot \frac{см^2}{кг}$;
  - Возможно D_i определять по номограмме рис. 5.3.5 (приложение 40).

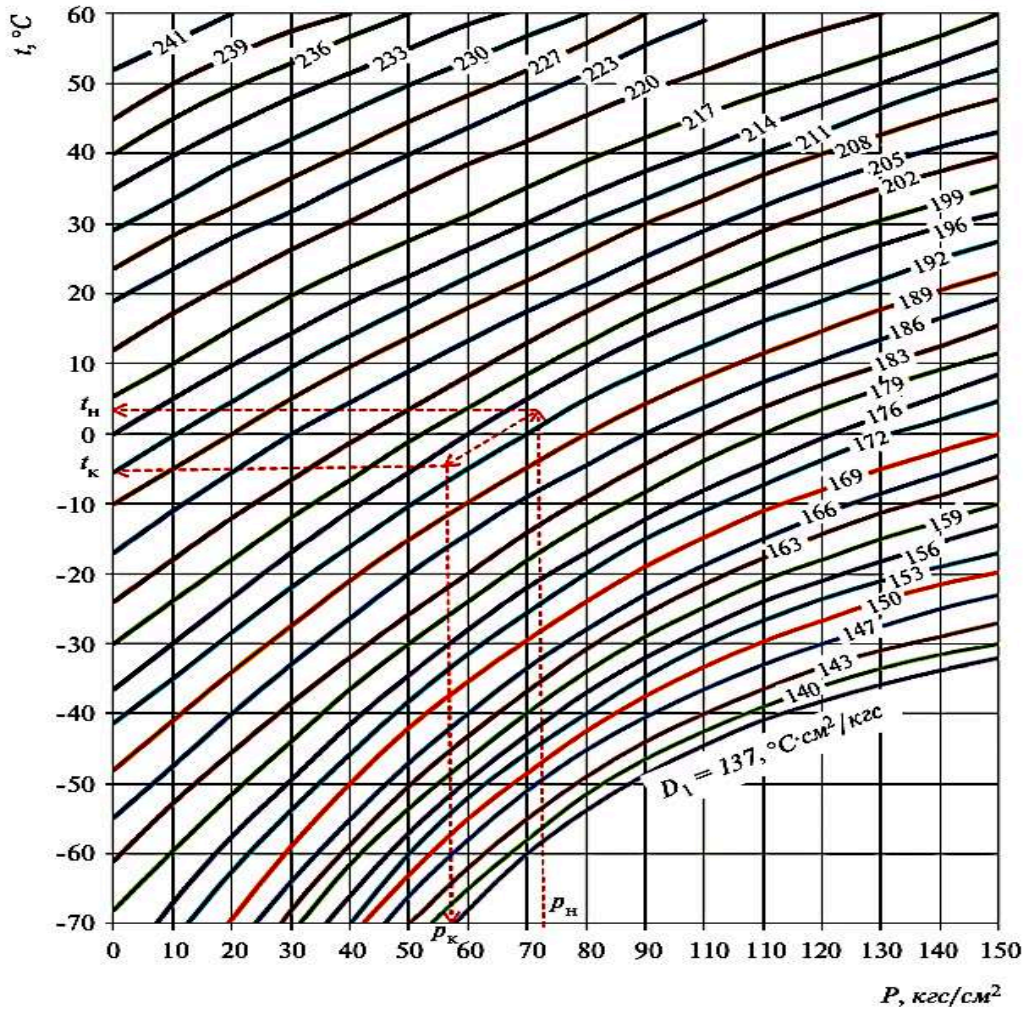


Рис. 4.3-5. Номограмма для определения коэффициента Джоуля –Томпсона

- Определяем поправочный коэффициент a с учётом определённого ранее C_p по формуле (5.3.36)

$$\alpha = \frac{62{,}6 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}$$

или по формуле (5.3.37) $$\alpha = \frac{225{,}5 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}$$

- Теперь можно пересчитать значение $t_{ср}$ с учётом полученных значений D_i и α по формуле (5.3.11).

Определение коэффициента сжимаемости газа.

- Определяем $z_{ср}$ по одному из ранее рассмотренных в разделе 5.1 способов:
  - рассчитываем по формуле (5.1.68)

$$z_{ср} = 1 - \frac{0{,}0241 \cdot p_{пр}}{(1 - 1{,}68 \cdot T_{пр} + 0{,}78 \cdot T_{пр}^2 + 0{,}0107 \cdot T_{пр}^3)}$$

    - определяем $p_{пр} = \frac{p_{ср}}{p_{пк}}$ и $T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{пк}}$;
      - ♦ величины $p_{пк}$ и $T_{пк}$ рассчитываем по формулам (5.1.19) и (5.1.20)

$$p_{пк} = 1{,}808 \cdot (26{,}831 - \rho_н)$$

$$T_{пк} = 155{,}24 \cdot (0{,}564 + \rho_н)$$

      - ♦ величины $p_{пк}$ и $T_{пк}$ можно определить по номограмме рис. 5.3.6 (приложение 6) в зависимости от плотности газа $\rho_н$ при нормальных условиях, которая определяется по справочным данным в зависимости от параметров происхождения газа в газопроводе.

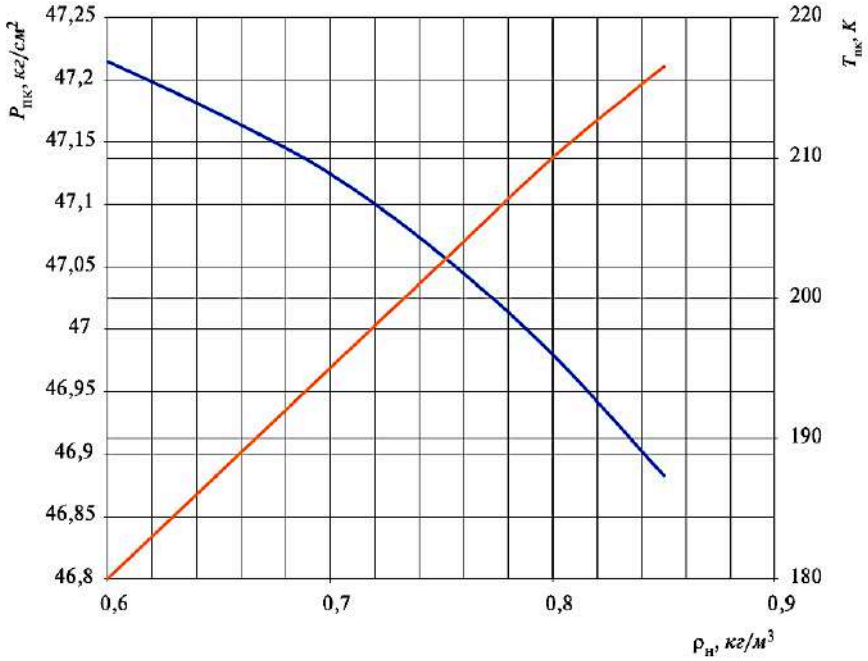


Рис. 5.3.6. Номограмма псевдокритических параметров газовых смесей

  - можно определить коэффициент сжимаемости по одному из ранее рассмотренных в разделе 5.1 способов;
  - можно $z_{ср}$определить по номограммам (приложение 13–20).

3) Проводим уточнённый перерасчёт пропускной способности газопровода с учётом полученных данных $T_{ср}$ и $z_{ср}$ по формуле (5.3.31)

$$g = \alpha \cdot E \cdot 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot z_{ср} \cdot l}}$$

4) Ещё раз проверяем по номограмме 5.3.2 режим течения газа в газопроводе.

5) В случае определения переходного режима течения газа в газопроводе определяем коэффициент α по номограмме рис. 5.3.7 и делаем новый перерасчёт по формуле (5.3.36).

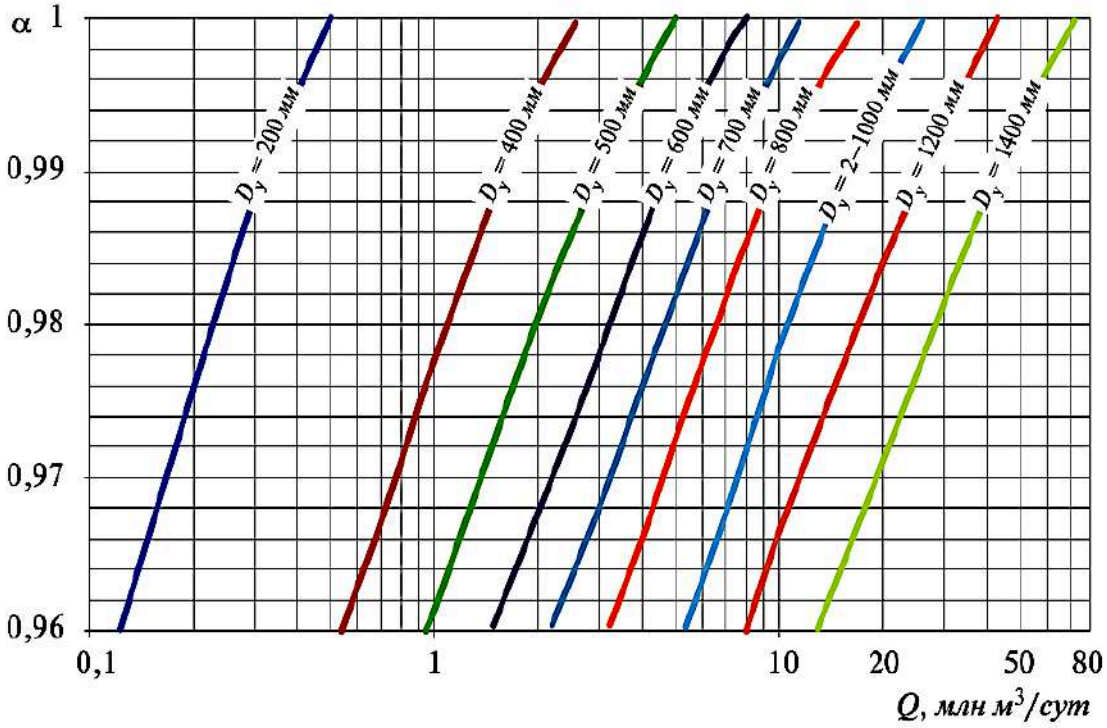


Рис. 5.3.7. Номограмма для определения коэффициента α

6) Определяем коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода с учетом влияния местного сопротивления.

$$\lambda = 1{,}05 \frac{\lambda_{тр}}{E^2} \qquad (5.3.43)$$

Определение коэффициента гидравлического сопротивления трения потока одним из способов:

- Определяем $\lambda_{тр}$ по формуле (5.1.97) НТП 2006 года [84] для смешанного режима течения газа в трубах, как наиболее вероятного

$$\lambda_{тр} = 0{,}067\left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{D}\right)^{0{,}2}$$

  - Принимаем K=0,03 *мм* для обычных труб.
  - Рассчитываем Re по формуле (5.1.102)

$$Re = 1{,}81 \cdot 10^3 \cdot \frac{g \cdot \Delta}{D \cdot \mu}$$

    - Коэффициент динамической вязкости μ рассчитываем по ранее рассмотренным в разделе 5.1 способам. Возможно, расчёт производить по формуле при $\rho_н$= 0,717:

$$\mu = 6 \cdot 10^{-6}\left[0{,}037 + T_{\text{пр}} \cdot \left(1 - 0{,}104 \cdot T_{\text{пр}}\right)\right] \cdot \left[1 + \frac{p_{\text{пр}}^2}{30\left(T_{\text{пр}} - 1\right)}\right] \qquad (5.3.44)$$

- Возможно, μ определять по таблице 5.3.8.

Таблица 5.3.8

Динамический коэффициент вязкости метана

$T_{ср}$, *К*	$\mu \cdot 10^6$ (в *Па·с*) при $P_{ср}$, *МПа*						
	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	8,0	10,0
250	9,83	10,03	10,28	10,60	11,04	12,47	14,10
260	10,15	10,34	10,56	10,85	11,24	12,40	13,75
270	10,46	10,63	10,85	11,12	11,47	12,40	13,56
280	10,77	10,94	11,15	11,40	11,70	12,46	13,48
290	11,08	11,24	11,43	11,66	11,92	12,60	13,50
300	11,38	11,54	11,72	11,92	12,16	12,78	13,58
310	11,67	11,82	12,00	12,19	12,42	13,02	13,70
320	11,98	12,12	12,27	12,45	12,68	13,22	13,82
330	12,27	12,40	12,55	12,73	12,95	13,49	14,00
340	12,56	12,68	12,82	13,00	13,22	13,73	14,16
350	12,84	12,97	13,11	13,29	13,48	13,96	14,32

- Рассчитываем коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{\text{тр}}$ с учётом полученных значений.

- Определяем $\lambda_{\text{тр}}$ по формуле (5.1.98) НТП 2006 года [84] для квадратичного режима течения газа в трубах

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067\left(\frac{2K}{D}\right)^{0{,}2}$$

- Принимаем *K*=0,03 *мм* для обычных труб.

- Рассчитываем $\lambda_{\text{тр}}$ по формуле (5.1.99)

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0{,}03817}{D^{0{,}2}}$$

- Определяет коэффициент гидравлического сопротивления λ по формуле (5.3.43).

7) Делаем окончательный пересчёт пропускной способности газопровода с учётом полученных данных по формуле (5.3.3)

$$g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot \Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot l}} \quad \text{для } p, \textit{МПа;}$$

$$g = 0{,}326 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot \Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot l}} \quad \text{для } p, \textit{кг/см.}$$

5.3.4. Гидравлический расчёт сложных магистральных газопроводов и газотранспортных систем

5.3.4.1. Гидравлический расчёт магистрального газопровода с учётом рельефа трассы

Пропускную способность газопровода без учёта рельефы трассы (разница вертикальных отметок трассы газопровода не превышает 100 *м*) следует рассчитывать по формуле (5.3.3).

Пропускную способность газопровода, имеющего разницу вертикальных отметок трассы выше 100 *м,* следует рассчитывать с учётом рельефа трассы одним из следующих способов:

- газопровод, имеющей общую разницу вертикальных отметок трассы выше 100 *м*, рассматривают как газопровод, состоящий из последовательных наклонных участков с усреднённым постоянным уклоном каждого не превышающим 100 *м*. Отметки начала и конца участка, расположенных выше начальной точки газопровода, имеют знак «+», ниже начальной точки знак «-». Пропускную способность каждого участка считают по формуле (5.3.3) с учётом данных расчёта предыдущего участка. Пропускная способность газопровода будет равняться наименьшей величине рассчитанных участков;
- пропускную способность простого газопровода с учётом рельефа трассы газопровода при разности отметок высот до 500 *м* вычисляют по формуле НТП 2006 года

$$g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2 \cdot (1+\alpha \cdot h_k)}{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} [1+\frac{a}{2L} \cdot \sum_{i=1}^{n} (h_i + h_{i-1}) \cdot l_i]}} \qquad (5.3.45)$$

- пропускную способность простого газопровода с учётом рельефа трассы газопровода при разности отметок высот свыше 500 *м* вычисляют по формуле НТП 2006 года

$$g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \cdot \sqrt{\frac{(p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2 e^{a \cdot \delta h}) \cdot a \cdot \delta_h}{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot l \cdot (e^{a \cdot \delta h} - 1)}} \qquad (5.3.46)$$

где $$a = \frac{\Delta}{14{,}64 \cdot T_{\text{ср}} \cdot z_{\text{ср}}} \qquad (5.3.47)$$

D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;
$p_{\text{н}}$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_{\text{к}}$ - конечное давление в газопроводе, *МПа*;
$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа в газопроводе, *К*;
L – длина газопровода, *км*;
l – длина рассматриваемого участка газопровода, *км*;
δ_h – разность отметок конечной и начальной точек газопровода, *м*;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода.
$z_{\text{ср}}$ – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа;
Δ - относительная плотность газа по воздуху;

Расчёт остальных составляющих формулы (5.345) и (5.3.46) не отличается от ранее рассмотренных методов.

5.3.4.2. Гидравлический расчёт сложного магистрального газопровода

Сложный магистральный газопровод имеет в своём составе:

- лупинги;
- отборы газа для потребителей (газопроводы отводы), ПХГ и ГПЗ (газопроводы подключения);
- поступления газа от добычи, импорта газа и ПХГ (газопроводы подключения), других газопроводов (межсистемные и технологические перемычки).

Сложный магистральный газопровод может иметь несколько последовательных участков с разным диаметром трубы.

Любой сложной газопровод можно разбить на участки (элементы), к каждому из которых можно применить расчётные зависимости для простых газопроводов. На границах участков должны соблюдаться условия: равенство давлений и сохранение равенства массы газа. Такой расчёт будет достаточно сложным и трудоёмким.

Любой сложный газопровод можно представить в виде некого виртуального простого газопровода. При этом для этого газопровода вводятся понятия: эквивалентный газопровод, эквивалентный расход, коэффициент расхода и др. Простой газопровод будет эквивалентен сложному газопроводу, если на его границах все параметры (расход, давление, температура, теплофизические характеристики) будут одинаковы.

Возможные схемы сложного газопровода, рассчитанные методом эквивалентирования:

Газопровод с лупингом

Лупингом (от английского слова «loop» - петля) называют дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основному магистральному газопроводу и соединённый с ним в двух сечениях: начальном и конечном (рис. 5.3.8).

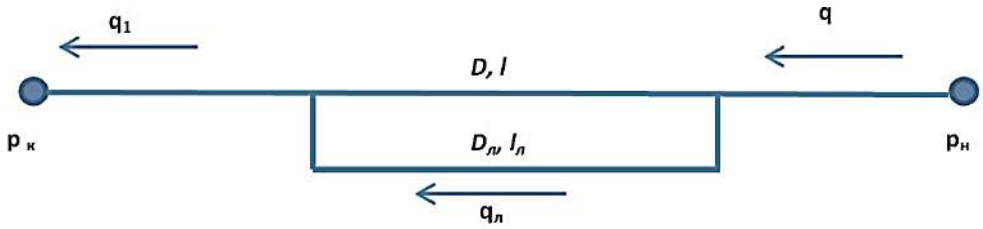


Рис. 5.3.8. Газопровод с лупингом

где D– внутренний диаметр газопровода, *мм*;
$D_л$– внутренний диаметр лупинга, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;
$l_Л$ – длина лупинга, *км*;
l – длина рассматриваемого участка газопровода, *км*;
g – пропускная способность газопровода без лупинга, *млн м^3/сут*;
$g_л$– пропускная способность лупинга, *млн м^3/сут*;
g_1– пропускная способность газопровода с лупингом, *млн м^3/сут*.

Расчет пропускной способности газопровода с лупингом можно произвести по формуле

$$g_1 = \frac{g}{\sqrt{1-\frac{l_л}{l}\left\{1-\frac{1}{\left[1-\left(\frac{D_л}{D}\right)^{2,6}\right]^2}\right\}}} \tag{5.3.48}$$

Пропускную способность для данного газопровода g рассчитывают по одному из ранее рассмотренных способов.

Увеличение пропускной способности газопровода с лупингом составит

$$\Delta_g = g \cdot \left\{1 - \frac{1}{\sqrt{1-\frac{l_л}{l}\left\{1-\frac{1}{\left[1-\left(\frac{D_л}{D}\right)^{2,6}\right]^2}\right\}}}\right\} \tag{5.3.48}$$

где Δ_g – увеличение пропускной способности газопровода с лупингом.

При равенстве диаметров лупинга и основного газопровода пропускная способность рассчитывается по формуле

$$g_1 = g \cdot \frac{2}{\sqrt{4-3\frac{l_л}{l}}} \tag{5.3.50}$$

Увеличение пропускной способности рассчитывается по формуле

$$\Delta_g = g \cdot \left(1 - \frac{2}{\sqrt{4-3\frac{l_л}{l}}}\right) \tag{5.3.51}$$

Необходимая длина лупинга для доведения пропускной способности до величины g_1 рассчитывается по формуле

$$l_л = \frac{l \cdot \left[1-\left(\frac{g}{g_1}\right)^2\right]}{1-\frac{1}{\left[1+\left(\frac{D_л}{D}\right)^{2,6}\right]^2}} \tag{5.3.52}$$

Протяжённость лупинга, необходимого для повышения давления газа в конце расчётного участка газопровода с $p_{к1}$ до $p_{к2}$ рассчитывается по формуле

$$l_л = \frac{l \cdot \left[1-\frac{p_н^2-p_{к2}^2}{p_н^2-p_{к2}^2}\right]}{1-\left[\frac{D^{2,6}}{D^{2,6}+D_л^{2,6}}\right]} \tag{5.3.53}$$

Диаметр лупинга для доведения пропускной способности до величины g_1 рассчитывается по формуле

$$D_{л} = \left\{ \left[\frac{\frac{l_{л}}{l}}{\left(\frac{g}{g_1}\right)^2 + \left(\frac{l_{л}}{l} - 1\right)} \right]^{0,5} - 1 \right\}^{0,741} \quad (5.3.54)$$

Газопровод, состоящий из участков различной протяженности и различных диаметров

Сложный газопровод – тот, который имеет в своём составе n участков диаметром D_i и длиной l_i каждый (рис. 5.3.9).



Рис. 5.3.9. Газопровод, состоящий из участков различной протяженности и различных диаметров

где D_i– внутренний диаметр участка газопровода, *мм*;

$D_э$–внутренний диаметр эталонного газопровода *[мм]*;

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа;*

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа;*

l_i – длина участка газопровода, *км;*

$l_э$– длина эталонного газопровода, *км;*

n – количество участков газопровода, *км;*

g – пропускная способность газопровода, *млн м^3/сут;*

g_i– пропускная способность участка газопровода, *млн м^3/сут.*

Можно заменить сложный газопровод простым газопроводом с эквивалентным постоянным диаметром $D_э$, который имеет длину $l_э$ и такую же пропускную способность при тех же начальных и конечных давлениях.

Взаимосвязь параметров эквивалентного газопровода выражается отношением

$$\frac{l_э}{D_э^{5,2}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{l_i}{D_i^{5,2}} \quad (5.3.55)$$

Обычно длину эквивалентного газопровода выбирают равной длине сложного газопровода $l_э = l$.

Тогда

$$D_э = \sqrt[5,2]{\frac{l}{\sum_{i=1}^{n} \frac{l_i}{D_i^{5,2}}}} \quad (5.3.56)$$

Далее можно производить расчёт пропускной способности эквивалентного газопровода $g_э$ по одному из ранее рассмотренных способов. Однако расчётная величина $D_э$ может оказаться не совсем удобной, особенно если при расчёте пользоваться таблицами, номограммами и графиками. Поэтому для расчёта выбираем $D_{уэ}$– диаметр условный эквивалентный, самый близкий к ранее полученному $D_э$ из существующего ряда условных диаметров газопроводов.

Пересчитываем $l_э$ с учётом выбранного $D_{уэ}$:

$$l_э = \sum_{i=1}^{n} l_i \left(\frac{D_{уэ}}{D_i}\right)^{5,2} \quad (5.3.57)$$

и проводим расчёт пропускной способности эквивалентного газопровода по одному из ранее рассмотренных способов.

Для квадратичного режима течения газа и эквивалентной шероховатости *K=0,03* пропускную способность можно рассчитать по формуле НТП 2006 года

$$g = 17{,}0316 \cdot 10^{-6} \cdot E \cdot \sqrt{\frac{D_э^{5,2}}{l_э}} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot z_{ср}}} \quad (5.3.58)$$

Параллельные газопроводы

Сложный газопровод, который состоит из *n* параллельных газопроводов, D_i диаметром и l_i длиной каждый у которых единая точка начала и конца газопровода, а также одинаковые начальное и конечное давление в каждом газопроводе (рис. 5.3.10).

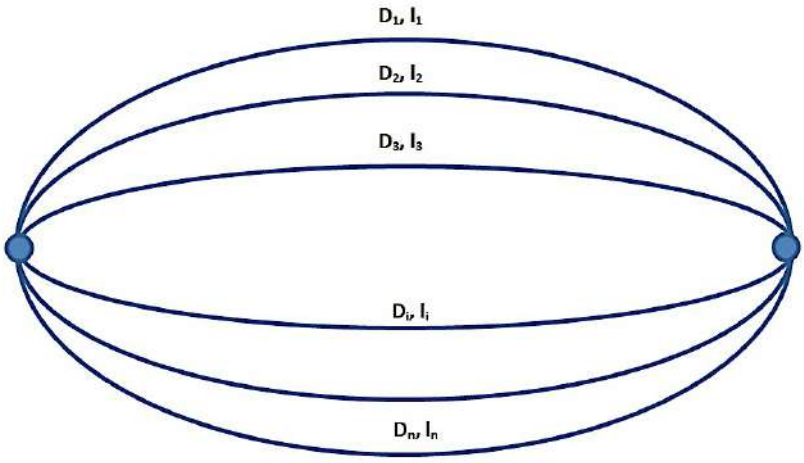


Рис. 5.3.10. Параллельные газопроводы

где D_i– внутренний диаметр *i-го* газопровода, *мм*;
$D_э$–внутренний диаметр эталонного газопровода, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в каждом газопроводе, *МПа;*
$p_к$ - конечное давление в каждом газопроводе, *МПа;*
l_i – длина i-го газопровода, *км;*
$l_э$ - длина эталонного газопровода, *км;*
n – количество параллельных газопроводов;
$g_э$ – пропускная способность эталонного газопровода, *млн м^3/сут;*
g_i– пропускная способность i-го газопровода, *млн м^3/сут.*

Рассмотрим два уравнения для параллельных газопроводов и эквивалентного газопровода с условием равенства расходов, давлений в начале и конце газопроводов, средней температуры, коэффициента сжатия:

$$g_i = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot {D_i}^{2,5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l_i}} \quad (5.3.59)$$

или $$\sum_{i=1}^{n} g_i = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot \sum_{i=1}^{n} D_i^{2,5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l_i}} \qquad (5.3.60)$$

$$g_э = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D_э^{\,2,5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l_э}} \qquad (5.3.61)$$

Исходя из уравнений (5.3.59) и (5.3.61) для расчёта эквивалентного газопровода получим следующую зависимость:

$$\sqrt{\frac{D_э^5}{\lambda_э \cdot l_э}} = \sum_{i=1}^{n} \sqrt{\frac{D_i^5}{\lambda_i \cdot l_i}} \qquad (5.3.62)$$

Примем, что $l_1 = l_2 = \cdots = l_i = \cdots = l = l_э$ и для квадратичной зоны течения во всех параллельных газопроводах одинаковая эквивалентная шероховатость, тогда

$$\sqrt{D_э^{5,2}} = \sum_{i=1}^{n} \sqrt{D_i^{5,2}} \qquad (5.3.63)$$

Если все диаметры параллельных газопроводов равны D, то

$$\sqrt{D_э^{5,2}} = n \cdot \sqrt{D^{5,2}} \text{ или } D_э = n^{0,385} \cdot D \qquad (5.3.64)$$

Аналогичным способом можно произвести расчёт пропускной способности для эквивалентного газопровода длиной l и диаметром $D_э$ для параллельных газопроводов разного диаметра.

Из формул (5.3.64) и (5.3.3) видно, что пропускная способность газотранспортной системы, состоящей из n параллельно работающих магистральных газопроводов с одинаковым диаметром D, будет равна, сумме пропускных способностей n магистральных газопроводов диаметром D.

Газопровод с отборами и подкачками газа

Простой однониточный газопровод длиной l и диаметром D с начальным давлением $p_н$ и конечным давлением $p_к$ в котором существуют путевые отборы и подпитки газа q, показана на рис. 5.3.11:

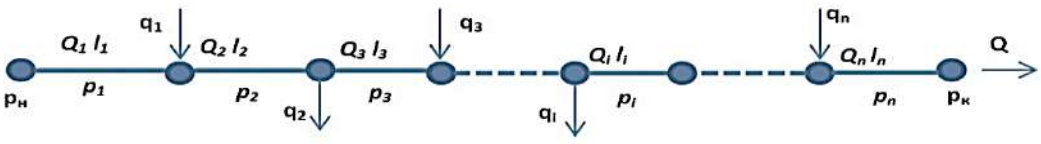


Рис. 5.3.11. Газопровод с отборами и подкачками газа

где D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;

$D_э$– внутренний диаметр эталонного газопровода, *мм*;

$p_н$ – начальное давление в каждом газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в каждом газопроводе, *МПа*;

p_i – давление в каждой точке подключения к магистральному газопроводу, *МПа*;
l_i – длина *i-го* участка газопровода, *км*;
l – длина эталонного газопровода, *км*;
n – количество участков газопровода, *км*;
Q – пропускная способность газопровода, *млн м³/сут*;
$Q_э$ – пропускная способность эталонного газопровода, *млн м³/сут*;
Q_i – пропускная способность *i-го* газопровода подключения, *млн м³/сут*.

Формулу (5.3.3) можно представить в виде:

$$p_н^2 - p_к^2 = \left(\frac{\sqrt{z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср}}}{3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5}}\right)^2 \cdot \left(Q \cdot \sqrt{\lambda \cdot l}\right)^2, \quad (5.3.65)$$

тогда исключая давления в узловых точках для газопровода постоянного диаметра с отборами и подкачками, обозначив постоянные величины для данного уравнения через некий коэффициент *B,* формулу (5.3.57) можно записать

$$p_н^2 - p_к^2 = \frac{1}{B^2 \cdot D^5} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_i^2 \cdot \lambda_i \cdot l_i, \quad (5.3.66)$$

а пропускная способность $Q_э$ эквивалентного газопровода диаметром $D_э$ при квадратичном законе течения газа по трубопроводу и $l = \sum_{i=1}^{n} l_i$ и будет

$$Q_э = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i^2 \cdot l_i}{l}} \quad (5.3.67)$$

Давление в узловых точках газопровода можно найти по зависимости

$$p_н^2 - p_i^2 = \frac{1}{B^2 \cdot D^5} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_i^2 \cdot \lambda_i \cdot l_i \quad (5.3.68)$$

Расход газа на участке l_i можно рассчитать по формуле:

$$Q_i = Q_i + g_{i-1} \quad (5.3.69)$$

Система магистральных газопроводов с технологическими перемычками

Газотранспортная система состоит из нескольких параллельных газопроводов с технологическими перемычками между ними, работающих в едином гидравлическом режиме (рис. 5.3.12). Такое технологическое устройство позволяет обеспечивать транспорт газа по ГТС даже при проведении ремонтных работ. При этом производится отключение одного или нескольких участков ГТС.

Рассмотрим ГТС, состоящую из n параллельных газопроводов одинакового диаметра с равномерно расположенными технологическими перемычками. Степень снижения пропускной способности при производстве ремонтных работ может быть вычислена по формуле:

$$\frac{g_p}{g} = (n - k) \cdot \sqrt{\frac{m}{(m-1) \cdot (n-k)^2 + n^2}} \quad (5.3.70)$$

где g_p – пропускная способность ГТС при выполнении ремонтных работ;
g – пропуская способность ГТС;
k – количество магистральных газопроводов, на которых производятся ремонтные работы;
m – число участков, на которые разделена перемычками ГТС.

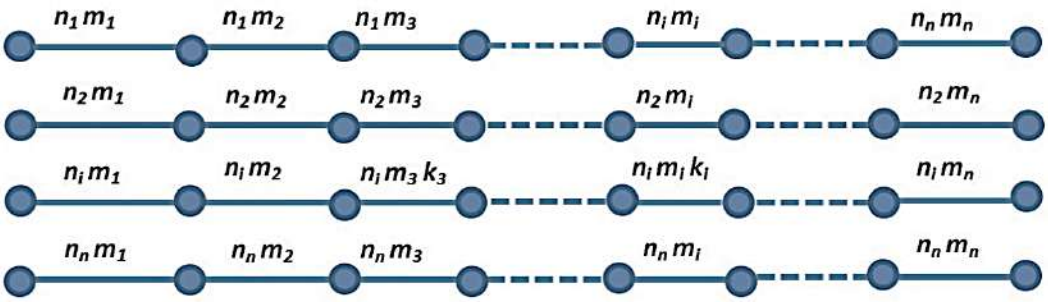


Рис. 5.3.12. Система магистральных газопроводов с технологическими перемычками

5.4. Расчет потоков по газотранспортным системам ЕСГ..... 872
5.4.1. Общие положения.....874
5.4.2. Построение потоковой схемы.....874
5.4.2.1. Построение детализированной потоковой схемы.....874
5.4.2.2. Преобразование детализированной потоковой схемы.....877
5.4.2.3. Параметры элементов потоковой схемы.....880
5.4.3. Расчёт протяженности транспортировки газа от зон входа в ЕСГ до субъектов и границ Российской Федерации..... 881
5.4.3.1. Определение точек и зон входа.....881
5.4.3.2. Определение точек, секторов и зон выход.....883
5.4.3.3. Определение протяжённости маршрутов поставок газа.....884
5.4.4. Определение фактических потоков газа по ГТС ЕСГ..... 887
5.4.4.1. Основные принципы идентификации потоков газа.....888
5.4.4.2. Исходные данные для идентификации потоков газа.....888
5.4.4.3. Подготовка данных для формирования расчётного баланса газа..... 889
5.4.4.4. Подготовка данных для расчетов фактических потоков газа.....891
Определение расхода газа через ГРС.....891
Распределение статьи баланса «Собственные нужды» по узлам и участкам потоковой схемы для каждого ГТО..... 892
Распределение статьи баланса «Изменение запаса газа» формы 301 по участкам потоковой схемы для каждого ГТО.....893
Распределение статьи баланса «Собственные нужды ПХГ» формы 301 по ПХГ для каждого ГТО..... 894
5.4.4.5. Последовательность проведения идентификации фактических потоков газа.....895
Подготовка расчётного баланса.....895
Распределение статей расчётного баланса ГТО по участкам потоковой схемы.....895
Расчёт (идентификация) фактических потоков газа..... 896
5.4.5. Моделирование потоков газа по ГТС ГТО и ЕСГ..... 898
5.4.5.1. Условия моделирования потоков газа.....898
5.4.5.2. Перечень ограничений по элементам газотранспортной системы, используемых при моделировании и оптимизации потоков газа..... 899
5.4.6. Планирование потоков газа..... 901
5.4.7. Оптимизация потоков газа..... 901
5.4.8. Алгоритм управления потоками газа по ГТС ЕСГ..... 902
5.4.9. Расчет товаротранспортной работы..... 903
5.4.9.1. Точки входа и выхода определяемые на расчетной потоковой схеме ГТС ЕСГ при расчёте товаротранспортной работы.....903
5.4.9.2. Расчёт фактических маршрутов транспортировки газа при расчёте товаротранспортной работы.....904
5.4.9.3. Алгоритм определения фактических маршрутов транспортировки газа по газотранспортным системам ЕСГ при расчете товаротранспортной работы.....904
5.4.9.4. Последовательность действий при итерации расчета.....905
5.4.9.5. Процесс замещения газа.....907

5.4.9.6. Алгоритм определения фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы транспортировки газа по газотранспортным обществам……..907
5.4.9.7. Последовательность проведения расчетов фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы……907

5.4.1. Общие положения

Транспорт газа в ЕСГ в основном осуществляется по газотранспортным системам, состоящим из нескольких параллельных магистральных газопроводов, объединённых технологическими перемычками и работающих в одном гидравлическом режиме.

Суммарный объём газа, транспортируемый по такой ГТС, называется газовый поток. Для решения определённого круга диспетчерских задач на первом и втором уровне управления используют понятие поток газа.

Расчёты потоков газа производят на потоковой схеме. Потоковая схема предназначена для решения задач диспетчерского управления потоками газа и отображения результатов этих решений. Различают потоковые схемы газотранспортных систем Европы, ЕСГ и ГТО.

С использованием потоковых схем решаются различные задачи диспетчерского управления:

- идентификация фактических потоков газа;
- моделирование потоков газа;
  - расчёт потоков газа при проведении плановых ремонтных работ на объектах ГТС ЕСГ;
  - расчёт плановых потоков газа;
  - расчёт перспективных потоков газа при введении в работу новых объектов ГТС;
- оптимизация потоков газа;
- расчёт фактических и возможных маршрутов газа от зон входа в ГТС ЕСГ до зон выхода;
- расчёт товаротранспортной работы по ГТС ЕСГ;
- контроль и анализ работы ГТС при помощи визуализированной информации.

Потоковая схема ГТС ЕСГ представляет собой схему расположения объектов ЕСГ в виде узлов и соединяющих их направленных дуг, которые определяют направление движения потоков газа по газотранспортным системам. Узлы и дуги являются элементами потоковой схемы.

Каждый элемент (узел, дуга) потоковой схемы соответствует одному или нескольким объектам ГТС ЕСГ и характеризуется набором параметров, определяемых на основе характеристик соответствующих технологических объектов ГТС ЕСГ, составляющих этот элемент.

Расположение элементов потоковой схемы определяется удобством визуального восприятия и должно обеспечивать наилучшее представление о схеме движения потоков газа, при этом привязка к географическим координатам осуществляется приближённым образом без нарушения удобочитаемости схемы.

Потоковая схема имеет несколько уровней детализации, каждый из которых соответствует необходимому уровню для решения поставленной задачи. Существуют детализированные потоковые схемы и упрощённые потоковые схемы.

5.4.2. Построение потоковой схемы

5.4.2.1. Построение детализированной потоковой схемы

Детализированная потоковая схема является наиболее подробной и используется для дальнейшего построения потоковых схем другого уровня.

В детализированную потоковую схему в качестве дуг включаются наибольшее количество частей ГТС, удовлетворяющих одному из следующих условий:

- часть ГТС состоит из участков систем магистральных газопроводов, работающих в едином гидравлическом режиме и не имеющих точек разветвления или соединения с другими распределительными и магистральными газопроводами, газопроводами-отводами, технологическими и межсистемными перемычками;
- часть ГТС состоит из участков систем распределительных газопроводов и/или газопроводов-отводов, работающих в едином гидравлическом режиме и не имеющих точек разветвления или соединения с другими распределительными газопроводами и/или газопроводами-отводами.

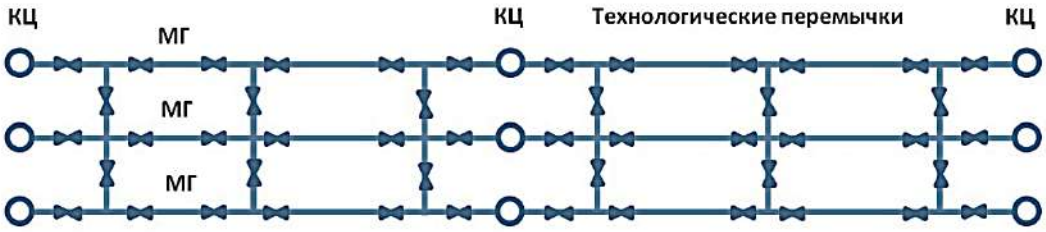


Рис. 5.4.1. Технологическая схема участка газотранспортной системы



Рис. 5.4.2. Потоковая схема участка газотранспортной системы

В детализированную потоковую схему в качестве дуг включаются технологические перемычки (в том числе перемычки между цехами КС), соединяющие две части ГТС при условии, что соединяемые системы магистральных газопроводов лежат в одном технологическом коридоре и являются системами с разным рабочим давлением. Такие ГТС могут работать как в едином, так и в разных гидравлических режимах.

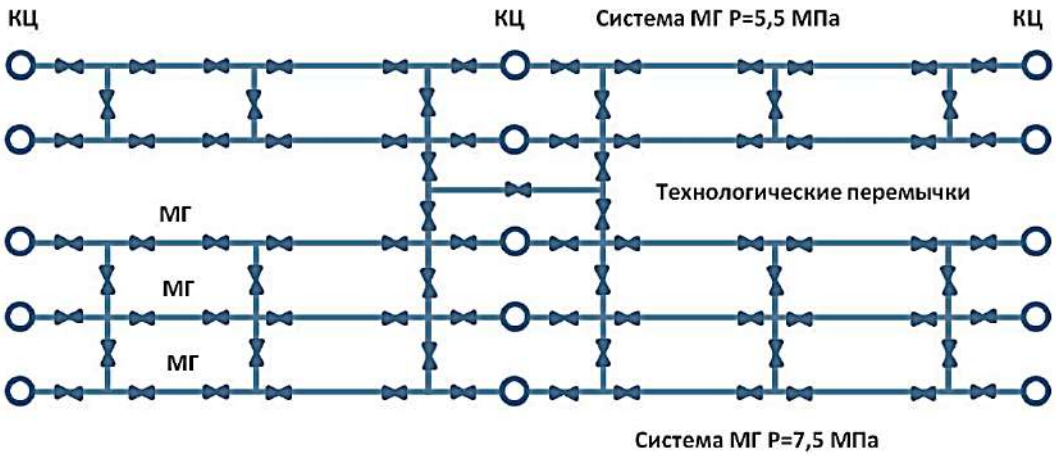


Рис. 5.4.3. Технологическая схема ГТС с двумя системами МГ, работающая в едином гидравлическом режиме

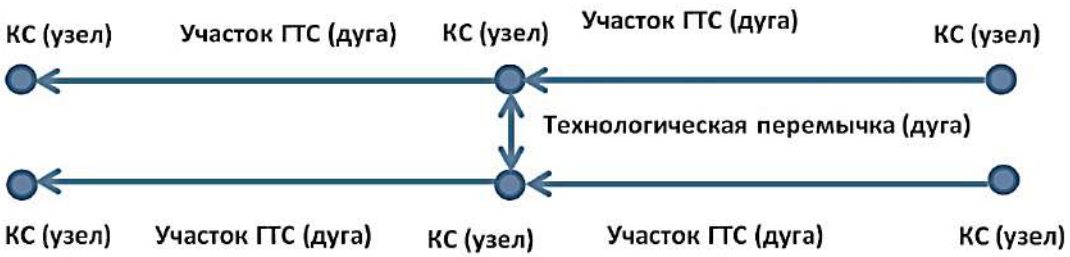


Рис. 5.4.4. Детализированная потоковая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме



Рис. 5.4.5. Упрощённая потоковая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме

В детализированную потоковую схему в качестве дуг включаются межсистемные перемычки.

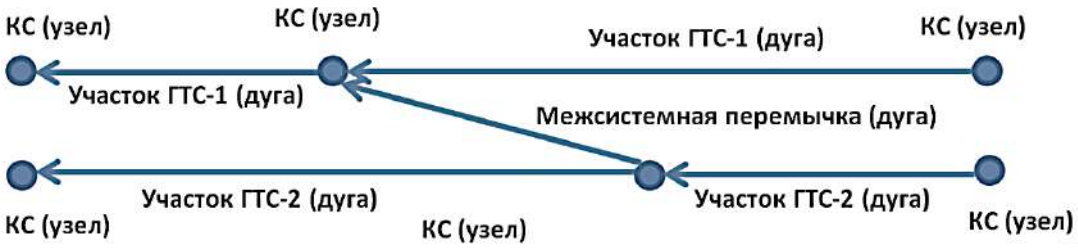


Рис. 5.4.6. Потоковая схема двух ГТС с межсистемной перемычкой

В качестве узлов в детализированную потоковую схему включаются элементы, агрегирующие начальные и конечные элементы части ГТС, включенной в потоковую схему в качестве дуги.

Узлы детализированной потоковой схемы соответствуют следующим физическим объектам ГТС ЕСГ России:

- месторождения;
- ГПЗ;
- ПХГ;
- точки врезки газопроводов-отводов, газопроводов подключения и распределительных газопроводов;
- цех КЦ / КС;
- узлы редуцирования;
- ГИС (включая соответствующие пункты передачи газа на экспорт и пункты приема импортируемого газа);
- границы между ГТО;
- точки окончания газопроводов-отводов и распределительных газопроводов;
- ГРС;
- точки подсоединения технологических и межсистемных перемычек.

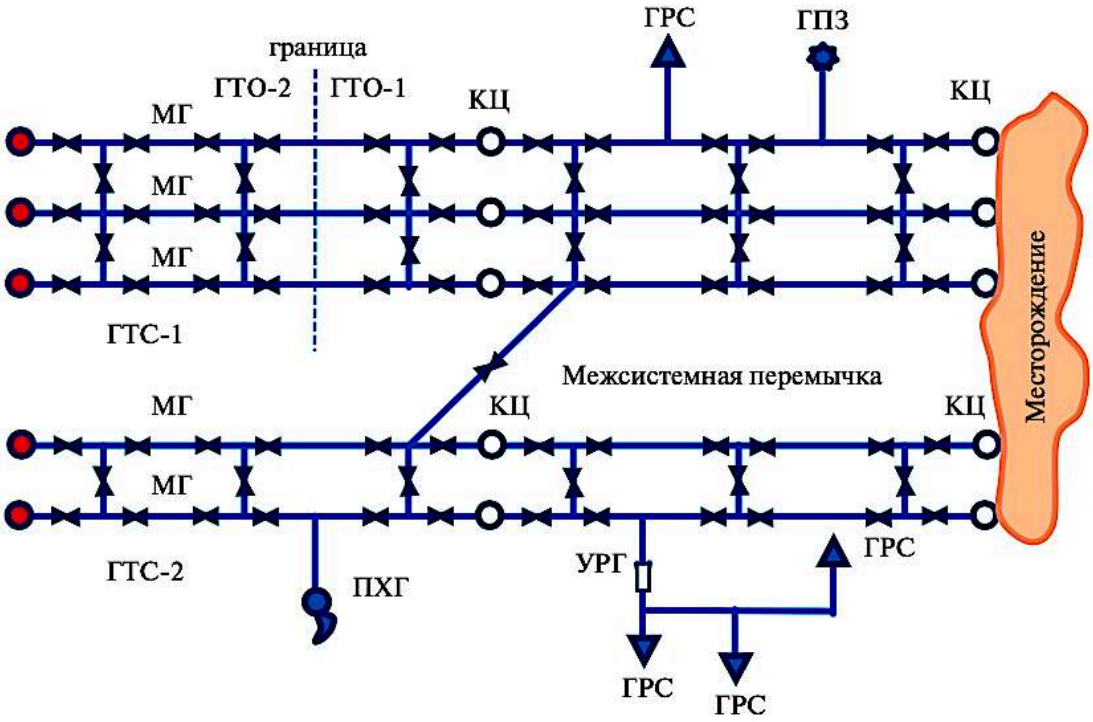


Рис. 5.4.7. Участок технологической схемы ЕСГ

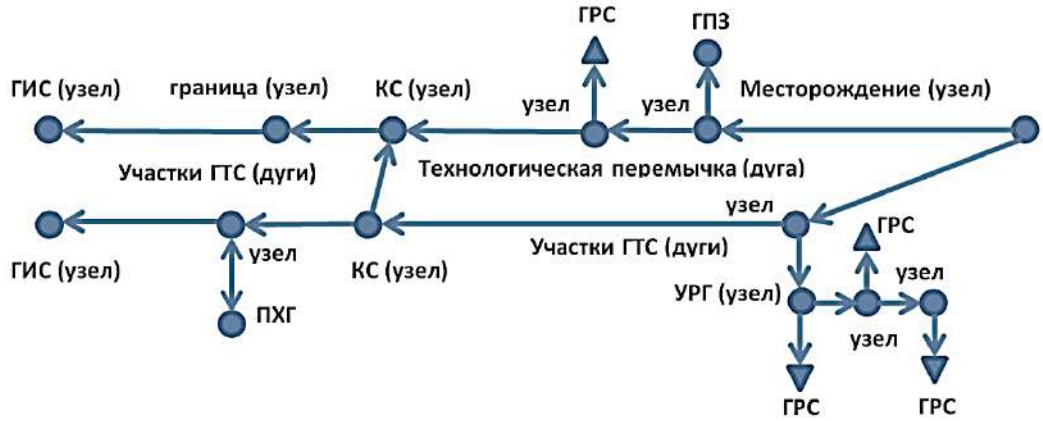


Рис. 5.4.8. Узлы на участке потоковой схемы ЕСГ

Два узла детализированной потоковой схемы могут быть соединены только одной дугой.

Дуга детализированной потоковой схемы может быть однонаправленной или реверсивной в зависимости от возможности транспорта газа по соответствующей части ГТС только в одну или в обе стороны.

5.4.2.2. Преобразование детализированной потоковой схемы

Построение всех потоковых схем осуществляется на основе следующих преобразований детализированной потоковой схемы:

- исключение элементов;
- агрегация группы элементов в один;
- деление дуг на несколько путем добавления условных точек.

Необходимость и возможность того или иного преобразования в процессе построения потоковой схемы определяется решаемыми расчетными задачами на выбранным уровне диспетчерского управления.

Дуги, соответствующие распределительным газопроводам или газопроводам-отводам, могут быть исключены из детализированной потоковой схемы.

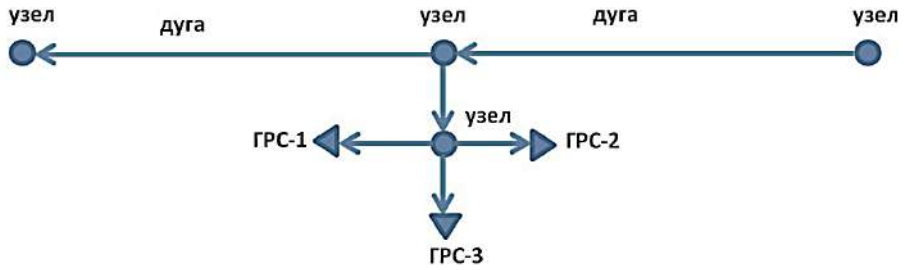


Рис. 5.4.9. Фрагмент детализированной потоковой схемы

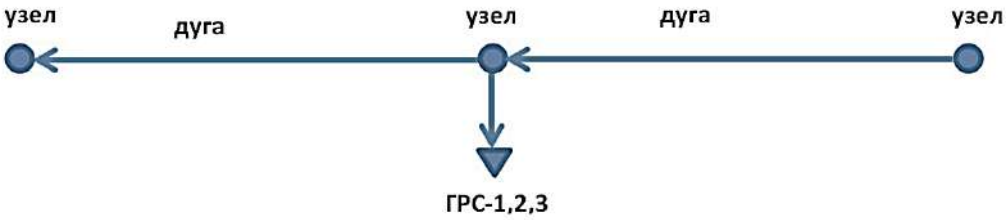


Рис. 5.4.10. Фрагмент упрощенной потоковой схемы

Дуги, соответствующие распределительным газопроводам или газопроводам-отводам, всегда включаются в потоковую схему в следующих случаях:

- при возможности передачи газа по этим газопроводам от одного ГТО другому ГТО;
- при возможности передачи газа на экспорт или приёме импортируемого газа по этим газопроводам.

Дуги детализированной потоковой схемы могут быть агрегированы в одну дугу при условии, что соответствующие части ГТС лежат в одном технологическом коридоре, соединены технологическими перемычками и работают в одном гидравлическом режиме. При этом соответствующие технологические перемычки и узлы их подсоединения исключаются из потоковой схемы.

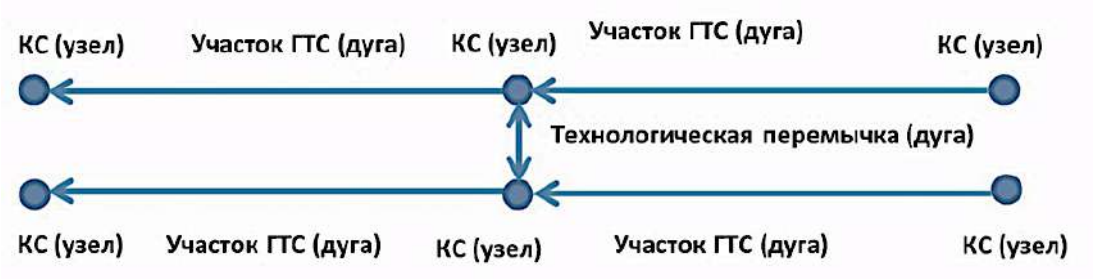


Рис. 5.4.11. Детализированная потоковая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме



Рис. 5.4.12. Упрощённая потоковая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме

Дуги детализированной потоковой схемы могут быть разбиты на несколько последовательно соединенных дуг, если газопроводы - части ГТС, которую данная дуга агрегирует, делятся условными точками на выбранных километрах. В этом случае на потоковую схему добавляются соответствующие узлы.

Деление дуги осуществляется в следующих случаях:

- при необходимости добавить точку замера объёма потока газа, полученного расчётным путем;
- при необходимости разделить отборы на потребление на дуге.

В случае поступления газа в часть ГТС с обоих её концов осуществляется деление соответствующей дуги потоковой схемы. При этом разделение дуги условной точкой производится следующим образом:

- определяются все точки подключения газопроводов отводов к дуге;
- определяется загрузка $q_{грс_i}$ каждой ГРС;
- одновременно с каждого конца дуги в точках подключения газопроводов отводов определяются объёмы отбора газа $Q_{г\text{-}отв.i}$;
- условная точка, так называемая «ноль-точка», будет соответствовать положению точки на реверсной дуге, при котором соблюдается равенство величин (баланс) поступления объёмов газа на потребителей с обоих концов дуги.

При изменении уровня детализации узел, соединяющий две последовательные дуги, может быть исключён из потоковой схемы.

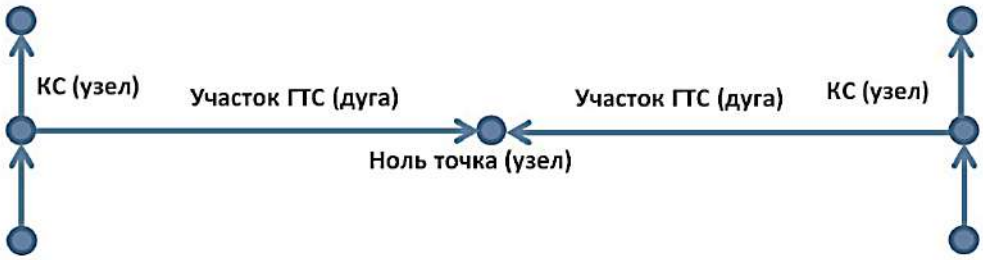


Рис. 5.4.13. Фрагмент потоковой схемы ГТС

Узел, соединяющий две последовательные дуги, всегда включается в потоковую схему в следующих случаях:

- передача газа от одного ГТО другому в соответствующем объекте;
- поступление газа в ГТС от соответствующего объекта, объём которого существенен (согласно экспертной оценке) при решении выбранных задач;
- распределение (отбор) газа на данном объекте, объём которого существенен (согласно экспертной оценке) при решении выбранных задач;
- наличие замера объёма потока газа через данный объект, необходимого при решении выбранных задач.

Уровень детализации потоковой схемы определяется количеством объектов ГТС, агрегированных дугами и узлами.

5.4.2.3. Параметры элементов потоковой схемы

Параметры элементов потоковой схемы определяются техническими и технологическими параметрами объектов ГТС ЕСГ. Технические параметры объектов ГТС ЕСГ принимаются в соответствии с утверждёнными нормативно-справочными документами. Технологические (параметрические) данные берутся из БД диспетчерских служб. Причём в зависимости от уровня использования потоковой схемы и уровня её детализации эти параметры могут быть, как измеренные, так и расчётные.

Длина дуги равна среднеарифметической величине длин всех газопроводов на соответствующей части ГТС (с учётом резаных пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ):

$$l_{\text{уч}} = \frac{l_1 + l_2 + \cdots + l_m + \cdots + l_N}{N} \tag{5.4.1}$$

где $l_{уч}$ – длина дуги, *км*;

l_m – длина участка МГ на соответствующей части ГТС, *км*;

N – количество МГ на соответствующей части ГТС.

Физический объём дуги потоковой схемы определяется как сумма физических объёмов всех магистральных газопроводов, входящих в соответствующую часть ГТС:

$$v_{\text{уч}} = v_1 + v_2 + \cdots + v_i + \cdots + v_N \tag{5.4.2}$$

где $v_{\text{уч}}$ – объем дуги, м^3;

v_i– внутренний объем участка МГ, м^3, вычисляемый по формуле

$$v_i = \frac{\pi}{4} \cdot d_i^2 \cdot l_i \tag{5.4.3}$$

где: d_i– внутренний диаметр МГ участка;

l_i – длина МГ на участке.

Потребление на дуге потоковой схемы определяется путём построения сектора выхода дуги. Параметрами, определяющими сектор, являются:

- состав сектора, представляющий собой множество ГРС;
- загрузка сектора Q;
- радиус сектора R;
- центр сектора, представляющий собой условную точку на дуге потоковой схемы.

Состав сектора определяется как множество ГРС, подключенных через газопроводы-отводы и распределительные газопроводы к газопроводам части ГТС, которую выбранная дуга агрегирует.

В случае необходимости выделения ГРС со значимыми объёмами потребления газа в отдельный сектор при построении потоковой схемы осуществляется детализация, например при определении «ноль точки».

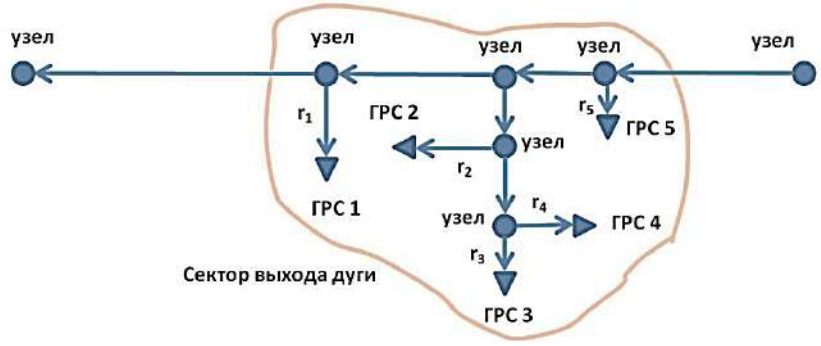


Рис. 5.4.14. Фрагмент детализированной потоковой схемы



Рис 5.4.15. Фрагмент упрощенной потоковой схемы

Загрузка сектора $Q_{\text{сек}_{\text{грс}}}$ определяется как суммарная загрузку всех входящих в него ГРС:

$$Q_{\text{сек}_{\text{грс}}} = \sum_{i=1}^{n} q_{\text{грс}_i} \tag{5.4.4}$$

где $q_{\text{грс}_i}$ – расход на *i*-й ГРС;

n – количество ГРС в секторе.

Радиус сектора R определяется, как средневзвешенное по объёму расстояние от каждой ГРС сектора до мест подсоединения корневых газопроводов отводов к магистральным газопроводам ГТС:

$$R = \sum_{i=1}^{n} \frac{q_{\text{грс}_i} \cdot r_i}{Q_{\text{сек}_{\text{грс}}}} \tag{5.4.5}$$

где r_i – вычисляется, как среднее длин всех маршрутов от мест подсоединения корневых газопроводов-отводов к магистральным газопроводам соответствующей выбранной дуге части ГТС до *i*-й ГРС.

Положение центра сектора $L_{\text{сек}}$ на дуге, определяется, как средневзвешенное по объёму расположение точек подключения всех газопроводов-отводов, через которые идёт поступление газа к ГРС сектора:

$$L_{\text{сек}} = \sum_{i=1}^{K} \frac{q_{\text{грс}_i} \cdot l_i}{Q_{\text{сек}_{\text{грс}}}} \tag{5.4.6}$$

где K – количество точек подключения газопроводов-отводов;

$q_{\text{грс}_i}$ – объем газа, поступающий через i-ю точку подключения;

l_i – положение i-ой точки подключения на магистральном газопроводе.

5.4.3. Расчёт протяженности транспортировки газа от зон входа в ЕСГ до субъектов и границ Российской Федерации

5.4.3.1. Определение точек и зон входа

Точка входа – место технологической врезки газопроводов подключения объектов добычи, подземного хранения или переработки газа в магистральный газопровод ГТС или место подсоединения замерного узла газоизмерительной станции

(ГИС), цеха дожимной компрессорной станции (ДКС), цеха головной компрессорной станции (ГКС) к одной из газотранспортных систем ЕСГ.

Точками входа газа в ГТС ЕСГ от межпромысловых коллекторов месторождения подключенного к многониточной газотранспортной системе являются головные компрессорные станции (ГКС).

Точкой входа газа в ЕСГ от газопровода подключения месторождения к газотранспортной системе является место врезки (тройник) газопровода подключения в магистральный газопровод.

Зона входа – отдельная точка входа или совокупность точек входа, расположенных в пределах одной газотранспортной системы, для которых принимается единая начальная точка отсчета протяженности маршрутов поставок газа, определенная как центр зоны. Зоной входа может быть место пересечения одной газотранспортной системы с государственной границей Российской Федерации.

Точки входа внутри одной зоны входа должны принадлежать одному участку газотранспортной системы.

Если зоной входа является головная КС (ГКС), то её центром и точкой отсчета считается среднеарифметическое значение километров положения компрессорных цехов ГКС на трассе системы магистральных газопроводов. В этом случае центр зоны входа определяется по формуле

$$L_{\text{вх}} = \frac{l_1 + l_1 + \cdots + l_N}{N} \tag{5.4.7}$$

где $L_{\text{вх}}$ – центр зоны входа по трассе магистральных газопроводов, км;
l_i – точка положения КЦ ГКС по трассе ГТС, км;
N – количество КЦ на ГКС.

Если зона входа сформирована из группы точек входа, то её центр и точка отсчета определяется по формуле

$$L_{\text{вх}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \cdots + l_N \cdot Q_N}{Q_1 + Q_2 + \cdots + Q_N} \tag{5.4.8}$$

где $L_{\text{вх}}$– центр зоны по трассе магистральных газопроводов, *км*;
l_i – точка подключения (точка входа) по трассе магистрального газопровода *i*-го объекта добычи, подземного хранения или переработки газа, *км*;
Q_i – объем поставки газа от *i*-го объекта добычи, подземного хранения или переработки газа за предыдущий год, *млн м*^{3};
N – количество точек входа, входящих в зону входа.

Распределение точек входа по зонам входа приведено в приложении 47.

При необходимости уточнения протяженности маршрута поставки газа от конкретной точки входа следует к средней протяженности маршрута от заданной зоны входа добавить разницу между значениями километража центра зоны входа и километража заданной точки входа

$$L_{\text{т}_{\text{вх}}} = L + (L_{\text{вх}} - l) \tag{5.4.9}$$

где $L_{\text{т}_{\text{вх}}}$ – протяженность маршрута поставки газа от заданной точки входа, *км*;
L – средняя протяженность маршрута поставки газа от заданной зоны входа, *км*;
$L_{\text{вх}}$ – центр зоны входа, *км*;
l – положение точки входа по трассе МГ, *км*.

5.4.3.2. Определение точек, секторов и зон выхода

Точка выхода – место передачи газа от газотранспортной организации к организации, оказывающей услуги по распределению или хранению газа, либо точка пересечения газопроводом государственной границы Российской Федерации.

Точкой выхода является газораспределительная станция, узел замера газа подземного хранилища газа или место пересечения газопроводом (магистральным, распределительным, газопроводом-отводом) государственной границы Российской Федерации.

Зона выхода – отдельная точка выхода или совокупность точек выхода, объединённых территориальными границами субъекта Российской Федерации или расположенных в месте пересечения одной газотранспортной системы государственной границы Российской Федерации.

Точка выхода определяется в соответствии с утвержденными перечнями НСИ или в соответствии с подробной потоковой схемой, разработанной на основе этих перечней.

Сектор выхода – отдельная точка или совокупность точек выхода, принадлежащих одной зоне выхода и подключенных к одной газотранспортной системе.

В случае если зона выхода является субъектом Российской Федерации, то количество секторов выхода равно количеству ГТС, обеспечивающих поставку газа данному субъекту Российской Федерации.

Центр сектора выхода – условная точка на ГТС, через которую обеспечивается поставка газа соответствующему сектору выхода, определяемая как средневзвешенная по производительности точка подключения корневых газопроводов отводов указанного сектора. Центр сектора рассчитывается по формуле 5.4.6.

Радиус сектора выхода – среднее расстояние от ГТС, обеспечивающей поставку газа соответствующему сектору выхода, до всех ГРС данного сектора. Радиус сектора рассчитывается по формуле 5.4.5.

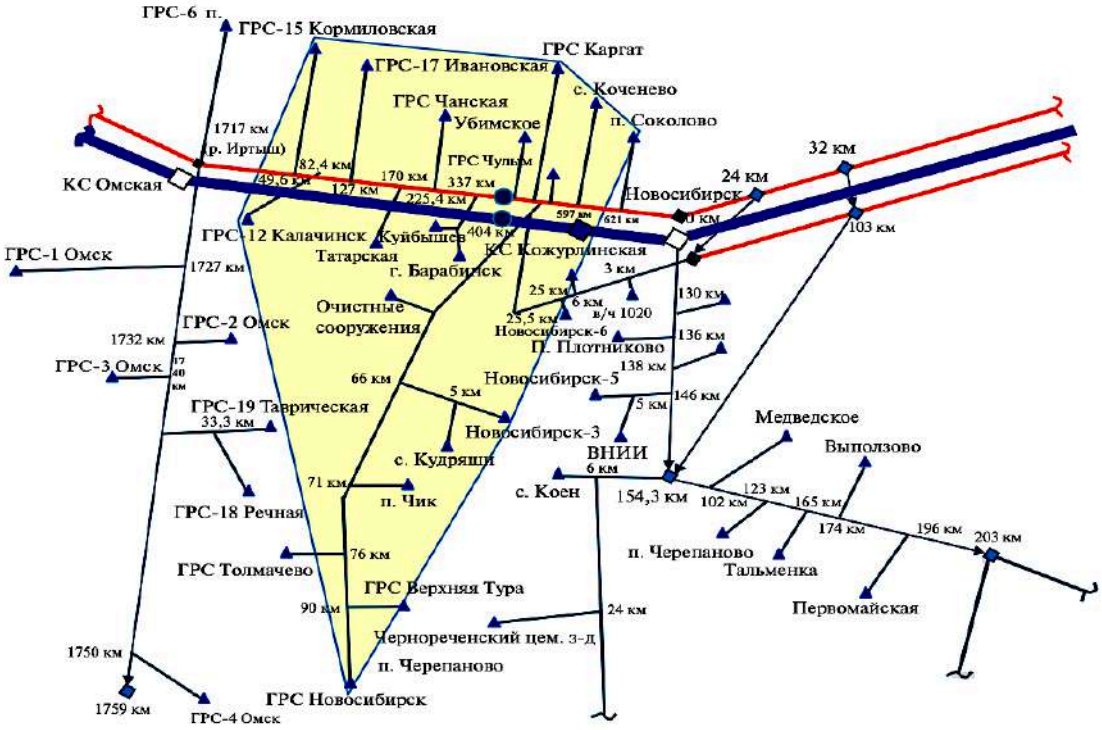


Рис. 5.4.16. Пример определения сектора на потоковой схеме участка ГТС

Для определения секторов зоны выхода – субъекта Российской Федерации необходимо:

- определить количество ГТС, от которых возможно произвести поставку газа данному субъекту Российской Федерации. Количество ГТС определяет количество секторов в зоне.
- определить состав сектора, как группу ГРС, через которые поставляется газ потребителям субъекта Российской Федерации от конкретной ГТС.

Для определения центра сектора необходимо:

- определить объёмы поставки газа через все корневые газопроводы-отводы рассматриваемого сектора.
- определить условную точку на трассе ГТС, как средневзвешенное по объёму расположение точек подключения всех корневых газопроводов-отводов данного сектора.

Полученная условная точка является центром соответствующего сектора.

Для определения радиуса сектора необходимо:

- определить средневзвешенное по объёму расстояние от места подсоединения корневых газопроводов-отводов к магистральному (магистральному распределительному) газопроводу до каждой ГРС, подключенной к соответствующему корневому газопроводу-отводу по всем возможным маршрутам.

Полученный результат являться радиусом сектора - средним расстоянием от конкретной ГТС до конкретной зоны выхода.

Перечень зон выхода приведен в приложении 48.

5.4.3.3. Определение протяжённости маршрутов поставок газа

Определение протяжённости маршрутов поставок газа может производиться от заданной точки/зоны входа до заданной точки/сектора/зоны выхода.

Протяжённость транспортировки газа по выбранному маршруту определяется как сумма длин участков газотранспортных систем, участков распределительных газопроводов и газопроводов-отводов, соединяющих заданную точку/зону входа и заданную точку/сектор выхода.

Длина участка газотранспортной системы определяется как среднеарифметическая величина длин всех магистральных газопроводов на данном участке газотранспортной системы (с учетом «резаных» пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ)

$$l_{\text{уч}} = \frac{l_1 + l_2 + \cdots + l_N}{N} \qquad (5.4.10)$$

где $l_{\text{уч}}$ – длина участка газотранспортной системы, *км*;

l_m – длина участка МГ на данном участке ГТС, *км*;

N - количество МГ на данном участке ГТС.

Длина участка распределительных газопроводов определяется на основе перечней утвержденной НСИ или на основе подробной потоковой схемы ЕСГ с учетом «резанных» пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ.

Длина газопровода отвода от места врезки корневого газопровода - отвода в магистральный газопровод до точки выхода (ГРС) определяется как сумма длин всех участков газопроводов-отводов на основе перечней НСИ или подробной потоковой схемы ЕСГ.

Средняя протяженность маршрутов транспортировки газа определяется как средняя протяженность всех возможных маршрутов, соединяющих заданную точку/зону входа и заданную точку/сектор/зону выхода с учетом фактической загрузки и ТВП.

Если расчёт средней протяженности маршрутов ведётся до заданной точки выхода, то для расчёта средних расстояний до этой точки необходимо:

- провести расчёт средней протяжённости маршрутов от заданной точки/зоны входа до точки подключения по трассе ГТС газопровода-отвода к магистральному или распределительному газопроводу;
- прибавить к полученному результату протяжённость газопроводов-отводов до соответствующей точки выхода.

Если расчёт средней протяженности маршрутов ведётся до заданного сектора выхода, то для расчёта средних расстояний до этого сектора необходимо:

- для всех точек выхода данного сектора определить расстояние от начала соответствующего корневого газопровода-отвода до соответствующей точки выхода;
- рассчитать средневзвешенное по фактической годовой производительности точек выхода расстояние от начала соответствующего корневого отвода до соответствующей точки выхода, принимаемое как протяжённость радиуса сектора выхода, по формуле:

$$L_{\text{сек}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \cdots + l_N \cdot Q_N}{Q_1 + Q_2 + \cdots + Q_N} \qquad (5.4.11)$$

где $L_{\text{сек}}$ – радиус сектора выхода, *км*;
l_K – от начала соответствующего корневого отвода до k-й точки выхода, *км*;
Q_k – годовой объем подачи газа через k-ю точку выхода, *млн м*^{3};
N – количество точек выхода, входящих в сектор выхода.

- определить центр сектора на трассе ГТС, как средневзвешенную по производительности корневых газопроводов-отводов точку подключения корневых газопроводов-отводов к трассе ГТС, входящих в указанный сектор

$$L_{\text{корн}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \cdots + l_N \cdot Q_N}{Q_1 + Q_2 + \cdots + Q_N} \qquad (5.4.12)$$

где $L_{\text{корн}}$ – километраж центра сектора выхода, *км*;
l_z – километраж точки подключения z-го корневого газопровода-отвода к магистральному или распределительному газопроводу, *км*;
Q_z – годовой объем подачи газа через z-й корневой газопровод-отвод, *млн м*^{3};
N – количество корневых газопроводов-отводов, обеспечивающих подачу газа в данный сектор выхода.

- провести расчёт средней протяженности маршрутов от заданной точки/зоны входа до центра сектора выхода;
- прибавить к средней протяженности маршрутов до центра сектора значение радиуса сектора выхода.

Если расчёт средней протяженности маршрутов ведётся до заданной зоны выхода, то для расчёта средней протяженности маршрутов транспортировки газа до заданной зоны следует:

- выполнить расчёт средней протяжённости маршрутов поставки газа отдельно до каждого сектора выхода, входящего в рассматриваемую зону выхода;
- в качестве средней протяженности до заданной зоны выхода принять средневзвешенную по фактической годовой производительности секторов выхода среднюю протяжённость маршрутов транспортировки газа до этих секторов выхода в соответствии с формулой:

$$L_{\text{вых}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \cdots + l_N \cdot Q_N}{Q_1 + Q_2 + \cdots + Q_N} \quad (5.4.13)$$

где $L_{\text{вых}}$ – среднее расстояние до заданной зоны выхода, *км*;
l_n – средняя протяженность маршрутов до *n*-го сектора выхода, входящего в заданную зону выхода, *км*;
Q_n – суммарный годовой объем поставки газа через точки выхода, входящие в *n*-ый сектор выхода, *млн м*^{3};
N – количество секторов выхода, входящих в зону выхода.

При необходимости уточнения протяжённости маршрута поставки газа до конкретной точки выхода следует к средней протяжённости маршрутов до заданного сектора выхода добавить разницу между значениями радиуса сектора выхода и расстояния от корневой точки сектора до заданной точки выхода:

$$L_{\text{вых}} = L + (L_{\text{сек}} - l) \quad (5.4.14)$$

где $L_{\text{вых}}$ – протяженность маршрута поставки газа до заданной точки выхода, *км*;
L – средняя протяженность маршрутов поставки газа до заданного сектора выхода, *км*;
$L_{\text{сек}}$ – радиус сектора выхода, *км*;
l – расстояние от корневой точки сектора до заданной точки выхода, *км*.

Для задач перспективного планирования на год и более значение средней протяженности маршрутов транспортировки газа от заданной точки/зоны входа до заданной точки/сектора/зоны выхода определяется как средневзвешенное по фактической загрузке значений расстояний всех возможных маршрутов транспорта газа:

$$L = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \cdots + l_N \cdot Q_N}{Q_1 + Q_2 + \cdots + Q_N} \quad (5.4.15)$$

где L – средняя протяженность маршрутов поставки газа, *км*;
l_p – протяженность *p*-го маршрута поставки газа, *км*;
Q_p – минимальная из фактических загрузок всех участков ГТС, составляющих *p*-ый маршрут, за исключением участка газопровод-отвод, *млн м*^{3};
N – возможное количество маршрутов поставки газа.

При отсутствии загрузки маршрутов за предыдущий период по всем возможным маршрутам поставки газа или при отсутствии данных по загрузке маршрутов возможно вместо показателя фактической загрузки использовать показатель технически возможной производительности.

Для задач оперативного планирования поставок дополнительных объёмов газа значение средней протяженности маршрутов транспортировки газа от заданной точки/зоны входа до заданной точки/сектора/зоны выхода определяется, как средневзвешенное значение расстояний по резервам пропускной способности всех возможных маршрутов транспорта газа:

$$L = \frac{l_1 \cdot R_1 + l_2 \cdot R_2 + \cdots + l_N \cdot R_N}{R_1 + R_2 + \cdots + R_N} \quad (5.4.16)$$

где L – средняя протяженность маршрутов поставки газа, *км*;
l_p – протяженность p-го маршрута поставки газа, *км*;
R_p – резерв пропускной способности p-го маршрута поставки газа, *млн м³*;
N – возможное количество маршрутов поставки газа.

При отсутствии резервов пропускной способности по всем возможным маршрутам значение средней протяженности не рассчитывается.

При необходимости идентификации только одного из маршрутов выбирается один из фактических возможных маршрутов с протяжённостью, наиболее близкой к средней протяжённости маршрутов транспортировки газа.

Расстояние от заданной зоны входа до заданной зоны выхода определяется с помощью матрицы расстояний, столбцами которой являются зоны входа, а строками – зоны выхода.

5.4.4. Определение фактических потоков газа по ГТС ЕСГ

Процедура определения фактических потоков газа по ГТС ЕСГ (идентификация потоков) производится с использованием потоковой схемы.

Решение задач по идентификации потоков газа производится на основе суточных данных.

Решение задач по идентификации потоков газа за временной интервал более одних суток (месяц, квартал) осуществляется путем суммирования результатов решения соответствующих задач на основе суточных данных.

Решение задач по идентификации потоков газа производится на расчётном графе, построенном на основе потоковой схемы.

В результате идентификации потоков газа должен сохраняться баланс газа на каждом участке ГТС, в каждом узле, в ГТС каждого ГТО и в ГТС ЕСГ России в целом.

Результат идентификации потоков газа должен учитывать схемы фактически сложившихся направлений движения газа.

В качестве источника информации при идентификации потоков газа используется текущая база данных, функционирующая в диспетчерских службах.

В базе данных могут существовать несколько источников информации по одному и тому же объекту. Каждому источнику информации присваивается уровень приоритета.

Для сохранения преемственности потоковых расчётов на различных уровнях (ЦПДД и ГТО) основным источником информации принимается сегмент БД с суточными балансами ГТС. По сути, фактические потоки по ГТС есть распределение по отдельным участкам ГТС потоков на основе данных суточного баланса газа.

Другими источниками информации являются следующие сегменты БД диспетчерских служб содержащие данные:

- программно-вычислительного комплекса моделирования и оптимизации газотранспортных систем (БД ПВК);
- суточных расходов по ГРС («БД ГРС»);
- фактических суточных расходов газа по ГИС («БД ГИС»).
- фактических расходов газа на собственные нужды;
- фактических объёмах газа в МГ ГТС (запасы);

Информация с более низким приоритетом используется для решения задач по идентификации и управлению потоками газа только при отсутствии информации с более высоким приоритетом.

Оперативные суточные балансы газа формируются в диспетчерских службах ГТО на основе фактических данных о расходах на различных объектах ГТС и объёмах запасов газа в ГТС. Данные статей баланса газа должны соответствовать этим физическим замерам и расчётам. Поэтому на уровне ГТО, как правило, приоритеты информации суточных балансов и физических замеров расхода газа на различных объектах ГТС соответствуют.

На уровне ЦПДД оперативные суточные балансы газа по ЕСГ формируются на основе оперативных суточных балансов газа ГТО. Информация о расходах и объёмах газа из других источников носит характер дополнительной информации, и поэтому на этом уровне обязательно необходимо присваивать приоритеты данных.

5.4.4.1. Основные принципы идентификации потоков газа

Данные суточного баланса газа, формируемого в каждом обществе, эксплуатирующем ГТС, всегда имеют наивысший информационный приоритет для расчёта фактических потоков газа по ГТС.

Суммарные данные по любой статье баланса, полученные любым расчетным путём, должны приводиться к соответствующей статье баланса ГТС общества.

Исходный баланс ГТС общества, используемый в расчёте, должен обеспечивать равенство суммарного поступления и суммарного распределения газа.

Для идентификации фактических потоков газа используется расчётный баланс ГТС, который формируется на основании исходного баланса ГТС общества.

Полученные идентифицированные данные фактических потоков газа по ГТС должны обеспечивать:

- общий баланс газа по ЕСГ;
- общий баланс газа по ГТС ГТО;
- баланс газа на любом произвольно выбранном участке ГТС, границами которого являются узловые точки (узлы) потоковой схемы;
- баланс газа в любом узле потоковой схемы;
- баланс газа любой дуги потоковой схемы.

5.4.4.2. Исходные данные для идентификации потоков газа

Для каждого общества в качестве исходных данных для формирования расчётного баланса газа и последующей идентификации потоков газа используется данные фактического суточного баланса газа.

Из статьи «Ресурсы» суточного баланса газа определяются следующие исходные данные:

- $Q_{\text{м}_i}$– поступление газа в ГТС от конкретного месторождения или ГПЗ в узле потоковой схемы i;
- $Q_{\text{вх.гто}_\text{i}}$– поступление газа в ГТС общества от ГТС другого общества на границе в узле потоковой схемы i;
- $Q_{\text{гдо}_\text{i}}$– поступление газа в ГТС общества от другого ГДО в узле потоковой схемы i;
- $+Q_{\text{пхг}_\text{i}}$– поступление газа в ГТС ГТО от конкретного ПХГ (отбор газа из ПХГ) в узле потоковой схемы i;

- $Q_{\text{имп}_\text{i}}$– поступление газа в ГТС ГТО из ГТС соседнего государства (импорт) в узле потоковой схемы i (как правило, происходит на границах государств и обязательно через ГИС);
- $+Q_{\text{зап}_\text{n}}$– уменьшение запаса газа в ГТС n-го ГТО.

Из статьи «Распределение» суточного баланса газа определяются следующие исходные данные:

- $Q_{\text{вых.гто}_i}$– передача газа в ГТС другого ГТО на границе в узле потоковой схемы i;
- $Q_{\sum \text{грс}_i}$– поставка газа потребителям Российской Федерации, осуществляемая из ГТС n-го ГТО, через ГРС, принадлежащие данному ГТО или потребителю;
- $-Q_{\text{пхг}_\text{i}}$– закачка газа в конкретное ПХГ из ГТС ГТО в узле потоковой схемы i;
- $Q_{\text{эксп}_\text{i}}$– передача газа за границу Российской Федерации из ГТС ГТО (экспорт) в узле потоковой схемы i (как правило, происходит на границах государств и обязательно через ГИС);
- $-Q_{\text{зап}_i}$– увеличение запаса газа в ГТС n-го ГТО;
- $Q_{\text{сн}_i}$– отбор газа из ГТС n-го ГТО на собственные технологические нужды ГТО;
- $\text{Q}_{\text{снпхг}_\text{n}}$– отбор газа из ГТС n-го ГТО на собственные нужды для работы оборудования ПХГ;
- $Q_{\text{пэн}_\text{n}}$– расход газа из ГТС n-го ГТО на ПЭН (из-за малой величины в алгоритме идентификации потоков газа расход газа на ПЭН суммируется к собственным нуждам ГТО).

Из БД ГИС определяются $Q_{\text{гис}_i}$ – значения расхода газа в узле потоковой схемы i полученные, как замер на конкретной ГИС или расчетным путём (используются для уточнения потоков внутри ГТС ГТО).

Из БД ГРС для каждой i-й ГРС определяется значение суточного расхода газа $q_{\text{грс}_i}$.

Из сегмента БД ПВК определяются значения $q_{\text{тг}_i}$– объёмы топливного газа из ГТС ГТО, необходимые для работы ГТУ на КС с номером i. Данные по топливному газу (особенно для уровня ГТО) могут быть получены из других БД.

5.4.4.3. Подготовка данных для формирования расчётного баланса газа

Для проведения расчётов потоков по ГТС необходимо провести процедуру подготовки имеющейся в БД информации. Процедура подготовки данных включает в себя проведение целого ряда расчётов по специально разработанным процедурам (суммирование, агрегирование, усреднение, статистическую обработку, расчёт и др.).

На основе подготовленных данных создаётся *расчётный баланс газа,* т. е. баланс газа, составленный на основе специально подготовленных данных. Расчётный баланс корректирует все статьи «Поступления» и «Распределения» с целью соблюдения основных принципов построения потоковой схемы:

- общего баланса газа по ЕСГ;
- общего баланса газа по ГТС ГТО;

- баланса газа на любом произвольно выбранном участке ГТС, границами которого являются узловые точки (узлы) потоковой схемы;
- баланса газа в любом узле потоковой схемы;
- баланса газа любой дуги потоковой схемы.

Основными предпосылками необходимости создания расчётного баланса газа являются:

- наличие возможного дисбаланса между статьями «Поступление» и «Распределение» в фактическом оперативном балансе ГТО;
- наличие возможного дисбаланса на границе ГТС двух соседних ГТО между $Q_{\text{вых.гто}_n}$ и $Q_{\text{вх.гто}_{n+1}}$;
- отсутствие точных данных составляющих отдельные подстатьи суточного баланса (собственные нужды, собственные потребители, изменение запаса газа и т. д.)

Создание расчётного баланса в большей степени осуществляется на уровне ЦПДД. Для уровня ГТО расчётный баланс с большой долей вероятности должен соответствовать исходному фактическому балансу.

Процедура подготовки данных для формирования расчётного баланса при наличии дисбаланса газа для каждого *n*-го ГТО из имеющейся информации должна заключаться в следующем:

- по каждой границе n-го ГТО в потоковой схеме определяется разница входящего и выходящего потоков по формулам

$$\Delta_{Q_{\text{гто.вх.}}} = Q_{\text{вх.гто}_n} - Q_{\text{вых.гто}_{n-1}} \quad (5.4.17)$$

$$\Delta_{Q_{\text{гто.вых.}}} = Q_{\text{вых.гто}_n} - Q_{\text{вх.гто}_{n+1}} \quad (5.4.18)$$

- при $\Delta_{\text{Q}_{\text{гто.вх.}}}$ или $\Delta_{\text{Q}_{\text{гто.вых.}}}$ не равным 0, констатируем наличие дисбаланса газа на границе ГТО. В этом случае полученный дисбаланс распределяем между граничными ГТО поровну и корректируем входные и выходные потоки на границе для соблюдения баланса в узле потоковой схемы по формулам

$$Q^{\text{скор.}}_{\text{вх.ГТО}_n} = Q_{\text{вх.гто}_n} \pm \frac{\Delta_{Q_{\text{гто.вх.}}}}{2} \quad (5.4.19)$$

$$\text{Q}^{\text{скор.}}_{\text{вых.ГТО}_\text{n}} = \text{Q}_{\text{вых.гто}_\text{n}} \pm \frac{\Delta_{\text{Q}_{\text{гто.вых.}}}}{2} \quad (5.4.20)$$

- в связи с изменением величины входящего/выходящего потока на границе ГТО на величину $\pm\frac{\Delta_{\text{Q}_{\text{гто.вх.}}}}{2}$ / $\pm\frac{\Delta_{\text{Q}_{\text{гто.вых.}}}}{2}$ и возникновением неравенства значений статей исходного баланса «Ресурсы» и «Распределение» для каждого n-го ГТО вычисляется дисбаланс $\Delta_{\text{гто}_\text{n}}$, как разницу между значениями этих статей.
- для соблюдения баланса газа n-го ГТО корректируем величину изменения его запаса газа на полученный дисбаланс по формуле

$$\pm Q^{\text{уточ.}}_{\text{зап}_n} = \pm Q_{\text{зап}_n} + \Delta_{\text{гто}_n} \quad (5.4.21)$$

- аналогичным способом проводится корректировка величины изменения запаса газа для все граничащих по входу и выходу ГТО. В дальнейшем величина изменения запаса газа $\pm Q_{зап_n}$ принимается равной с $\pm Q_{зап_n}^{уточ.}$ учётом корректировки.

5.4.4.4. Подготовка данных для расчетов фактических потоков газа

На основании статей расчётного баланса газа необходимо провести процедуру подготовки данных, которые в дальнейшем будут использоваться для расчётов фактических потоков по всем элементам потоковой схемы. Эта процедура заключается в следующем

Определение расхода газа через ГРС

Статья в балансе ГТО «Собственные потребители» должна равняться сумме расходов газа по всем ГРС за сутки. Однако, исходя из того, что не на всех ГРС установлены замерные устройства, обеспечивающие оперативную передачу данных в БД ГРС ГТО, данные с некоторых ГРС передаются либо с задержкой после ручной обработки расчётов расходомеров, либо как усреднённые данные по информации за прошлые сутки.

Для каждого *n*-го ГТО определяется $Q_{\sum грс_m}$, как значение статьи «Собственные потребители» в балансе общества.

Из БД ГРС определяется сумма расхода газа через все ГРС по формуле

$$\sum_{i=1}^{m_{грс}} q_{грс_i} \tag{5.4.22}$$

где $m_{грс}$ – количество ГРС в данном ГТО;

$q_{грс_i}$ – расход газ через *i*-ю ГРС.

Определяется соотношение по формуле

$$a = \frac{Q_{\sum грс_n}}{\sum_{i=1}^{m_{грс}} q_{грс_i}} \tag{5.4.23}$$

где – a поправочный коэффициент определяющий несоответствие данных баланса газа и БД ГРС.

При $0{,}95 \le \alpha \le 1{,}05$ расход каждой ГРС определяется по формуле

$$q_{грс_i}^{расч} = a \cdot q_{грс_i} \tag{5.4.24}$$

Искомый расход газа через *i-ую* ГРС $q_{грс_i}$ принимается равным рассчитанному $q_{грс_i}^{расч}$.

При α>1,05 либо α<0,95 считается, что данные в БД ГРС за обрабатываемые сутки недостоверные.

При отсутствии или недостоверности данных в БД ГРС вычисляется доля расхода по каждой ГРС $d_{грс_i}$ из БД ГТО за предыдущие сутки, по которым данные по расходу ГРС сбалансированы, относительно суммарного потребления газа через ГРС по данному ГТО, по формуле

$$d_{грс_i} = \frac{q_{грс_i}}{\sum_{i=1}^{m_{грс}} q_{грс_i}} \tag{5.4.25}$$

Собственное потребление ГТО $Q_{\sum \text{грс}_m}$ распределяется по ГРС в соответствии с вычисленными долями по формуле

$$q_{\text{грс}_i}^{\text{расч}} = d_{\text{грс}_i} \cdot Q_{\sum \text{грс}_m} \quad (5.4.26)$$

Искомый расход газа $q_{\text{грс}_i}$ через *i*-ю ГРС принимается равным рассчитанному $q_{\text{грс}_i}^{\text{расч}}$.

Таким образом, подготовлены данные по расходу газа через каждую ГРС ГТО.

Примечание: Описанная выше процедура расчёта $q_{\text{грс}_i}$ производится, как правило, только при отсутствии точных (корректных) данных по каждой ГРС ГТО. Такие операции в большей степени производятся на уровне ЦПДД.

Распределение статьи баланса «Собственные нужды» по узлам и участкам потоковой схемы для каждого ГТО

Значение в статье баланса ГТО «Собственные нужды» должно равняться сумме расходов на собственные нужды в каждом ЛПУ МГ, которые и производят такие расчёты.

Расчёты газа на собственные нужды состоят из нескольких статей и определяются путём замеров и расчётов по каждой статье в соответствии с утверждёнными нормативными документами. В эту же балансовую статью всходят и расходы на технологические потери.

Наибольшая доля в статье «Собственные нужды» принадлежит расходу топливного газа на КС с газотурбинным приводом.

При расходе потоков газа по ГТС, которые измеряются в *млн м³/сут* для упрощения расчётов, особенно на уровне ЦПДД, статью «Собственные нужды» можно рассматривать, как расход топливного газа по ГТО. В этом случае данные в балансовой статье «Собственные нужды» должны равняться сумме расходов топливного газа по всем КС за сутки. Однако, исходя из того, что не на всех КС установлены замерные устройства, обеспечивающие быструю передачу этих данных в БД ГТО, это условие не всегда выполняется. Поэтому необходимо выполнить следующие действия.

Для каждого *n*-го ГТО определяется $Q_{\text{сн}_n}$, как значение статьи «Собственные нужды предприятия».

Для каждой КС ГТО определяется объем топливного газа $q_{\text{гт}_i}$ из БД ГТО (либо сегмент БД ПВК).

Определяется разница по формуле

$$\Delta_{\text{сн}} = Q_{\text{сн}_n} - \sum_{i=1}^{m_{\text{кс}}} q_{\text{гт}_i} \quad (5.4.27)$$

где $m_{\text{кс}}$ – количество КС с ГТУ в *n*-ом ГТО.

Рассчитанная разница $\Delta_{\text{сн}}$, распределяется в соотношении геометрических размеров (объёма) магистральных газопроводов (МГ) каждого участка ГТС v_i данного ГТО по формуле

$$\Delta_{\text{сн}_i} = \Delta_{\text{сн}} \cdot \frac{v_i}{\sum_{i=1}^{m_{\text{гтс}}} V_i} \quad (5.4.28)$$

где $m_{\text{гтс}}$ – количество участков ГТС в данном ГТО.

Для каждой КС объём топливного газа $q_{\text{гт}_i}$ распределяется в соответствии с данными БД ГТО или БД ЦПДД (например, сегмент ПВК «Астра-газ»).

В случае отсутствия данных в БД ЦПДД за обрабатываемые сутки из БД ЦПДД определяется количество N_i работающих ГПА (ГТУ) в данном ГТО за предыдущие сутки.

Из БД ЦПДД (например, сегмент «Астра-газ») определяется суммарный расход топливного газа $Q_{\text{тг}_i}$ за предыдущие сутки, по отношению к обрабатываемым суткам.

Определяется доля топливного газа, приходящегося в среднем на одну ГТУ данного ГТО, по формуле:

$$q_{\text{тг}_{\text{усл гту}}} = \frac{Q_{\text{тг}_i}}{N_i} \quad (5.4.29)$$

Из БД ГТО или БД ЦПДД определяется количество работающих ГТУ N_i по каждой КС$_i$ за обрабатываемые сутки.

Для каждой КС$_i$ объём топливного газа $q_{\text{тг}_i}$ за обрабатываемые сутки определяется по формуле

$$q_{\text{тг}_i} = q_{\text{тг}_{\text{усл гту}}} \cdot N_i \quad (5.4.30)$$

Суммарный расход топливного газа $Q_{\text{тг}}$ за обрабатываемые сутки определяется по формуле

$$Q_{\text{тг}} = \sum_{i=1}^{m_{\text{кс}}} q_{\text{тг}_i} \quad (5.4.31)$$

где $m_{\text{кс}}$ – количество КС в данном ГТО с ГТУ.

Определяется разница между данными статьи баланса «Собственные нужды» и суммарным расходом топливного газа ГТО по формуле

$$\Delta_{\text{сн}} = Q_{\text{сн}} - Q_{\text{тг}} \quad (5.4.32)$$

При $Q_{\text{тг}} < Q_{\text{сн}}$ рассчитанная разница $\Delta_{\text{сн}}$, распределяется аналогично статье «Собственные потребители».

Если $Q_{\text{тг}} > Q_{\text{сн}}$, то $Q_{\text{сн}}$ распределяется в пропорции количества работающих ГТУ N_i по каждой КС$_i$ за обрабатываемые сутки по формуле

$$q_{\text{тг}_i} = \frac{Q_{\text{сн}} \cdot N_i}{\sum_{j=1}^{m_{\text{кс}}} N_i} \quad (5.4.33)$$

где: $m_{\text{кс}}$ – количество КС в данном ГТО с ГТУ.

Таким образом, статья расчётного баланса «Собственные нужды» разбивается по КС ГТО.

Примечание: Описанная выше процедура расчёта $q_{\text{тг}_i}$ производится, как правило, только при отсутствии точных (корректных) данных по собственным нуждам каждой КС ГТО. Такие операции в большей степени производятся на уровне ЦПДД.

Распределение статьи баланса «Изменение запаса газа» формы 301 по участкам потоковой схемы для каждого ГТО

Каждое ГТО ежесуточно рассчитывает изменение запаса газа $\pm Q_{\text{зап}_i}$ в участках ГТС. Такие расчёты проводятся, как правило, автоматически с использованием ПВК по утверждённым методикам. Эти данные должны включаться в статью «Изменение запаса газа» баланса газа.

Для расчётов на уровне ЦПДД, когда информация об изменении запаса газа на каждом участке ГТС отсутствует, изменение запаса газа $\pm Q_{\text{зап}_i}$ для каждого ГТО определяется из статьи баланса «Изменение запаса газа».

Если ГТС ГТО состоит из нескольких отдельных ГТС не связанных между собой межсистемными перемычками, то их надо рассматривать отдельно. ГТС ГТО делится на максимально возможное количество частей (отдельных ГТС) G_j, не оказывающих друг на друга прямого влияния.

По каждой из частей ГТС ГТО G_j рассчитывается разница между суммарным поступлением и распределением газа. Значение разницы, взятое с противоположным знаком, считается значением изменения запаса газа $Q_{\text{зап}_j}$ в G_j. При этом должно выполняться равенство

$$\sum_{j=1}^{n_{\text{гто}}} Q_{\text{зап}_j} = \pm Q_{\text{зап}_i} \tag{5.4.34}$$

где $n_{\text{гто}}$ – количество частей G_j.

В случае невыполнения равенства необходимо провести нормализацию значений $Q_{\text{зап}_j}$ по формуле

$$Q_{\text{зап}_j} = \pm Q_{\text{зап}_i} \cdot \frac{Q_{\text{зап}_j}}{\sum_{j=1}^{n_{\text{гто}}} Q_{\text{зап}_j}} \tag{5.4.35}$$

где $n_{\text{гто}}$ – количество частей G_j.

В каждой части G_j изменение запаса газа $\pm g_{\text{зап}_i}$ по i-му участку ГТС определяется в соотношении суммарного объема V_i входящих в него магистральных газопроводов по формуле

$$\pm q_{\text{зап}_j} = \pm Q_{\text{зап}_j} \cdot \frac{V_i}{\sum_{i=1}^{m_{\text{гтс}}} V_i} \tag{5.4.36}$$

где: $m_{\text{гтс}}$ – количество участков ГТС в данном ГТО.

Таким образом, величина изменение запаса газа из расчётного баланса газа разбивается по участкам ГТС ГТО.

Примечание: Описанная выше процедура расчёта $\pm g_{\text{зап}_i}$ производится, как правило, только при отсутствии точных (корректных) данных по изменениям запасов газа на каждом участке ГТС ГТО. Такие операции в большей степени производятся на уровне ЦПДД.

Распределение статьи баланса «Собственные нужды ПХГ» формы 301 по ПХГ для каждого ГТО

Для каждого ГТО определяется $Q_{\text{сн.пхг}_n}$ из баланса ГТО, как значение статьи «Собственные нужды ПХГ».

Для каждого ПХГ, технологически связанного с данным ГТО, определяется одно из возможных состояний ПХГ:

- закачка;
- отбор;
- нейтральный период / простой.

При отборе и нейтральном периоде газ на собственные нужды ПХГ поступает непосредственно из объемов ПХГ и не влияет на объем газа в газопроводе подключения.

При закачке газ на собственные нужды ПХГ поступает из газопровода подключения и влияет на объём газа в газопроводе подключения (из объема газа, подаваемого на КС ПХГ, собственные нужды отнимаются).

Собственные нужды каждого ПХГ *i*-го при закачке определяются через коэффициент использования газа на собственные нужды k_i, зависящего от сезона (месяца), по формуле

$$q_{\text{сн.пхг}_i} = k_i \cdot Q_{\text{пхг}_i} \quad (5.4.37)$$

Коэффициент k_i определяется на основе экспертной оценки.

Собственные нужды каждого ПХГ i при закачке разбиваются пропорционально суммарным собственным нуждам ПХГ взаимодействующего с данным ГТО по формуле

$$q^{\text{расч.}}_{\text{сн.пхг}_i} = q_{\text{сн.пхг}_i} \cdot \frac{Q_{\text{сн.пхг}_n}}{\sum_{i=1}^{m_{\text{пхг}}} \text{сн.пхг}_i} \quad (5.4.38)$$

где: $m_{\text{пхг}}$ – количество ПХГ, взаимодействующих с данным ГТО, работающих на закачку.

Отобранный газ из ГТС на закачку в ПХГ *i*-го определяется, как объем закачки и собственных нужд по формуле

$$Q_{\text{пхг}_i} = Q_{\text{пхг}_i} + q^{\text{расч.}}_{\text{сн.пхг}_i} \quad (5.4.39)$$

Таким образом, рассчитывается количество топливного газа необходимого для работы конкретного ПХГ технологически связанного с конкретным участком ГТС ГТО.

Примечание: Описанная выше процедура расчёта $q_{\text{сн.пхг}_i}$ и $Q_{\text{пхг}_i}$ производится, как правило, только при отсутствии точных (корректных) данных по собственным нуждам и объёмам закачки газа в ПХГ, технологически подключенном к участку ГТС ГТО. Такие операции в большей степени производятся на уровне ЦПДД.

5.4.4.5. Последовательность проведения идентификации фактических потоков газа

Идентификация фактических потоков газа должна производиться в следующей последовательности:

- подготовка расчётного баланса;
- распределение статей расчётного баланса ГТО по участкам потоковой схемы.

Подготовка расчётного баланса

Расчётный баланс газа формируется на основе подготовленных данных (см. 5.4.4.1–5.4.4.4). Статьи расчётного баланса полностью соответствуют статьям фактического баланса газа.

Распределение статей расчётного баланса ГТО по участкам потоковой схемы

Распределение статей расчётного баланса ГТО по участкам потоковой схемы производится с учётом принципов формирования потоковой схемы. Такой расчёт

может выполняться вручную или автоматически с использованием специализированных ПВК.

Таким образом, на каждом конкретном участке потоковой схемы каждой ГТС ГТО мы имеем все данные, на основе которых возможно определить величину изменения количества газа поступившего в этот участок:

- $Q_{\text{мест.}_i}$ – количество газа, поступающее в конкретную ГТС (технологический коридор) от месторождения на границе ГТО;
- $Q_{\text{вх.i}}$ – количество газа, поступающее в конкретную ГТС (технологический коридор) на границе ГТО;
- $Q_{\text{вых.}_i}$ – количество газа, выходящее из конкретной ГТС на границе ГТО;
- $Q_{\text{эксп.}_i}$ – количество газа, выходящее на экспорт из конкретной ГТС на границе ГТО с соседнем государством;
- $Q_{\text{имп.i}}$ – количество газа, входящее от соседнего государства в конкретную ГТС на границе ГТО с этим государством;
- $q_{\text{грс}_i}$ – количество газа, переданное потребителям через конкретную ГРС ГТО;
- $q_{\text{тг}_i}$ – приведённое количество топливного газа израсходованного на конкретной КС с ГТУ относительно общего расхода газа на собственные нужды ГТО или $q_{\text{СН}_i}$ – количество газа, израсходованное на собственные нужды на конкретном участке ГТС ГТО;
- $\pm g_{\text{зап}_i}$ – изменение запаса газа на конкретном участке ГТС ГТО;
- $q_{\text{сн.пхг}_i}$ – количество газа, израсходованного на собственные нужды ПХГ из конкретного участка ГТС ГТО;
- $Q_{\text{пхг}_i}$ – количество газа, закачанного или отобранного из конкретного ПХГ.

Расчёт (идентификация) фактических потоков газа

Расчет фактически сложившихся потоков газа на уровне ЕСГ всегда осуществляется перед моделированием потоков газа и расчётом фактических маршрутов транспортировки газа.

Исходными данными для расчёта фактических потоков являются физические объёмы поступления и распределения газа в точках входа и выхода, поступления и распределения газа через границы ГТО, расходы на ГИС, расходы ГТО на собственные нужды, объёмы изменения запаса газа по ГТО. Исходные данные должны быть сбалансированы: сумма поступлений газа должна быть равна сумме распределений газа, т. е. должен быть подготовлен расчётный баланс газа. Основными данными для расчёта потоков являются данные оперативных суточных балансов газа ГТО и фактические данные объёмов транспортировки, замеренные на ГИС за эти же сутки.

Расчет фактических потоков газа заключается в решении следующей формулы для каждой дуги (участка) потоковой схемы:

$$q_{\text{вых}_i} = q_{\text{вх}_i} \pm q_{\text{зап}_i} - q_{\text{грс}_i} - q_{\text{сн}_i} \pm q_{\text{пхг}_i} \qquad (5.4.40)$$

где $q_{\text{вых}_i}$ – выходящий из участка поток газа;

$q_{\text{вх}_i}$ – входящий в участок поток газа;

$q_{\text{зап}_i}$ – изменение запаса газа на участке;

$q_{\text{грс}_i}$ – объём газа, переданного потребителям на участке;

$q_{\text{сн}_i}$ – объём собственных нужд на участке;
$q_{\text{пхг}_i}$ – объём отбора/закачки газа в ПХГ, подключённое к участку.

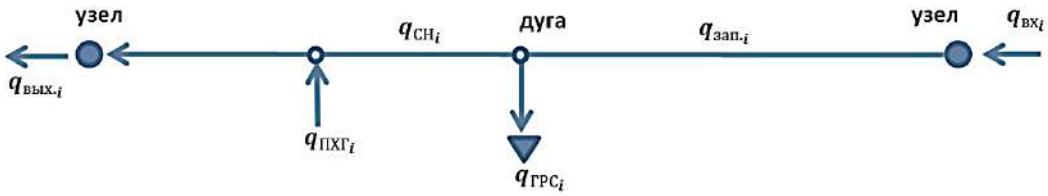


Рис. 5.4.17. Фрагмент потоковой схемы участка

При решении уравнения 5.4.40 необходимо учитывать следующие обязательные условия:

- для каждого участка ГТС (вх_i, вых_i) должен соблюдаться баланс газа:

$$q_{\text{вых}_i} = q_{\text{вх}_i} \pm q_{\text{зап}_i} - q_{\text{грс}_i} - q_{\text{сн}_i} \pm q_{\text{пхг}_i} \quad (5.4.41)$$

- в каждом узле потоковой схемы i должен соблюдаться баланс газа:

$$\sum q_{\text{вх}_i} + g_{\text{потр.}_i} = \sum q_{\text{вых}_i} + g_{\text{пост.}_i} \quad (5.4.42)$$

где $q_{\text{вх}_i}$ – входящий в узел поток;
$q_{\text{вых}_i}$– выходящий из узла поток;
$g_{\text{потр.}_i}$– газ, потреблённый в узле;
$g_{\text{пост.}_i}$– газ, поставленный в узел.

- для тех участков ГТС, которые начинаются или заканчиваются границей или ГИС, замеряющей поток на импорт или экспорт, фиксируется значение потока в начале или в конце по соотношениям:

$$Q_{\text{вых.гто}_i} = Q_{\text{эксп}_i} = Q_{\text{ГИС}_i} = q_{\text{вых}_i} \quad (5.4.43)$$

$$Q_{\text{вх.гто}_i} = Q_{\text{имп}_i} = Q_{\text{ГИС}_i} = q_{\text{вх}_i} \quad (5.4.44)$$

- по всем узлам потоковой схемы, по которым существует замеренное значение расхода $\text{Q}_{\text{ГИС}_\text{i}}$ и которые не учтены в соотношениях (5.4.43) и (5.4.44), вводится критерий минимума отклонения значения рассчитанного потока от значения расхода:

$$\sum_{i=1}^{I_{\text{ГИС}}} \left| Q_{\text{ГТС}_i} - Q_{\text{ГИС}_i} \right| \to min \quad (4.4.45)$$

где $I_{\text{ГИС}}$ – количество соответствующих узлов в ГТС.

Примечание: при расчёте потоков замеренные значения расхода газа на ГИС всегда имеют приоритет над расчётными значениями потока, полученные любым другим путём. И при расчёте потоков по участкам необходимо всегда стремиться к получению значения замеренного на ГИС расхода, но с обязательным условием соблюдения баланса газа во всех узлах и дугах потоковой схемы. Для

обеспечения этого условия величина значения на ГИС не всегда будет соответствовать замеренному значению.

- при равнозначной возможности расчёта потоков по тому или иному направлению приоритетом всегда является минимум суммарной товаротранспортной работы по всем участкам ГТС:

$$\sum_{i=1} Q_{\text{ГТС}_i} \cdot L_{\text{ГТС}_i} \rightarrow min \qquad (4.4\text{-}46)$$

где $L_{\text{ГТС}_i}$ – длина участка ГТС;

$Q_{\text{ГТС}_i}$ – значение потока газа по участку ГТС.

При решении задачи расчёта потоков сначала должен удовлетворяться критерий (5.4.45) и уже затем критерий (5.4.46).

Расчёт проводится последовательно по каждой ГТС ГТО, начиная с первого участка на границе с предыдущим по потоку ГТО или ГДО. Таким образом, получим величину потока газа в конце первого участка, которая является величиной потока в начале следующего участка.

Расчёт можно проводить, как вручную, так и с помощью специализированных ПВК.

Результатом расчета являются сбалансированные фактические потоки газа на каждом участке и каждом узле потоковой схеме ГТС ГТО или ЕСГ.

5.4.5. Моделирование потоков газа по ГТС ГТО и ЕСГ

Расчёт возможных потоков газа (моделирование потоков) по ГТС в диспетчерском управлении, как правило, производится на подготовленной, сбалансированной схеме фактических потоков за определённый период времени.

Решение задач по моделированию потоков газа производится на основе суточных данных. Решение задач по моделированию потоков газа за временной интервал более одних суток (неделя, месяц, квартал) осуществляется путем суммирования результатов решения соответствующих задач на основе суточных данных.

Решение задач по моделированию потоков газа производится на расчетном графе, построенном на основе потоковой схемы

В определённых участках схемы ГТС вносится определённые изменения параметров фактических данных (потоков, отбора/закачки ПХГ, изменения запаса газа, поступления от добычи и др.) либо установленные ограничения (например: технически возможная пропускная способность). Моделируется новая потоковая ситуация. Решается задача типа «что будет, если …».

Задаются условия выполнения расчёта новых потоков: за счёт каких ресурсов поступления или статей распределения выполнить балансировку потоков, какие направления транспортировки газа оставить неизменными и т. д. По сути, создаются новые входные данные. При этом необходимо обеспечить соблюдение общих балансовых принципов.

5.4.5.1. Условия моделирования потоков газа

Моделирование потоков газа происходит после задания условий на уровне потребления и поступления газа в элементах расчетно-потоковой схемы и на распределение потоков газа по участкам ГТС. Эти условия следует соблюдать в результате решения.

При моделировании потоков газа могут быть заданы следующие условия:

- $q_{\text{грс}_i}$– новое значение потребления газа на i-ой ГРС;
- $q_{\text{пхг}_i}$– новое значение величины отбора или закачки ПХГ;
- $Q_{\text{мест.}_i}$ – новое значение поступления газа в конкретную ГТС (технологический коридор) от месторождения на границе ГТО;
- $Q_{\text{эксп.}_i}$– новое значение количества газа, выходящего на экспорт из конкретной ГТС на границе ГТО с соседнем государством;
- $Q_{\text{имп.}_i}$– новое значение количества газа, входящего от соседнего государства в конкретную ГТС на границе ГТО с этим государством;
- $Q_{max.i}$ – новое значение максимального потока по участку ГТС (при нулевом значении считается, что участок схемы исключается из расчета);
- $q_{\text{вх}_i}$ – новое значение величины потока, входящего в узел;
- $q_{\text{вых}_i}$– новое значение величины потока, выходящего из узла;

Выполнение этих условий влечет за собой согласно принципу сохранения баланса необходимость изменения уровней потребления или поступления газа в одном или нескольких объектах потоковой схемы:

- изменение объема добычи газа по месторождениям $Q_{\text{мест.}_i}$;
- изменение объема отбора или закачки газа из ПХГ $q_{\text{пхг}_i}$;
- изменение уровня запаса газа по участкам ГТС $q_{\text{зап}_i}$;
- изменение уровня экспорта или импорта $Q_{\text{эксп.}_i}$ или $Q_{\text{имп.}_i}$.

Новый баланс газа с новыми значениями может иметь несколько вариантов формирования в зависимости от того, какие статьи баланса изменяются. Для решения задачи необходимо задать уровни приоритетов для каждого возможного варианта решения (формирования нового баланса газа), т. е. определить за счёт чего будем изменять баланс в первую очередь, за счёт чего во вторую и т. д. Обозначим U_i – уровень приоритета варианта решения задачи. Присваиваем наивысший приоритет, например, добыче ($U_{доб.}$), второй приоритет ПХГ ($U_{ПХГ}$) и т. д.

Принятие решения о выборе возможных вариантов и значениях соответствующих уровней потребления или поступления газа является результатом выполнения определённого алгоритма и осуществляется соответственно уровню приоритета: сначала изменяются параметры с максимальным приоритетом, затем с более низким приоритетом. Например, изменение значения расхода газа $q_{\text{грс}_i}$ через конкретную ГРС, должно повлечь за собой изменение ресурсной статьи баланса, которая может быть выполнена за счёт: добычи, ПХГ, импорта, экспорта, запаса газа или других потребителей (ГРС). Формируется новый баланс газа с новым значением $q_{\text{грс}_i}$ используя вначале высший приоритет $U_{доб.}$ – добычу газа. Если новый баланс не удаётся сформировать за счёт изменения объёмов добычи газа, используем второй приоритет $U_{ПХГ}$ - ПХГ, и т. д. до окончательного решения задачи – формирования нового баланса газа.

5.4.5.2. Перечень ограничений по элементам газотранспортной системы, используемых при моделировании и оптимизации потоков газа

При моделировании потоков газа должны соблюдаться следующие ограничения на технические возможности элементов ГТС:

- максимально возможные суточные объёмы закачки и отбора газа в ПХГ, полученные на основе графиков по определению текущей максимальной суточной производительности газохранилищ. При этом

$$q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{зак.}} \leq Q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{зак.}} \quad (5.4.47)$$

$$q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{отб.}} \leq Q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{отб.}} \quad (5.4.48)$$

где $q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{зак.}}$ – суточный объем закачки газа в ПХГ;
$q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{отб.}}$ – суточный объем отбора газа из ПХГ;
$Q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{зак.}}$ – максимальный суточный объём закачки газа в ПХГ;
$Q_{\text{ПХГ}_i}^{max.\text{отб.}}$ – максимальный суточный объём отбора газа из ПХГ.

- максимальный и минимальный уровни добычи газа. При этом соблюдается ограничение

$$Q_{\text{доб.}i}^{max.} \leq q_{\text{доб.}i} \leq Q_{\text{доб.}i}^{min.} \quad (5.4.49)$$

где $q_{\text{доб.}i}$ – суточный объем добычи газа на месторождении;
$Q_{\text{доб}_i}^{max.}$ – максимальный суточный объём добычи газа на месторождении;
$Q_{\text{доб.}i}^{min.}$ – минимальный суточный объём добычи газа на месторождении.

- максимальный и минимальный уровни запаса газа в ГТС ГТО. Для каждого участка ГТС на основе расчета находятся максимальный и минимальный уровни запаса газа. При этом

$$q_{\text{зап.}i}^{max.} \leq q_{\text{зап.}i} \leq q_{\text{зап.}i}^{min.} \quad (5.4.50)$$

где $q_{\text{зап.}i}$ – запас газа на участке ГТС;
$q_{\text{зап}_i}^{max.}$ – максимальный возможный запас газа на участке ГТС;
$q_{\text{зап.}i}^{min.}$ – минимальный возможный запас газа на участке ГТС.

- максимальный возможный уровень потока газа на участках ГТС, который соответствует технически возможной пропускной способности участка ГТС, рассчитанной по утверждённой методике. При этом

$$q_{\text{вх.}i} \leq Q_{\text{вх.}i}^{max.} \quad (5.4.51)$$

где $q_{\text{вх.}i}$ – величина потока газа на входе в участок ГТС;
$q_{\text{зап}_i}^{max.}$ – максимальный возможный уровень потока газа на входе в участок ГТС.

Примечание: в некоторых случаях расчёт технически возможной пропускной способности участка производится на выходе потока из участка.

В соответствии с принципами расчётов фактических потоков (см. стр. 668) производится перерасчёт потоков с новыми входными данными.

Результат моделирования потоков газа должен учитывать схемы фактически сложившихся направлений движения газа.

На практике диспетчерский персонал часто пользуется не абсолютным значением величины нового потока, а значением величины заданного изменения.

Моделирование потоков газа по ГТС наиболее востребовано при проведении ремонтных работ на её объектах, особенно комплексов ремонтных работ, т. е. ремонтных работ проводимых одновременно во многих местах ГТС. В этом случае, вывод из функционирования ряда газотранспортных мощностей, влечет за собой снижение технически возможной пропускной способности отдельных участков ГТС и, как следствие, необходимость изменения потоков газа.

5.4.6. Планирование потоков газа

Диспетчерское планирование потоков газа является частной задачей моделирования потоков. Планирование производится на различные периоды времени. Различают диспетчерское оперативное планирование (от суток до недели), среднесрочное планирование (от недели до месяца), долгосрочное планирование (от месяца до года).

Планирование потоков, как любая задача моделирования потоков, должно производиться на основе фактических потоков за определённый период времени и созданного планового баланса газа. Причём, периоды времени (сутки, неделя, месяц, год) фактических потоков и планового баланса газа должны соответствовать.

Последовательность действий при создании плановых потоков газа практически не отличается от ранее рассмотренных.

5.4.7. Оптимизация потоков газа

Решение задачи оптимизации потоков газа является решением задачи моделирования потоков газа на основе принятых критериев оптимизации K_m, определяющих применение тех или иных статей баланса газа.

Решение задач по оптимизации потоков газа производится на основе суточных данных.

Решение задач по оптимизации потоков газа за временной интервал более одних суток (месяц, квартал) осуществляется путем суммирования результатов решения соответствующих задач на основе суточных данных.

При оптимизации потоков газа рассчитываются изменённые объёмы и направления потоков по участкам ГТС. Рассчитанное распределение потоков должно удовлетворять одному или нескольким из следующих критериев оптимизации K_m:

- минимум из выбранных участков ГТС, на которых рассчитанное распределение потоков отличается от фактического (критерий K_1);
- минимум из выбранных газопроводов перемычек, на которых рассчитанное распределение потоков отличается от фактического (критерий K_2);
- минимум товаротранспортной работы (критерий K_3)

$$\sum_i q_{\text{ГТС}_i} \cdot L_{\text{ГТС}_i} \rightarrow min. \tag{5.4.52}$$

где $q_{\text{ГТС}_i}$ – среднеарифметическая величина потока газа на участке ГТС:

$$q_{\text{ГТС}_i} = q_{\text{вх.}_i} + q_{\text{вых}_i}/2 \tag{5.4.53}$$

$L_{\text{ГТС}_i}$ – длина участка ГТС.

- минимум затрат на услуги по транспортировке газа (критерий K_4)

$$\sum_{n=1}^{N_{\text{ГТО}}} t_n^{(1)} \cdot \Delta Q_{\text{ГТО}_n} + \sum t_i^{(2)} \cdot q_{\text{ГТС}_i} \rightarrow min. \tag{5.4.54}$$

где $q_{\text{ГТС}_i}$ – среднеарифметическая величина потока газа на участке ГТС:

$t_n^{(1)}, t_i^{(2)}$ – тарифные ставки за транспортировку газа по ГТС;

$\Delta Q_{\text{ГТО}_n}$ – дополнительная по отношению к суммарным фактическим потокам часть объема газа, транспортируемого по ГТС n-го ГТО при рассчитанном распределении потоков;

$N_{\text{ГТО}}$ – количество ГТО;

Для каждого критерия K_m задается уровень приоритета $P_m \geq 0$ для $m = 1..., 4$. В результате выполнения алгоритма управления потоков газа сначала удовлетворяется (минимизируется) критерий с максимальным приоритетом, затем с более низким приоритетом и т.д.

Решение задач по оптимизации потоков газа производится на расчетном графе, построенном на основе потоковой схемы.

Результат оптимизации потоков газа должен учитывать схемы фактически сложившихся направлений движения газа.

5.4.8. Алгоритм управления потоками газа по ГТС ЕСГ

Управление потоками газа заключается в моделировании потоков при заданных критериях оптимизации для формирования соответствующих диспетчерских заданий.

Расчёт задачи моделирования и оптимизации потоков газа производится, как правило, с использованием специализированных ПВК, которые решают задачу математического программирования одним из стандартных методов. Постановка задачи математического программирования должна учитывать набор ограничений, условий и критериев:

- должны выполняться ограничения по элементам ГТС;
- в каждом узле потоковой схемы должен соблюдаться баланс газа;
- для каждого участка ГТС должен соблюдаться баланс газа;
- выполнение приоритета критериев обеспечивается выполнением условия

$$\sum_{m=1}^{4} U_m \cdot \Delta_m \rightarrow min. \qquad (5.4.55)$$

где U_m – уровень приоритетов решения задачи;

Δ_m – суммарные по всем элементам потоковой схемы изменения уровней потребления или поступления газа.

Примечание: Значение этого математического выражения можно понимать следующим образом. Если присвоены приоритеты $U_{доб.}=1$, $U_{ПХГ}=2$, $U_{зап.}=3$ и т. д., то сумма $U_{\text{доб}} \cdot \Delta_m + U_{\text{ПХГ}} \cdot \Delta_m + U_{\text{зап}} \cdot \Delta_m$ будет тогда минимальной, когда объём Δ_m будет обеспечен только за счёт одного критерия с высшим приоритетом – добыча. При использовании второго, третьего и т. д. приоритета сумма всегда будет больше. Значит, математическое программирование должно быть построено таким образом, что сначала обеспечивается выполнение решения за счёт приоритета высшего (первого) уровня, а потом последующих.

- критерий оптимизации потоков газа по ГТС

$$\sum_{m}^{4} K_m \cdot P_m \rightarrow min. \qquad (5.4.56)$$

где P_m – значение уровня приоритета m-го критерия;
K_m – m-й критерий оптимизации потоков газа.

Примечание: Значение этого математического выражения необходимо понимать аналогично предыдущему.

Критерий (5.4.55) является более приоритетным, чем критерий (5.4.56). При решении задачи математического программирования сначала должен удовлетворяться критерий (5.4.55), а затем критерий (5.4.56).

5.4.9. Расчет товаротранспортной работы

Товаротранспортная работа это - показатель, характеризующий объём производства газопровода (газопроводов) и представляющий собой условную работу по перемещению единицы объёма транспортируемого газа на единицу длины участка газопровода (газопроводов).

Расчёт товаротранспортной работы заключается в определении:

- фактических маршрутов транспортировки газа по ГТС ЕСГ от места входа (точки, зоны входа) до места выхода (точки, зоны выхода);
- количества газа конкретного происхождения (поставщика), транспортируемого по установленному маршруту;

Фактическая товаротранспортная работа вычисляется на основе фактических объёмов поставок газа в точке выхода и протяженности фактических маршрутов, рассчитанных на втором этапе (уровне ГТО).

Временным периодом расчётов товаротранспортной работы может являться любой период, но в практической деятельности таким периодом, является один месяц. Расчёт за другие периоды времени может производиться на основе расчётов за один месяц.

5.4.9.1. Точки входа и выхода определяемые на расчетных потоковых схемах ГТО при расчёте товаротранспортной работы

Точками входа на расчетной потоковой схеме ГТО являются:

- месторождения;
- ГПЗ;
- ПХГ (отбор из ПХГ);
- границы ГТО (в том числе пункты приёма импортируемого газа);
- условные точки, в которых моделируется изменение запаса газа в газопроводах.

Точками выхода на расчетной потоковой схеме ГТО являются:

- ГРС;
- центры секторов выхода на участках ГТС потоковой схемы.
- ПХГ (закачка в ПХГ);
- границы ГТО (в том числе пункты передачи газа на экспорт);
- условные точки, в которых моделируется изменение запаса газа в газопроводах. (Условные точки, в которых моделируется изменение запаса газа в газопроводах, выбираются экспертным образом на уровне каждого ГТО по следующему алгоритму):

- ГТС ГТО делится на участки, представляющие собой один или несколько последовательных участков потоковой схемы;
- условная точка выбирается в середине этих участков.

- условные точки, в которых моделируется распределение газа на СТН МГ. (Условные точки, в которых моделируется распределение газа на СТН МГ, выбираются экспертным образом на уровне каждого ГТО аналогично алгоритму);
- КС (собственные нужды).

5.4.9.2. Расчёт фактических маршрутов транспортировки газа при расчёте товаротранспортной работы

Расчёт фактических маршрутов транспортировки газа производится на основе идентификации фактических потоков газа на потоковой схеме ГТС ЕСГ или ГТО.

Расчет фактических маршрутов транспортировки газа осуществляется последовательно в два этапа:

- расчет фактических маршрутов по ГТС ЕСГ ОАО «Газпром» (ГТС ЕСГ) в целом;
- расчеты фактических маршрутов по ГТС каждого ГТО.

Расчет фактических маршрутов по ГТС ЕСГ является укрупненным, его результаты детализируются при расчетах фактических маршрутов по ГТС ГТО.

Определение фактических маршрутов осуществляется с выделением газа различных поставщиков (независимых организаций, ОАО «Газпром») и для каждого поставщика происходит исходя из равных условий независимо от организационно-правовой формы и правовых отношений с ОАО «Газпром».

Определение фактических маршрутов осуществляется в соответствии с фактически сложившимися физическими потоками газа по ГТС.

Расчёты на каждом из этапов осуществляются на потоковых схемах:

- укрупненной схеме ГТС ЕСГ;
- детальных схемах ГТС ГТО.

Определение фактических маршрутов осуществляется от точек входа в ГТС до точек выхода из ГТС, определённых для каждого этапа расчета.

В результате расчетов для каждой точки выхода, как правило, определяется единственная точка входа и единственный фактический маршрут транспортировки газа от неё.

5.4.9.3. Алгоритм определения фактических маршрутов транспортировки газа по газотранспортным системам Единой системы газоснабжения при расчёте товаротранспортной работы

Расчет фактических маршрутов по ГТС ЕСГ является укрупнённым. Основной его целью является определение граничных исходных данных для расчетов по ГТС ГТО и детализация объемов транспортировки газа по отдельным поставщикам на границах ГТО.

Исходными данными для расчёта фактических маршрутов по ГТС ЕСГ являются:

- $Q_{\text{вх.}_{11}}, Q_{\text{вх.}_{12}}, \ldots . Q_{\text{вх.}_{in}}$ – объёмы поступления газа в точках входа, где индекс *i* определяет узел потоковой схемы, а индекс n определяет поставщика газа;
- $Q_{\text{вых.}_{11}}, Q_{\text{вых.}_{12}}, \ldots . Q_{\text{вых.}_{in}}$ – объёмы распределения газа в точках выхода, где индекс i определяет узел потоковой схемы, а индекс n определяет поставщика газа;

- сбалансированные фактические потоки газа на потоковой схеме ЕСГ. Где $q_{\text{вх.}i}, q_{\text{вых.}i}$ – объёмы и направления потоков газа в начале и в конце каждого участка потоковой схемы, где индексы i, определяют участок потоковой схемы.

Исходные данные должны быть сбалансированы по каждому поставщику газа: сумма поступлений газа должна быть равна сумме распределений газа.

Алгоритм расчёта фактических потоков является итеративным (пошаговым). При первой итерации определяется самый короткий фактический маршрут – для точки выхода, наиболее близко расположенной к точке входа. При каждой следующей итерации определяется следующий по протяженности фактический маршрут – для точки выхода, следующей по удаленности от точки входа. Определяемые маршруты должны согласовываться с фактическими потоками газа.

Результаты расчёта очередной итерации являются исходными данными для следующей итерации.

5.4.9.4. Последовательность действий при итерации расчета

Если имеется n точек входа в ГТС и m точек выхода из неё, то для любой из точки входа i и любой из точки выхода j определяется кратчайший маршрут транспортировки газа между ними L_{ij}, согласованный с фактическими потоками. Результатом этого является таблица кратчайших маршрутов $\{L_{ij}\}_{i,j}$, где индекс i (строка) определяет точку входа, а индекс j (столбец) - точку выхода.

Из таблицы $\{L_{ij}\}_{i,j}$ удаляются маршруты, не согласованные с детализацией исходных данных по поставщикам газа. Маршрут L_{gh} считается несогласованным (отсутствующим), если ни один из поставщиков с заданными в точке входа g положительными объёмами поступления газа не осуществлял поставок в точку выхода h.

Выбираем одну из точек входа в ГТС, например p. Из таблицы $\{L_{ij}\}_{i,j}$ выбирается маршрут от точки входа p с наименьшей длиной. Этот маршрут L_{ps} определяется, как маршрут до точки выхода s.

Для этого маршрута L_{ps} вычисляется фактический (физический) объём поставки газа $Q_{L_{ps}}$. $m_1, m_2 \ldots, m_i \ldots, m_n$, – все поставщики, которые могут осуществлять поставки газа по данному маршруту, т. е. для которых заданы положительные объёмы поступления газа в точке входа p и положительные объёмы распределения газа в точке выхода s.

$Q_{L_{ps}}$ определяется как минимум из следующих величин:

- суммарного по всем поставщикам $m_1, m_2, \ldots, m_i \ldots, m_n$, объёма поступления газа в ГТС в точке входа p:

$$Q_{\text{вх.}p} = Q_{\text{вх.}pm_1} + Q_{\text{вх.}pm_2} + \cdots + Q_{\text{вх.}pm_i} + \cdots + Q_{\text{вх.}pm_n} \qquad (5.4.57)$$

- (фактический объём поставки газа $Q_{L_{ps}}$ по маршруту не может превышать объёма поступления газа в точке входа);
- потоков газа $q_{\text{вх.}i}$, $q_{\text{вых.}i}$, проходящих по каждому участку маршрута в соответствующем направлении (фактический объём поставки газа $\mathrm{Q_{L_{ps}}}$ по всему маршруту не может превышать фактического потока газа по наименее загруженному участку маршрута);

- суммарного по всем поставщикам m_1, m_2,…, m_i…, m_n, объёма распределения газа в точке выхода s.

$$Q_{\text{вых.}ps} = Q_{\text{вых.}sm_1} + Q_{\text{вых.}sm_2} + \cdots + Q_{\text{вых.}sm_i} + \cdots + Q_{\text{вых.}sm_n} \quad (5.4.58)$$

Объём поставки газа $Q_{L_{ps}}$ по маршруту L_{ps} распределяется между всеми поставщиками $m_1, m_2, \ldots, m_i \ldots, m_n$, на объёмы $Q_{\text{вх.}psm_1}, Q_{\text{вх.}psm_2}, \ldots, Q_{\text{вх.}psm_i}, \ldots, Q_{\text{вх.}psm_n}$, следуя принципу равных условий для всех поставщиков газа. Распределение осуществляется пропорционально известным исходным данным объёмов поставки газа этих поставщиков в точке выхода *s*:

$$Q_{\text{вх.}ps_{m_j}} = Q_{\text{вх.}p} \cdot \frac{Q_{\text{вых.}sm_j}}{\sum_i Q_{\text{вых.}sm_i}} \quad (5.4.59)$$

Таким образом, при первой итераций определяют маршрут поставки газа L_{ps} от точки входа p до точки выхода s и рассчитанные по поставщикам объёмы поставки газа, $Q_{\text{вх.}psm_1}, Q_{\text{вх.}psm_2}, \ldots, Q_{\text{вх.}psm_i}, \ldots, Q_{\text{вх.}psm_n}$ по этому маршруту.

При второй итерации определяется следующий минимальный по протяженности фактический маршрут – для точки выхода, следующей по удаленности от той же точки входа.

Для того чтобы объём газа $Q_{L_{ps}}$ не учитывался повторно при последующем расчёте других маршрутов, необходимо его вычесть из других потоков газа направляемых в другие точки выхода по участкам маршрута L_{ps}. Это осуществляется следующим образом:

- потоки газа $Q_{\text{вх.}i}, Q_{\text{вых.}i}$ направляемые в другие точки выхода по участкам маршрута L_{ps} уменьшаются на величину $Q_{L_{ps}}$. Если в результате этого уменьшения на какой-либо дуге расчетной потоковой схемы поток газа $Q_{\text{вх.}i}$ и/или $Q_{\text{вых.}i}$ оказывается равным нулю, то соответствующая часть дуги (начало и/или конец) не рассматривается в дальнейших итерациях расчёта. Все маршруты, содержащие данную часть дуги, исключаются из рассмотрения;
- объёмы поступления газа $Q_{\text{вх.}pm_j}$ в точке входа p по каждому из поставщиков mj уменьшается на величину $Q_{\text{вх.}psm_j}$. Если суммарный (по всем поставщикам) объём поступления газа в точке входа p оказывается равным нулю, то газ от данной точки входа оказывается распределенным полностью. Точка входа p не рассматривается в дальнейшем расчёте;
- объем распределения газа $Q_{\text{вых.}sm_j}$ в точке выхода s по каждому из поставщиков m_j уменьшается на величину $Q_{\text{вых.}psm_j}$. Если суммарный (по всем поставщикам) объем распределения газа в точке выхода *s* оказывается равным нулю, то для данной точки выхода определены все фактические маршруты транспортировки газа. Точка выхода s не рассматривается в дальнейшем расчете.

Итерации завершаются, когда фактические маршруты транспортировки газа определены для всех точек выхода.

В результате расчётов физические потоки газа на расчётной потоковой схеме ГТС ЕСГ могут быть детализированы на маршруты с указанием поставщиков. Отсюда по каждой границе ГТО *i* определяется детализация фактического потока Q_i через эту границу по поставщикам:

$$Q_i = Q_{i1} + Q_{i2} + \cdots + Q_{ij} + \cdots + Q_{in} \quad (5.4.60)$$

Эта детализация используется в качестве исходных данных для следующего этапа расчетов – детальных расчетов по ГТС каждого ГТО.

5.4.9.5. Процесс замещения газа

Могут существовать ситуации, когда некоторый поставщик m_i хочет поставить газ из точки входа в ГТС g в точку выхода k. Однако такой маршрут поставки газа, согласованный с фактическими (физическими) потоками газа по ГТС отсутствует. Но другой поставщик газа m_j может поставить газ в точку выхода k из других точек входа в ГТС .

В этом случае осуществляется процесс замещения (обмена) газа этих поставщиков.

Процесс замещения газа может быть реализован различными способами, выбранными экспертным образом. Рекомендуемым вариантом является следующий алгоритм:

- рассчитывается кратчайший маршрут L_{ik} до точки выхода k от ближайшей точки входа i, от которой осуществлялась подача газа поставщиком m_i без учёта фактических потоков газа и в предположении реверсивности всех газопроводов;
- выбираются точки входа, от которых осуществлялась подача газа поставщиком m_j и существуют согласованные с фактическими потоками маршруты транспортировки газа до точки выхода k. Среди всех таких точек выбирается единственная точка входа p, протяженность маршрута L_{pk} транспортировки газа поставщика m_j от которой до точки выхода k наиболее близка к протяженности маршрута L_{ik} поставщика m_i;
- в точке входа i осуществляется замена объёма газа Q поставщика m_i газом поставщика m_j;
- в точке входа p осуществляется замена объёма газа Q поставщика m_j газом поставщика m_i.

Процесс замещения газа реализуется перед расчётами фактических маршрутов транспортировки газа. Результат процесса замещения газа является корректировкой для исходных данных об объемах поступления газа в точках входа.

5.4.9.6. Алгоритм определения фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы транспортировки газа по газотранспортным обществам

Расчёт фактических маршрутов по ГТС ГТО осуществляется на уровне ГТО и после расчета фактических маршрутов по ГТС ЕСГ.

При расчётах на уровне ГТО фактические маршруты транспортировки газа определяются с детализацией до ГРС и включают в себя участки распределительных газопроводов и газопроводов-отводов.

Протяженность рассчитанных на уровне ГТО маршрутов используется для расчета фактической товаротранспортной работы по ГТС ГТО.

Исходными данными для расчёта фактических маршрутов по ГТС ГТО являются:

- $Q_{\text{вх.}_{11}}, Q_{\text{вх.}_{12}}, \ldots Q_{\text{вх.}_{in}}$ – объёмы поступления газа в точках входа, где индекс i определяет соответствующий узел потоковой схемы, а второй индекс определяет поставщика газа. Объёмы поступления газа на границах ГТО определяются из предыдущего этапа расчета на уровне ЕСГ;

- $Q_{\text{вых.}_{11}}, Q_{\text{вых.}_{12}}, \dots Q_{\text{вых.}_{in}}$ – объёмы распределения газа в точках выхода, где индекс i определяет соответствующий узел потоковой схемы, а второй индекс определяет поставщика газа. Объёмы распределения газа на границах ГТО определяются из предыдущего этапа расчета на уровне ЕСГ;
- сбалансированные фактические потоки газа на потоковой схеме ГТО. Где $q_{\text{вх.}_i}, q_{\text{вых.}_i}$ – объёмы и направления потоков газа в начале и в конце каждого участка потоковой схемы.

Алгоритм расчета является итеративным, принцип построения итераций совпадает с принципом, описанным для расчета маршрутов по ГТС ЕСГ.

Последовательность действий при каждой итерации алгоритма совпадает с последовательностью действий при итерациях расчета по ГТС ЕСГ.

Выбор кратчайшего маршрута осуществляется с учётом следующих правил:

- если маршрут имеет конечной точкой ГРС, то его длина рассчитывается без учета газопроводов-отводов и распределительных газопроводов, до первой точки врезки в магистральные газопроводы;
- из множества маршрутов до ГРС, подключенных к магистральным газопроводам через одну и ту же точку врезки, кратчайший маршрут выбирается с учётом протяженности этих маршрутов до следующих (вдоль маршрутов) точек врезки, отличных друг от друга.

Порядок выбора маршрутов при итерациях расчёта определяется длинами маршрутов. Данный порядок может быть изменен экспертным решением, основанным на технологических требованиях или сложившихся за долгое время схемах поставки газа. Кроме того, экспертным образом для отчётного месяца могут быть зафиксированы определенные маршруты поставки газа. Такие маршруты рассматриваются в первую очередь, выбор таких маршрутов осуществляется в исключительных случаях.

Экспертные настройки, используемые при расчётах на уровне ГТО, должны быть согласованы с экспертным образом выбранными маршрутами при расчетах на уровне ГТС ЕСГ.

5.4.9.7 Последовательность проведения расчетов фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы

Для выполнения расчётов товаротранспортной работы по каждому поставщику газа до каждого потребителя газа необходимо придерживаться следующей последовательности:

Первый этап расчета фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы осуществляется по ГТС ЕСГ в целом и содержит следующую последовательность действий:

- формирование исходной информации;
- формирование актуальной расчетной потоковой схемы;
- формирование схемы потоков газа по ГТС ЕСГ;
- определение фактических маршрутов транспортировки газа;
- определение детализации потоков газа через каждую границу ГТО по отдельным поставщикам.

Второй этап расчета фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы осуществляется по ГТС ГТО и содержит следующую последовательность действий:

- формирование исходной информации;
- формирование актуальной расчетной потоковой схемы ГТО;
- формирование схемы потоков газа по ГТС ГТО;
- определение фактических маршрутов транспортировки газа и фактической товаротранспортной работы по ГТО.

Третий этап расчёта товаротранспортной работы содержит следующую последовательность действий:

- формирование фактических маршрутов транспортировки газа от точек/зон входа до точек/зон выхода по ГТС ЕСГ в целом на основании результатов расчетов по каждому ГТО и результатов первого этапа расчета;
- расчет фактической товаротранспортной работы от точек/зон входа до точек/зон выхода по ГТС ЕСГ в целом на основании полученных фактических маршрутов транспортировки газа.

5.5. Программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации потоков газа и режимов работы газотранспортных и газораспределительных систем……910
5.5.1. Общие положения……911
5.5.2. Основные блоки (модули) ПВК……911
5.5.3. Виды программно-вычислительных комплексов…… 911
5.5.4. Режимы эксплуатации ПВК…….. 912
5.5.5. Логика работы ПВК……913
5.5.6. Типовой состав расчетных задач, выполняемых ПВК……914
5.5.6.1. Расчет свойств газа и газового потока по полному или частичному компонентному составу……914
5.5.6.2. Режимно-технологические задачи технологических объектов газотранспортной системы……915
5.5.6.3. Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчетный режим off-line)……916
5.5.6.4. Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчетный режим on-line)……917
5.5.6.5. Расчетные задачи в области добычи, газового конденсата, сбора и подготовки его к транспорту……918
5.5.7. Некоторые характеристики программно-вычислительных комплексов известных в России……918
5.5.7.1. ПВК, разработанные российскими специалистами………918
5.5.7.2. ПВК, разработанные зарубежными специалистами и используемые или известные в России……..921

5.5.1. Общие положения

При современном уровне развития средств автоматизации, компьютеризации, информатизации и организации диспетчерского управления гидравлические расчёты режимов работы газотранспортных систем практически не производится вручную. Такие расчёты производятся при помощи специализированных программно-вычислительных комплексов (ПВК).

Применение ПВК в России должно учитывать особенности систем газоснабжения:

- специфика технологических процессов добычи, транспорта и подземного хранения газа в России;
- особенности диспетчерского управления ЕСГ;
- объёмы автоматизации объектов добычи, транспорта и подземного хранении газа;
- состояние систем передачи данных;
- масштабы газотранспортных систем;
- требования российских стандартов;
- традиции в подходе решения задач подобного рода;
- особенности ведения бизнеса в России.

5.5.2. Основные блоки (модули) ПВК

Любой ПВК состоит из следующих основных блоков (модулей):

- базы данных:
  - НСИ;
  - входных параметров;
  - выходных параметров;
  - топологии ГТС;
- графический редактор;
- расчётный модуль;
- интерфейс пользователя;
- генератор отчётных форм;

К основным подсистемам расчётного модуля ПВК относятся:

- моделирование режимов работы;
- прогнозирование газопотребления;
- оптимальное планирование диспетчерских заданий;
- ситуационный анализ;
- учёт газа по потребителям;
- формирование расчётных показателей и сведение балансов газа;
- расчёт и анализ показателей эффективности технологического процесса.

5.5.3. Виды программно-вычислительных комплексов

Условно все ПВК можно разделить на два вида:

- ПВК используемые организациями, эксплуатирующими ГТС;
- ПВК используемые при проектировании магистральных газопроводов и ГТС.

Различие это условно, так как любой ПВК можно использовать для тех или иных целей.

По типу решаемых с помощью ПВК задач можно рассматривать:

- задачи оперативного диспетчерского управления (изменение входных и выходных параметров от минут до суток);
- задачи диспетчерского планирования (изменение входных и выходных параметров от суток до года).

Областью применения ПВК являются:

- Единая система газоснабжения России;
- газотранспортные системы ЕСГ и отдельные их части;
- межпромысловые газотранспортные системы, включая УКПГ и ДКС;
- промысловые технологические трубопроводы;
- конденсатопроводы и продуктопроводы;
- технологические трубопроводы, системы очистки и охлаждения газа, ГПА КС;
- распределительные газотранспортные системы высокого давления и отдельные их части;
- сложные газопроводы отводы;
- региональные системы газоснабжения;
- газораспределительные системы среднего и низкого давления.

По применяемым принципам расчёта режимов работы ГТС (алгоритмы) ПВК можно разделить на:

- построенные на обработке большого числа статистических данных о параметрах режимов работы ГТС;
- построенные на применении классических формул гидравлического и теплового расчёта магистрального газопровода.
- построенные на применении классических формул гидравлического и теплового расчета магистрального газопровода, но с корректировкой за счёт поправочных коэффициентов, полученных путем обработки статистических данных параметров режимов работы ГТС.
- построенные на применении оригинального математического аппарата и расчётных алгоритмов.

5.5.4. Режимы эксплуатации ПВК

Современные ПВК имеют следующие режимы эксплуатации:

- **Interactive off-line** – или просто **off-line** режим, когда ПВК выполняет имитацию динамики поведения системы и режимов, имитацию ввода диспетчером виртуальных управленческих команд, имитацию работы SCADA системы.

При этом режиме производится моделирования работы ГТС на основе тех или иных изменений идентификационного режима, внесённых вручную диспетчером. Изменения могут касаться как величины параметров, так и конфигурации (топологии) ГТС.

В режиме *off-line* могут происходить и оптимизационные расчёты режима работы ГТС по одному из критериев.

Временной интервал, который использует режим *off-line*, может находиться от часа до года.

Задачи, решаемые при помощи ПВК выходящие за суточный интервал необходимо больше относить к задачам планирования, чем оперативного диспетчерского

управления. Такие задачи (например: планирование потребления газа на собственные нужды) также решаются в режиме работы ПВК *off-line*.

Задачи, решаемые ПВК в режиме *off-line*, рассматривают стационарный режим работы ГТС.

Стационарный режим работы ГТС – это когда все параметры работы ГТС остаются постоянными на протяжении всего периода времени решения, какой либо задачи ПВК.

- ***On-line*** – это режим, когда для решения задач, ПВК использует входные данные из БД SCADA систем (предыстория реального состояния системы и процесса). Часть задач может решаться в автоматическом (следящем) или интерактивном режимах.

На каждом новом сеансе данных проводится идентификационный расчёт. Временной период таких расчётов может изменяться от 1 до 5 минут, и зависит от величины ГТС и возможностей ПВК.

Основными задачами, решаемыми при *on-line* – режиме являются: расчёт изменения (динамика) основных параметров режима ГТС на основе статистических данных и расчёт прогноза изменения основных параметров на предстоящий период времени (от 5 минут до нескольких часов).

Задачи, решаемые ПВК в режиме *on-line*, рассматривают не стационарный режим работы ГТС.

Не стационарный режим работы ГТС – это когда параметры работы ГТС изменяются в установленном диапазоне на протяжении всего периода времени решения, какой либо задачи и ПВК учитывает эти изменения.

- ***Real-time*** – это режим реального времени характеризуется тем, что данные для ПВК поступают с частотой сеансов телеизмерения. В этом режиме решается ограниченный набор задач в автоматическом режиме. Решение задач должно быть гарантированно завершено до очередного сеанса поступления данных.

В настоящее время решение задач в этом режиме крайне ограничено и может сводиться к простым расчётам (например, расчёт запаса газа).

- ***Future-time*** – это режим пакетного или многовариантного решения задач оптимального планирования (стационарных и динамических) диспетчерских графиков.

5.5.5. Логика работы ПВК

ПВК, используемые на различных уровнях диспетчерского управления, имеют следующую логику работы:

- ПВК получает необходимые фактические режимные параметры работы ГТС;
- ПВК получает данные о технологическом состоянии газотранспортного оборудования;
- ПВК получает данные о фактической топологии ГТС через, «журнал положения запорной арматуры»;
- на основании полученных данных ПВК производит расчёт фактического режима работы ГТС. Этот расчёт ещё называют «идентификация

фактического режима» или «расчёт недостающих режимных параметров ГТС». В зарубежной литературе (технической документации) такой расчёт называют «симуляция фактического режима».

Непременным условием идентификационного расчёта является сохранение фактических параметров на границе ГТС и сохранение баланса газа в системе.

При отображении данных идентификационного расчёта диспетчерский персонал видит все параметры работы ГТС, даже те которые не измерялись и на тех объектах, на которых отсутствуют средства их измерения.

Сравнение фактических и расчётных параметров представляет ценную информацию для диспетчерского персонала о состоянии ГТС и измерительного оборудования.

- в режиме on-line с определённой частотой ПВК производит расчёт прогноза изменения основных параметров ГТС на предстоящий период времени. Диспетчер видит, как ретроспективу данных параметров, так и прогноз их изменения.
- на основе данных идентификационного расчёта диспетчер может произвести расчёт оптимизации режима работы ГТС по одному из критериев:
  - минимум энергозатрат на транспорт газа;
  - минимум стоимостных затрат на транспорт газа;
  - минимум давлений на входе в ГТС;
  - минимальное количество работающих ГПА;
  - максимальный запас газа в ГТС.
- на основе данных идентификационного расчёта (часового, суточного, месячного) диспетчер может смоделировать режим работы ГТС при внесённых изменениях в конфигурацию ГТС или заданных новых значениях режимных параметрах на объектах ГТС.
- на основе усреднённых данных (месячных, квартальных, годовых) диспетчер может рассчитать плановые показатели работы ГТС на предстоящий период (месяц, квартал, год).

5.5.6. Типовой состав расчётных задач, выполняемых ПВК

5.5.6.1. Расчет свойств газа и газового потока по полному или частичному компонентному составу:

- молярная масса;
- газовая постоянная;
- плотность при стандартных условиях;
- псевдокритические давление и температура;
- коэффициент сжимаемости при стандартных условиях;
- низшая и высшая теплота сгорания;
- расчет параметров газа при рабочем давлении, температуре, расходе;
- плотность газа;
- удельная изобарная теплоемкость;

- коэффициент сжимаемости;
- коэффициент изоэнтропы (адиабаты);
- коэффициент Джоуля-Томпсона;
- число Рейнольдса;
- динамическая вязкость;
- точка росы по воде и углеводородам.

5.5.6.2. Режимно-технологические задачи технологических объектов газотранспортной системы:

- Трубопровод:
  - прямой расчет параметров стационарного неизотермического газового потока по трубопроводу;
  - расчет коэффициентов гидравлической эффективности и теплообмена трубопровода на основе методов идентификации;
  - расчет производительности трубопровода при стационарном неизотермическом режиме;
  - расчет режима пропуска поршня по трубопроводу;
  - расчет параметров нестационарного, неизотермического газового потока по трубопроводу;
  - расчет параметров нестационарного процесса опорожнения трубы;
  - расчет параметров нестационарного процесса заполнения трубы;
  - расчет запаса газа и его изменения в трубе;
  - расчет объема стравливаемого газа при:
    - опорожнении трубопровода через один или несколько свечных кранов;
    - продувке трубопровода;
    - наличии частичного или полного разрыва трубопровода.
- ГПА:
  - прямой расчет параметров режима ГПА, режимно-энергетических показателей;
  - расчет области допустимых параметров режимов ГПА и газового потока;
  - расчет производительности (текущей, максимальной, минимальной) ГПА;
  - расчет оборотов ГПА, обеспечивающих заданные параметры режима перекачки газа;
  - расчет параметров режима работы ГПА в условиях полного или частичного байпасирования газового потока;
- КЦ, КС:
  - расчет параметров газового потока на выходе КЦ и режимно-энергетических показателей работы расчетных объектов КЦ (ГПА, АВО, трубопроводная обвязка, перепускные краны);

- расчет производительности (текущей, максимальной, минимальной) КЦ, КС:
- расчет режима работы КЦ, КС в условиях полного или частичного внутрицехового байпасирования газового потока (по среднему контуру);
- расчет расхода газа на собственные нужды КЦ, в том числе на компримирование, пускового газа по каждому ГПА;
- расчет оптимальных оборотов ГПА КЦ, КС, обеспечивающих заданные параметры режима перекачки газа;
- расчет оптимальной схемы ГПА КЦ, КС, обеспечивающих заданные параметры режима перекачки газа;
- расчет для КЦ (ГПА с нерегулируемым приводом) степени открытия цехового крана-регулятора, обеспечивающей заданные параметры компримирования газового потока, при соблюдении режимно-энергетических ограничений ГПА;
- расчет для КЦ (ГПА с нерегулируемым приводом) оптимальной схемы ГПА и степени открытия цехового крана-регулятора, обеспечивающих заданные параметры компримирования газового потока, при соблюдении режимно-энергетических ограничений;
- адаптация модели КЦ, КС к фактическим режимам на основе методов идентификации эмпирических параметров;
- расчет режима работы КЦ, КС в условиях полного или частичного редуцирования газового потока;
- расчет параметров газовых потоков на выходах КЦ и КС и режимно-энергетических параметров работы расчетных объектов КЦ при параллельной и сетевой схемах подключения КЦ к трассе ГТС;
- расчет оптимальных режимов работы КЦ и КС, обеспечивающих заданные параметры компримирования газового потока, при соблюдении режимно-энергетических ограничений ГПА, при параллельной и сетевой схемах подключения КЦ и КС к трассе ГТС.

- АВО:
  - прямой термо-энергетический расчет параметров режима работы АВО;
  - расчет необходимого числа работающих секций и вентиляторов АВО для обеспечения заданного теплового режима;
  - адаптация модели АВО к фактическим параметрам режима;
  - краны – байпасирования, редуцирования газового потока, краны-регуляторы;
  - расчет параметров газового потока на выходе крана
  - адаптация расчетной модели крана к заданным (фактическим) режимам.

5.5.6.3. Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчетный режим off-line):

- расчет параметров стационарного неизотермического режима транспорта газа по ГТС (объектам, подсистемам), режимно-технологических параметров и параметров эффективности транспорта газа;

- расчет показателей соответствия стационарной модели ГТС (объектов, подсистем) заданному режиму транспорта газа;
- расчет запаса газа и его изменения в трубопроводной системе;
- расчет показателей качества товарного газа, поставляемого потребителям, как результат смешения потоков газа в ГТС;
- расчет квазиоптимального стационарного режима транспорта газа по ГТС, обеспечивающего заданный план поставок газа, по одному из следующих аддитивных критериев:
  - минимум энергетических или стоимостных затрат на транспорт газа при заданных объемах и давлениях на входах/выходах МГ, ГТС;
  - минимум числа работающих ГПА;
  - минимум давлений на входах ГТС, при которых возможен транспорт заданного объема газа;
  - максимум аккумуляции газа в трубопроводах;
  - с использованием процедур мультикритериальной оптимизации, в частности на основе ранжирования набора критериев.
- расчет максимальной технически - возможной производительности МГ;
- расчет максимальной пропускной способности МГ;
- интерактивное имитационное моделирование нестационарного режима транспорта газа по ГТС при асинхронном вводе управлений;
- расчет нестационарного режима транспорта газа по ГТС при наличии аварийных или нештатных ситуаций.

5.5.6.4. Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчетный режим on-line):

- статистическая обработка данных фактического режима (регрессионное сглаживание, расчет точечных и интервальных оценок замеряемых параметров, фильтрация аномальных значений параметров);
- прогноз значений параметров газового потока (давление, температура, расход) для краткосрочного планирования режимов работы ГТС;
- расчет запаса газа и его изменения в трубопроводной системе ГТС;
- расчет балансов и параметров газовых потоков в ГТС (на основе нестационарных моделей);
- прогнозирование газопотребления крупными потребителями;
- прогнозирование динамики поставки газа в ГТС;
- прогнозирование динамики балансов и газовых параметров потоков в ГТС (на основе нестационарных моделей);
- оценка и контроль адекватности модели (стационарных и нестационарных) режимов ГТС (объектов, подсистем) реальному режиму транспорта газа;
- адаптация модели (стационарных и нестационарных) режимов ГТС (объектов, подсистем) к реальному режиму транспорта газа;
- контроль соблюдения ОДР параметров стационарного и нестационарного режима, выявление нештатных ситуаций в ГТС;
- оценка коэффициентов гидравлической эффективности линейных участков МГ на основе методов решения задач идентификации;
- расчет условий и параметров гидратообразования в трубопроводе;
- расчет оптимальных траекторий (во времени) управлений режимами работы компрессорных цехов КС.

5.5.6.5. Расчетные задачи в области добычи газа, газового конденсата, сбора и подготовки его к транспорту:

- расчет режима трубопроводных систем промыслового коллектора от кустов скважин до УКПГ (возможен двухфазный поток);
- расчет режима конденсатопроводов (контроль и предупреждение образования двухфазного потока);
- расчет стационарного и нестационарного режимов межпромыслового коллектора: в составе УКПГ, трубопроводной системы, ДКС;
- расчет режимов работы установок адсорбционной и абсорбционной осушки газа:
- расчет режимов работы установок низкотемпературной сепарации газа;
- расчет квазиоптимального стационарного режима работы межпромыслового коллектора с прилегающими ГСК, УКПГ и ДКС;

Основными критериями оптимизации являются:

- максимум отбора газа при заданных ограничениях на отборы по промыслам и давлениям газа на выходах ДКС;
- минимум энергетических или стоимостных затрат при заданных граничных условиях – отборы газа с промыслов, давления газа на входах УКПГ, давления на входах КЦ головных КС МГ;
- минимум энергетических или стоимостных затрат при заданных граничных условиях – отборы газа с кустов скважин, давления газа на выходах кустов скважин, давления на входах КЦ головных КС МГ;
- расчет объемов отбора газа с промыслов (минимум энергетических или стоимостных затрат на добычу газа и ДКС) при заданном общем объеме добычи газа, заданных ограничениях, давлениях газа на входах КЦ головных КС МГ;
- локальные максимумы отбора газа по отдельным промыслам при заданных отборах по остальным промыслам.

5.5.7. Некоторые характеристики программно-вычислительных комплексов известных в России

В Российской Федерации для различных целей, в различных областях и объёмах используется целый ряд программно-вычислительных комплексов моделирования и оптимизации потоков газа и режимов работы газотранспортных и газораспределительных систем, разработанных отечественными и зарубежными специалистами. Некоторые компании, предпринимали попытки организации внедрения ПВК, принадлежащих им в ПАО «Газпром» и его дочерние общества.

5.5.7.1. ПВК, разработанные российскими специалистами (по данным 2015 года)

ПВК «Астра газ»

- Разработку и внедрение ПВК осуществляли специалисты Тюменский филиал ООО «Информгаз» (в последствии Тюменского филиала ООО «Газпром развитие») под руководством Цыбульника Валерия Николаевича. В настоящее время, обслуживание и развитие ПВК осуществляют специалисты отдела сопровождения комплексов моделирования (г. Тюмень) ООО «Газпром Информ» под руководством Цыбульника Дениса Валерьевича.
- ПВК принадлежит ПАО «Газпром».
- ПВК установлен во всех газотранспортных обществах ПАО «Газпром».

- Лицензию на право использования ПВК имеют проектные («Гипрогазцентр», «Гипроспецгаз») и научно-исследовательские институты («ВНИИГАЗ», «Промгаз», НИИгазэкономика) ПАО «Газпром».
- На основе ПВК «Астра газ» разрабатывались ПВК для межпромысловых газопроводов ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром добыча Ноябрьск».
- Характерным отличием ПВК «Астра газ» является то, что он сохраняет в своей БД расчетные схемы ГТС с данными, рассчитанных фактических режимов работы.
- На основе ПВК создан большой архив данных параметров режимов работы ГТС на фактических расчетных схемах (более чем за 17 лет);
- Расчётный модуль ПВК создан на собственных алгоритмах гидравлического расчета ГТС, прошёл адаптацию на большом количестве фактических режимов работы ГТС;
- Ежедневный мониторинг работы ПВК позволяет отслеживать развитие ГТС и проводить своевременную адаптацию расчетного модуля ПВК;
- В ПВК внедряется модуль расчётов потоков уровня ЕСГ, взаимодействующего с расчётным модулем ГТС;
- ПВК обладает модулем представления информации рассчитанных режимных параметров в виде диспетчерского журнала;
- На основе ПВК «Астра газ» создан ПВК «SONET», расчета нестационарного режимов работы ГТС;
- На основе ПВК «Астра газ» создан ПВК «Астра добыча», расчёта режимов работы межпромысловых технологических газопроводов;
- На основе ПВК «Астра газ» создан ПВК «Кольцо», расчета режимов работы газораспределительных систем с давлением ниже 1,2 МПа.

ПВК «Веста»

- Разработку и внедрение ПВК проводили специалисты Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина под руководством доктор наук Сарданашвили Сергея Александровича. В настоящее время обслуживание и развитие ПВК осуществляют специалисты Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина и ООО «Ингойл»;
- ПВК принадлежит ООО «Ингойл»;
- ПВК установлен в газотранспортном обществе ООО «Газпром трансгаз Москва»;
- На основе ПВК «Веста» разработан ПВК «Диспетчерский тренажер», обладающий всеми возможностями ПВК и тренажера;
- ПВК «Диспетчерский тренажер» установлен в ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Томск» и разрабатывается еще для ряда ГТО.
- ПВК «Диспетчерский тренажер» разработан для ОАО «ЕвроПолГаз», компании оператора газопровода «Ямал – Европа» на территории Польши;
- Характерным отличием ПВК «Веста» является то, что он построен на классических алгоритмах гидравлического расчета трубопроводов. ПВК «Веста» производит расчёт рабочей точки ГПА на основе паспортных газодинамических характеристик и фактических параметров работы ЦБН;

- Расчётный модуль ПВК разрабатывался специалистами, обладающими хорошей научной школой, основанной на большом опыте знаний по разработке теоретических основ гидравлического расчёта трубопроводных систем;
- Расчётный модуль ПВК создан на собственных алгоритмах гидравлических расчетов ГТС, прошедшими адаптацию на фактических режимов работы некоторых ГТС;
- На основе ПВК «Веста» разработан ПВК «Векта» для решения задач потокового уровня управления связанного с ПВК «Веста».

ПВК «Волна»

- Разработку и внедрение ПВК осуществляют специалисты Всероссийского научно-исследовательского института технической физики им. академика Е.И. Забабахина под руководством Анучина М.Г.;
- ПВК принадлежит Всероссийскому научно-исследовательскому институту технической физики им. академика Е.И. Забабахина;
- ПВК разрабатывался и установлен, как экспериментальный, в газотранспортном обществе ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
- Характерным отличием ПВК «Волна» является то, что он построен, как двухуровневая система (ГТС и КС). В качестве уровня КС используется ранее разработанный этими же специалистами ПВК «Агат», который производит расчёт рабочей точки ГПА на основе паспортных газодинамических характеристик, с учётом фактических параметров работы ЦБН;
- Расчётный модуль ПВК создан на собственных алгоритмах гидравлических расчетов ГТС, прошедшими адаптацию на фактических режимов работы ГТС ООО «Газпром трансгаз Ухта»;

ПВК ЗАО «Физико-технический центр» г. Саров

- Разработку целого ряда ПВК осуществляют специалисты ЗАО «Физико-технический центр» г. Саров под руководством доктора технических наук Селезнева В. Е.
- Известны следующие разработанные ПВК:
  - ПВК «CorNet»;
  - ПВК «AMADEUS»;
  - ПВК «Alfargus»;
- Алгоритмы расчётных модулей ПВК базируются на собственных оригинальных математических теориях и разработках.
- ПВК «AMADEUS» - разработан для словацкой ГТС совместно со специалистами Математического института Словацкой академии наук;
- На базе ПВК «Alfargus» разработан ПВК «Малое Московское кольцо» для расчёта распределительной системы Московского кольцевого газопровода для использования в ООО «Газпром межрегионгаз».
- Специалисты ЗАО «Физико-технический центр» разработали диспетчерский тренажёр, который успешно используются для обучения диспетчерского персонала ОАО «Газпром» в Волгоградском колледже газа и нефти.

ПВК «Ингир»

- Разработку и внедрение ПВК осуществляли специалисты Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина под руководством

доктор наук Сарданашвили Сергея Александровича, работающие в ООО «Ингойл».

- ПВК принадлежит ОАО «Гипрогазцентр».
- ПВК установлен в проектном институте ОАО «Гипрогазцентр» Нижний Новгород.
- Характерным отличием ПВК «Ингир» является то, что он разрабатывался для использования при выполнении проектных работ по модернизации и реконструкции эксплуатируемых магистральных газопроводов ЕСГ и строительстве новых.
- ПВК используется и поддерживается специалистами ОАО «Гипрогазцентр».

ПВК «ИРС»

- Разработку и внедрение ПВК осуществляли специалисты ОАО «Газпром промгаз» под руководством кандидата технических наук Белинского А. В. и Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина с участием доктор наук Сарданашвили С.А.;
- ПВК принадлежит ОАО «Газпром промгаз»;
- ПВК установлен в ОАО «Газпром промгаз»;
- Характерным отличием ПВК «ИРС» является то, что это многоуровневая интегрированная система, состоящая из нескольких взаимодействующих модулей: модуль расчёта потоков по ЕСГ, модуль гидравлического расчёта ГТС, модуль расчёта распределительных газопроводов высокого давления и газопроводов отводов, модуль расчёта систем газоснабжения после ГРС.
- ПВК используется и поддерживается специалистами ОАО «Газпром промгаз».

ПВК «Газоператор»

- Разработку и внедрение ПВК осуществляли специалисты ООО «НИИгазэкономика» под руководством кандидата технических наук Кудрявцева А. А. и кандидата физико-математических наук Христофорова Д. В.;
- ПВК принадлежит ООО «НИИгазэкономика»;
- ПВК установлен в ООО «НИИгазэкономика» и Центральном производственно-диспетчерском департаменте ОАО «Газпром»;
- Характерным отличием ПВК «Газоператор» является то, что это комплекс решения потоковых технико-экономических задач, на основе балансового потокового распределения газа по участкам газотранспортных систем ЕСГ. К таким задачам можно отнести: расчёт товаротранспортной работы, расчёт маршрутов от зон входа в ГТС до зон и точек выхода из неё, расчёт тарифов транспортировки газа, расчёт свободных мощностей и др.
- ПВК используется и поддерживается специалистами ООО «НИИгазэкономика».

5.5.7.2. ПВК, разработанные зарубежными специалистами и используемые или известные в России (по данным 2015 года)

ПВК «ФИРМА»

- Разработку, внедрение, сопровождение и развитие ПВК осуществляют специалисты Харьковского национального университета радиоэлектроники под руководством доктора наук Тевяшева А. Д. (Украина).

- ПВК принадлежит ДК «Укртрансгаз» ОАО «Нафтогаз Украины».
- ПВК установлен в управлении магистральных газопроводов (УМГ) «Харьковтрансгаз».
- Характерным отличием ПВК является то, что он разрабатывался специально для использования в УМГ «Харьковтрансгаз».
- ПВК используется специалистами УМГ «Харьковтрансгаз», а поддерживается специалистами Харьковского национального университета радиоэлектроники.

ПВК «Львовского математического центра»

- Разработку, внедрение, сопровождение и развитие ПВК осуществляют специалисты ООО «Математический центр» под руководством доктора наук Притула М.Г. (Украина).
- ПВК принадлежит ДК «Укртрансгаз» ОАО «Нафтогаз Украины».
- ПВК установлен во всех управлениях магистральных газопроводов «Уктртрансгаз», кроме УМГ «Харьковтрансгаз».
- Характерным отличием ПВК является то, что он имеет отдельный модуль моделирования и оптимизации технологических трубопроводов ПХГ от скважин до ГТС.
- ПВК используется специалистами УМГ «Укртрансгаз» а поддерживается специалистами ООО «Математический центр».

ПВК «Харьковского института транспорта газа»

- Разработку, внедрение, сопровождение и развитие ПВК осуществляют специалисты «Харьковского института транспорта газа», который является филиалом ДК «Укртрансгаз».
- ПВК принадлежит ДК «Укртрансгаз» ОАО «Нафтогаз Украины».
- ПВК разрабатывается по заданию ДК «Укртрансгаз» ОАО «Нафтогаз Украины».
- ПВК установлен в управлениях магистральных газопроводов «Уктртрансгаз»: УМГ «Харьковтрансгаз», УМГ «Донбастрансгаз», УМГ «Прикарпаттрансгаз», а также в управлении «Шебелинкагазпром». Разрабатывается для УМГ «Черкассытрансгаз».

ПВК «SIMONE»

- Разработку и развитие ПВК осуществляют специалисты SIMONE Research Group s.r.o., а сопровождение и распространение LIWACOM Informatiostechnik GmbH;
- ПВК «Симоне» установлен и используется во многих газовых компаниях Европы;
- ПВК «Симоне» используется в ООО «Газпром трансгаз Сургут» для решения ряда задач;
- ПВК «Симоне» используется в отраслевых институтах: ООО «ВНИИГАЗ», ООО «НИИгазэкономика» для решения отдельных задач связанных с исследованиями возможных режимов работы ГТС;
- На протяжении 10 лет велась разработка и адаптация ПВК «Симоне» для ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

- Специалисты SIMONE Research Group s.r.o., и LIWACOM Informatiostechnik GmbH имеют большой опыт работы в России;

ПВК «SynerGEE Gas»

- Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты «Advantica inc.» «Advantica Ltd.» входящие в группу компании Germanischer Lloyd Industrual Services;
- ПВК «SynerGEE Gas» установлен и используется во многих газовых компаниях Европы и мира;
- Специалисты ОАО «Газпром» проводили неоднократные консультации со специалистами «Advantica Ltd.» о возможности приобретения ПВК «SynerGEE Gas» на территории России, Великобритании, США;
- ООО «НИИгазэкономика» была приобретена временная лицензия на ПВК «SynerGEE Gas» для его изучения и апробации.

ПВК «CCS»

- Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты «CONTINUOUS CONTROL SOLUTIONS, inc.» США.
- ПВК «CCS» установлен и используется на некоторых ГТС Казахстана.
- Специалисты ОАО «Газпром» проводили консультации со специалистами «CONTINUOUS CONTROL SOLUTIONS, inc.» о возможности разработки ПВК «CCS» для ОАО «Газпром» по инициативе последних.

ПВК «ESI»

- Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты «Energy Solution International, inc.»;
- ПВК «ESI» включает в себя три модуля «Pipeline Studio», «Pipeline Manager» и «Pipeline Transporter»;
- ПВК «ESI» установлен и используется в газотранспортных и газораспределительных компаниях Европы и других стран мира;
- Специалисты ОАО «Газпром» проводили консультации со специалистами «Energy Solution International, inc.» о возможности разработки ПВК «CCS» для ОАО Газпром по инициативе последних.

ПВК «Ganesi»

- Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты «PSI AG»;
- ПВК «Ganesi» установлен и используется в ООО «Газпром трансгаз Краснодар и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» на двух уровнях диспетчерского управления;
- ПВК «Ganesi» установлен и используется в нескольких газотранспортных компаниях Европы;
- PSI AG имеет ряд договоров с ОАО «Газпром», в том числе по модернизации автоматизированной системы диспетчерского управления. Проводились обсуждения о возможности частичного применения ПВК «Ganesi» в ОАО «Газпром.
- В России создано ООО «ПСИ», представляющее интересы PSI AG.

ПВК «OLGA 2000»

- Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты «Scandpower Petroleum Technology AS»;
- ОАО «Газпром» закупило несколько лицензий ПВК «OLGA 2000»;
- ПВК используется некоторыми компаниями Европы, занимающимися морской добычей газа;
- ПВК «OLGA 2000» установлен и используется в проектных институтах (Например: «Гипроспецгаз» г. С. Петербург);
- С помощью ПВК «OLGA 2000» проводили тестовые расчеты после испытания газопровода «Голубой поток» (морской участок Россия – Турция), «Северный поток» и др;
- Характерным отличием ПВК является возможность расчёта многофазного состояния газового потока.

ПВК «PipeSim»

- Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты «Baker Jardine & Associates Limited» (Англия);
- Существуют следующие версии ПВК: «PIPESIM» for Windows – «Single Branch»; «PIPESIM»-net; «PIPESIM»-goal;
- ПВК «PipeSim» установлен в ООО «Газпром добыча Ноябрьск»;
- Отличительные особенности программного комплекса «PipeSim» является: акцент на проектные расчёты, выбор методик расчётов в зависимости от решаемой задачи и исходных данных, расчёт двух и многокомпонентных смесей, явно выраженная направленность на применение при разработке месторождений, расчёт при давлениях до и свыше 10 МПа, отсутствие детального расчёта режимов работы нагнетателей, турбин, теплообменников и т. д.

ПВК MSI Kenny

- Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты «Multiphasse Solutions Kenny, inc»;
- ПВК «MSI Kenny» установлен в ООО «Газпром трансгаз С. Петербург» и на КС Портовая;
- С помощью ПВК «MSI Kenny» проводятся расчеты КС Портовая и подводной части газопровода «Северный поток»;
- Программный комплекс «MSI Kenny» выполняет: инженерно-имитационное моделирование, мониторинг в режиме реального времени, автоматическое прогнозирование, сценарное прогнозирование и прогнозирование по запросу пользователя.

Глава 6
ПРОВЕРКА ЗНАНИЙ ПРЕСОНАЛА ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

6.1. Введение……..926
6.2. Вопросы и варианты ответов……..926
6.3. Таблица правильных ответов на вопросы…….1048

6.1. Введение

Вторая редакция справочного пособия для работников диспетчерских служб газотранспортных систем позволяет подготовить диспетчерский персонал различных уровней диспетчерского управления по различным диспетчерским специализациям. Для удобства проверки знаний диспетчерского персонала в шестой главе представлены вопросы, варианты ответов и таблица правильных ответов на эти вопросы.

6.2. Вопросы и варианты ответов

ВОПРОС 1.

Что включает в себя Федеральная система газоснабжения Российской Федерации?

ОТВЕТЫ:

1. Включает:
   - Единую систему газоснабжения России;
   - Региональные системы газоснабжения;
   - Газораспределительную систему;
   - Системы газоснабжения независимых производителей газа.
2. Единую систему газоснабжения России.
3. Газораспределительные системы всех субъектов Российской Федерации.
4. Региональные газотранспортные системы и системы газоснабжения всех субъектов Российской Федерации.
5. Все газотранспортные системы Российской Федерации, включая системы независимых производителей газа, кроме газораспределительных систем регионов.

ВОПРОС 2.

Какие объекты входят в Единую систему газоснабжения России?

ОТВЕТЫ:

1. Только объекты транспорта газа.
2. Только объекты транспорта и хранения газа.
3. Объекты, предназначенные для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа.
4. Объекты, предназначенные для добычи, транспортировки, хранения, переработки и поставок газа.
5. Все объекты, подключённые к газотранспортной системе за исключением объектов добычи газа.

ВОПРОС 3.

Кто является собственником Единой системы газоснабжения России?

ОТВЕТЫ:

1. Правительство Российской Федерации.
2. ПАО «Газпром».

3. Все организации, поставляющие и транспортирующие газ по газопроводам ЕСГ.
4. Все владельцы акций ПАО «Газпром».
5. Все жители, имеющие гражданство Российской Федерации.

ВОПРОС 4.

Деятельность Единой системы газоснабжения России регулируется?

ОТВЕТЫ:

1. Правительством Российской Федерации.
2. Стандартами и другими нормативными документами ОАО «Газпром».
3. Государством в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.
4. Документами Ростехнадзора.
5. Приказами и распоряжениями организаций осуществляющих эксплуатацию объектов ЕСГ.

ВОПРОС 5.

Кем осуществляется диспетчерское управление технологическими параметрами объектов Единой системы газоснабжения России и объектов, подсоединённых к ней?

ОТВЕТЫ:

1. Собственниками объектов.
2. Организациями, осуществляющими эксплуатацию объектов ЕСГ или объектов, подсоединённых к ЕСГ независимо от того, в чьей собственности они находятся.
3. Государственным унитарным предприятием «Центральное диспетчерское управление ЕСГ России», находящегося в подчинении Министерства топлива и энергетики Российской Федерации.
4. Централизованно организацией-собственником ЕСГ ПАО «Газпром».
5. Любой организацией, имеющей лицензию на осуществления данного вида деятельности.

ВОПРОС 6.

Какие объекты добычи могут относиться к ЕСГ России?

ОТВЕТЫ:

1. Только газовые месторождения.
2. Газовые и газоконденсатные месторождения.
3. Любые месторождения (в том числе нефтяные) побочным продуктом добычи, которых является природный газ.
4. Газовые, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения.
5. Газовые, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения.

ВОПРОС 7.

Какие объекты являются основными объектами трубопроводной системы месторождений?

ОТВЕТЫ:

1. Основными объектами являются:
   - газосборные пункты (коллекторы);
   - межпромысловые технологические трубопроводы;
   - газопроводы подключения;
2. Основными объектами являются:
   - газопроводы подключений (шлейфы);
   - межпромысловые технологические трубопроводы;
   - дожимные компрессорные станции;
   - газопроводы подключения;
3. Основными объектами являются:
   - кусты скважин;
   - газопроводы подключений (шлейфы);
   - газосборные пункты (коллекторы);
   - межпромысловые технологические трубопроводы;
   - газопроводы подключения;
4. Основными объектами являются:
   - установки подготовки газа (УППГ и УКПГ);
   - дожимные компрессорные станции;
5. Основными объектами являются:
   - кусты скважин;
   - газопроводы подключений (шлейфы);
   - газосборные пункты (коллекторы);
   - установки подготовки газа (УППГ и УКПГ);
   - межпромысловые технологические трубопроводы;
   - дожимные компрессорные станции;
   - газопроводы подключения;

ВОПРОС 8.

Какие объекты являются основными составляющими газотранспортной системы?

ОТВЕТЫ:

1. Основными объектами ГТС являются:
   - магистральные газопроводы;
   - распределительные газопроводы высокого давления;
   - газопроводы-отводы;
   - газопроводы подключения;
   - технологические перемычки;
   - межсистемные перемычки;
   - газоизмерительные станции;
   - узлы редуцирования газа;
   - газораспределительные станции.

2. Основными объектами ГТС являются:
   - магистральные и распределительные газопроводы высокого давления.
3. Основными объектами ГТС являются:
   - магистральные газопроводы;
   - распределительные газопроводы высокого давления;
   - газопроводы-отводы;
   - газопроводы подключения;
   - технологические перемычки;
   - межсистемные перемычки;
4. Основными объектами ГТС являются:
   - магистральные газопроводы;
   - газоизмерительные станции;
   - узлы редуцирования газа;
   - газораспределительные станции.
5. Основными объектами ГТС являются:
   - магистральные газопроводы;
   - технологические перемычки;
   - межсистемные перемычки.

ВОПРОС 9.

Какие объекты входят в состав магистрального газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Входит только:
   - линейная часть (трубопроводы) магистральных газопроводов;
2. Входят только:
   - газоизмерительные станции;
   - компрессорные станции с узлами подключения;
   - газораспределительные станции;
   - станции охлаждения газа;
   - подземные хранилища газа;
   - линейная часть (трубопроводы) магистральных газопроводов.
3. Входят только:
   - газоизмерительные станции;
   - компрессорные станции с узлами подключения;
   - газораспределительные станции;
   - станции охлаждения газа;
   - линейная часть (трубопроводы) магистральных газопроводов.
4. Входят только:
   - узлы редуцирования газа;
   - запорная арматура;
   - камеры приёма и запуска внутритрубных снарядов;
   - трубопроводы магистральных газопроводов.
5. Входит только линейная часть (трубопроводы) магистральных газопроводов и компрессорные станции.

ВОПРОС 10.

Что такое технологическая перемычка газотранспортной системы?

ОТВЕТЫ:

1. Технологическая перемычка — это газопровод, соединяющий магистральный газопровод с технологическими газопроводами компрессорной станции.
2. Технологическая перемычка — это газопровод, соединяющий два газопровода внутри одной ГТС и обеспечивающий переток газа между ними.
3. Технологическая перемычка — это газопровод, соединяющий магистральный газопровод и газораспределительную станцию.
4. Технологическая перемычка — это газопровод, соединяющий два газопровода разных ГТС и обеспечивающий переток газа между ними.
5. Технологическая перемычка — это газопровод, соединяющий магистральный газопровод и любой другой объект ЕСГ (КС, ГРС, ПХГ, месторождение, ГПЗ).

ВОПРОС 11.

В состав, каких объектов ЕСГ входят дожимные компрессорные станции?

ОТВЕТЫ:

1. В состав подземных хранилищ газа и газовых промыслов на месторождениях.
2. Только в состав подземных хранилищ газа.
3. Только в состав газовых промыслов на месторождениях.
4. В состав магистральных газопроводов газотранспортных систем.
5. Дожимные компрессорные станции являются самостоятельным объектом НСГ и в состав других объектов не входят.

ВОПРОС 12.

Что такое региональная система газоснабжения?

ОТВЕТЫ:

1. Региональная система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для транспортировки и поставок газа, независим от ЕСГ и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность либо создавшей или приобретшей их на других, предусмотренных законодательством Российской Федерации основаниях.

2. Региональная система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, независим от ЕСГ и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность либо создавшей или приобретшей их на других, предусмотренных законодательством Российской Федерации основаниях.
3. Региональная система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, хранения и поставок газа, независим от ЕСГ и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность либо создавшей или приобретшей их на других, предусмотренных законодательством Российской Федерации основаниях..
4. Региональная система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, подключён и зависит от ЕСГ и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность либо создавшей или приобретшей их на других, предусмотренных законодательством Российской Федерации основаниях.
5. Региональная система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, независим от ЕСГ и находится в собственности региональных либо муниципальных властей, оформленной на предусмотренных законодательством Российской Федерации основаниях.

ВОПРОС 13.

Что такое газораспределительная система?

ОТВЕТЫ:

1. Газораспределительная система представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям на соответствующей территории Российской Федерации, технологически зависит от ЕСГ или региональных систем газоснабжения, а юридически от организаций собственников ЕСГ или региональных систем газоснабжения и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность, либо создавшей или приобретшей их на других предусмотренных законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации основаниях..
2. Газораспределительная система представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям на соответствующей территории Российской Федерации, независим от ЕСГ и региональных систем газоснабжения и находится в собственности организаций, находящихся в подчинении региональных или муниципальных властей, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, созданной на предусмотренных законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации основаниях.
3. Газораспределительная система представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки газа от ГРС до устройств учёта газа газораспределительных организаций на соответствующей территории Российской Федерации, независим от ЕСГ и региональных систем газоснабжения и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей в процессе приватизации объекты указанного комплекса в собственность, либо создавшей или приобретшей их на других предусмотренных законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации основаниях.
4. Газораспределительная система представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям на соответствующей территории Российской Федерации, и является

технологическим продолжением ЕСГ и находится в собственности и управлении организаций осуществляющих эксплуатацию газотранспортных систем ЕСГ на данной территории Российской Федерации.

5. Газораспределительная система представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям на соответствующей территории Российской Федерации, независим от ЕСГ и региональных систем газоснабжения и находится в собственности организаций, получивших право на её управление на основании конкурсов, проводимых субъектами Российской Федерации.

ВОПРОС 14.

Что является границами газораспределительной системы газораспределительной организации?

ОТВЕТЫ:

1. Граница газораспределительной системы ГРО начинается на входе в газораспределительные станции (ГРС), и заканчивается перед прибором учёта газа потребителя, установленным на границе раздела собственности.
2. Граница газораспределительной системы ГРО начинается на выходе из газораспределительных станций (ГРС), которые относятся к объектам магистральных газопроводов (МГ), и заканчивается после прибора учёта газа подаваемого потребителю, которые относятся к объектам газораспределительных систем ГРО.
3. Граница газораспределительной системы ГРО начинается после регуляторов давления и перед замерными устройствами газораспределительных станций (ГРС), и заканчивается перед прибором учёта газа потребителя, установленным на границе раздела собственности.
4. Граница газораспределительной системы ГРО начинается на выходе из газораспределительных станций (ГРС), которые относятся к объектам магистральных газопроводов (МГ), и заканчивается перед прибором учёта газа потребителя, установленным на границе раздела собственности.
5. Поскольку ГРО не осуществляют работу по транспортировке газа по газораспределительным системам, границы ответственности между газотранспортными организациями ПАО «Газпром», ГРО и потребителями газа отсутствуют.

ВОПРОС 15.

Какие основные функции Региональных газовых компаний (РГК) ООО «Газпром межрегионгаз»?

ОТВЕТЫ:

1. Основными функциями РКГ ООО «Газпром межрегионгаз» является оказание снабженческо-сбытовых услуг по поставке газа (покупка и продажа) потребителям ПАО «Газпром», независимым производителям, а также по поручению потребителей газа приобретение газа на Электронной торговой площадке ООО «Газпром межрегионгаз».
2. Основными функциями РКГ ООО «Газпром межрегионгаз» является покупка газа у газотранспортных организаций ПАО «Газпром», его транспортировка по газораспределительным системам и продажа газа потребителям.
3. Основными функциями РКГ ООО «Газпром межрегионгаз» является покупка газа у ПАО «Газпром» и независимых производителей, его транспортировка по магистральным газопроводам и газораспределительным системам и продажа газа потребителям.
4. Основными функциями РКГ ООО «Газпром межрегионгаз» является покупка газа у независимых производителей непосредственно на месте его добычи, и продажа газа потребителям.
5. Основными функциями РКГ ООО «Газпром межрегионгаз» является покупка газа у независимых производителей на Электронной торговой площадке ООО «Газпром межрегионгаз», заключение договоров на его транспортировку по магистральным газопроводам и газораспределительным системам и продажа газа потребителям.

ВОПРОС 16.

В каком году введён в эксплуатацию первый магистральный газопровод «Саратов – Москва»?

ОТВЕТЫ:

1. В 1960 году.
2. В 1903 году.
3. В 1946 году.
4. В 1958 году.
5. В 1936 году.

ВОПРОС 17.

На каком газопроводе впервые в качестве привода центробежного нагнетателя был применён электродвигатель?

ОТВЕТЫ:

1. «Ставрополь – Москва».
2. «Саратов – Москва».
3. «Дашава – Киев – Брянск – Москва».
4. «Кохтла Ярве – Ленинград».

5. «Краснодарский Край – Серпухов».

ВОПРОС 18.

В каком году вышла на работу первая смена впервые образованного Объединённого диспетчерского управления, выполнявшего централизованное диспетчерское управление газотранспортными системами?

ОТВЕТЫ:

1. 8 февраля 1958 года.
2. В ноябре 1960 года.
3. 12 апреля 1961 года.
4. В марте 1965 года.
5. 7 июля 1961 года.

ВОПРОС 19.

Какое оборудование использовалось при создании первой автоматизированной системы диспетчерского управления?

ОТВЕТЫ:

1. Оборудование минского завода «Горизонт».
2. Оборудование подмосковного завода «Электроника».
3. Оборудование венгерской компании «Видеотон».
4. Оборудование голландской компании «Филипс».
5. Оборудование американской компании «Дженерал электрик».

ВОПРОС 20.

Как расшифровывается информационная система АССПООТИ, которая использовалась при диспетчерском управлении до последнего времени?

ОТВЕТЫ:

1. Автоматизированная система сбора показателей, отображающих оперативную технологическую информацию.
2. Автоматизация состояния сетей передачи отдельной оперативной технической информации.
3. Автоматизированная серверная система периодического отражения отдельной текущей информации.
4. Автоматизация состояния системы перекачки определённой оперативной точной информации.
5. Автоматизированная система сбора, передачи, отображения оперативной технологической информации.

ВОПРОС 21.

Как назывался первый унифицированный комплекс расчёта и оптимизации режимов газотранспортных систем (прообраз современных ПВК)?

ОТВЕТЫ:

1. «ОПТИМУМ».
2. «СЕВЕР».

3. «АСТРА».
4. «САМПАГ».
5. «ПОТОК».

ВОПРОС 22.

В каком году впервые было принято решение об организации и проведении комплексов планово-профилактических ремонтных работ (комплексы ППР) на объектах ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. Осенью 1961 года.
2. Летом 1973 года.
3. Весной 1981 года.
4. Зимой 1978 года.
5. Весной 1990 года.

ВОПРОС 23.

В каком году Министерство газовой промышленности СССР было преобразовано в Государственный газовый концерн «Газпром»?

ОТВЕТЫ:

1. 1981 году.
2. 1999 году.
3. 1989 году.
4. 1987 году.
5. 1990 году.

ВОПРОС 24.

В каком году в ЦПДУ ОАО «Газпром» впервые начали поступать технологические данные параметров работы ГТС в реальном времени?

ОТВЕТЫ:

1. 1980 году.
2. 2000 году.
3. 1989 году.
4. 2003 году.
5. 1996 году.

ВОПРОС 25.

В каком году было создано ПАО «Газпром»?

ОТВЕТЫ:

1. 2000 году.
2. 1998 году.
3. 1990 году.
4. 2005 году.
5. 1995 году.

ВОПРОС 26.

В каких зарубежных городах были созданы диспетчерские центры ПАО «Газпром»?

ОТВЕТЫ:

1. В Амстердаме.
2. В Берлине и Софии.
3. В Киеве и Минске.
4. В Анкаре, Вене и Риме.
5. В Париже.

ВОПРОС 27.

В каком году была разработана и принята Стратегия информатизации ПАО «Газпром»?

ОТВЕТЫ:

1. В 2010 году.
2. В 2000 году.
3. В 2008 году.
4. В 2003 году.
5. В 1998 году.

ВОПРОС 28.

В какую группу бизнес-процессов ОАО «Газпром» входит Диспетчерское управление в соответствии с требованиями Стратегии информатизации?

ОТВЕТЫ:

1. В группу производственных бизнес-процессов, как самостоятельный процесс.
2. В группу вспомогательных бизнес-процессов, как самостоятельный процесс.
3. В группу производственных бизнес-процессов, в подгруппу транспорт газа и газового конденсата.
4. В группу вспомогательных бизнес-процессов, в подгруппу управление производством.
5. Диспетчерское управление — это отдельный самостоятельный бизнес-процесс, не входящий ни в группу Производственных бизнес процессов, ни в группу Вспомогательных бизнес процессов.

ВОПРОС 29.

Какие основные этапы классической модели управления включены в бизнес-процесс диспетчерского управления процессами добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа?

ОТВЕТЫ:

1. Включено:
   - планирование;
   - разработка мероприятий;

- выполнение;
- проверка исполнения;
- контроль параметров;
- отчетность.

2. Включено:

- прогнозирование ситуации;
- анализ состояния;
- разработка тактики и стратегии;
- оперативное планирование;
- подготовка заданий;
- контроль исполнения;

3. Включено:

- планирование;
- выполнение;
- контроль;
- отчетность.

4. Включено:

- планирование;
- выполнение;
- контроль;

5. Включено:

- стратегическое планирование;
- тактическое планирование;
- оперативное планирование;
- обработка статистических данных;
- обработка оперативных данных;
- выполнение планов и заданий;
- отчетность.

ВОПРОС 30.

Какие составляющие являются основными в управлении производственным предприятием?

ОТВЕТЫ:

1. Юридическое управление, материально-техническое управление, финансово-экономическое управление.

2. Кадровое управление, техническое управление, финансовое управление.

3. Технологическое управление, оперативное управление производством, ресурсное управление.

4. Техническое управление, управление делопроизводством, бухгалтерское управление.

5. Стратегическое управление, тактическое управление, оперативное управление.

ВОПРОС 31.

Какие существуют информационно-управляющие системы производственным процессом?

ОТВЕТЫ:

1. SCADA, MES, ERP.
2. STSA, MER, ASB.
3. APDS, REWNA, OPIUM.
4. FRACMES, SCS, PROGIN.
5. LITER, SGERZ, ASPD.

ВОПРОС 32.

Что является субъектами и объектами управления в процессе диспетчерского управления системами газоснабжения?

ОТВЕТЫ:

1. В процессе диспетчерского управления системами газоснабжения диспетчерские службы являются субъектами управления по отношению к диспетчерской службе нижестоящего уровня управления и объектом управления для диспетчерской службы вышестоящего уровня управления.
2. В процессе диспетчерского управления системами газоснабжения все диспетчерские службы являются субъектами управления по отношению к диспетчерской службе верхнему уровню управления и объектом управления для диспетчерской службы нижестоящего уровня управления.
3. В процессе диспетчерского управления системами газоснабжения диспетчерские службы являются субъектами управления по отношению к диспетчерской службе уровня вышестоящего управления и объектом управления для диспетчерской службы нижестоящего уровня управления.
4. В процессе диспетчерского управления системами газоснабжения диспетчерские службы являются одновременно субъектами и объектами управления по отношению к руководителю предприятия в состав, которого входит диспетчерская служба.
5. В процессе диспетчерского управления системами газоснабжения отсутствует понятие субъекта и объекта управления, так как все диспетчерские службы управляются из единого диспетчерского центра.

ВОПРОС 33.

Что является основой иерархической системы, принятой в диспетчерском управлении системами газоснабжения?

ОТВЕТЫ:

1. Разделение управляемых процессов.
2. Децентрализация управляемых процессов.
3. Объединение управляемых процессов.

4. Разветвление управляемых процессов.
5. Декомпозиция управляемых процессов.

ВОПРОС 34.

Какой орган является высшим уровнем диспетчерского управления для любого Общества, входящего в группу Газпром?

ОТВЕТЫ:

1. Высшим уровнем диспетчерского управления является структурное подразделение администрации ПАО «Газпром», осуществляющее контроль и управление транспортом газа по газотранспортным системам ЕСГ (в настоящее время – Департамент транспортировки газа и газового конденсата ПАО «Газпром»), независимо от наличия подразделений диспетчерского управления.
2. Высшим уровнем диспетчерского управления является структурное подразделение администрации ПАО «Газпром», осуществляющее централизованный оперативно-диспетчерский контроль и управление запасами газа и режимами работы объектов по добыче, переработке, транспортировке, хранению, распределению и реализации газа (в настоящее время – ЦПДД ПАО «Газпром»), независимо от общего количества уровней диспетчерского управления.
3. Высшим уровнем диспетчерского управления является Правление ПАО «Газпром», осуществляющее все виды управления объектов по добыче, переработке, транспортировке, хранению, распределению и реализации газа.
4. Высшим уровнем диспетчерского управления являются структурные подразделения дочерних Обществ ПАО «Газпром», осуществляющие централизованный оперативно-диспетчерский контроль и управление режимами работы объектов по добыче, переработке, транспортировке, хранению, распределению и реализации газа (в настоящее время – Производственно-диспетчерские службы дочерних Обществ ПАО «Газпром»), независимо от общего количества уровней диспетчерского управления в ПАО «Газпром».
5. Высшим уровнем диспетчерского управления является структурное подразделение администрации ПАО «Газпром», осуществляющее финансово-экономическое управление объектами по добыче, переработке, транспортировке, хранению, распределению и реализации газа (в настоящее время – Финансово-экономический департамент ПАО «Газпром»), независимо от общего количества уровней диспетчерского управления.

ВОПРОС 35.

Сколько уровней имеет диспетчерское управление ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. Два уровня. Уровень Администрации (ЦПДД) ПАО «Газпром» и уровень производственно-диспетчерских служб дочерних обществ ПАО «Газпром».
2. Два уровня. Уровень Администрации (ЦПДД) ПАО «Газпром» и уровень диспетчерских служб газораспределительных организаций.
3. Три уровня. Уровень Администрации (ЦПДД) ПАО «Газпром», уровень диспетчерских служб газотранспортных (ГТО) и газодобывающих обществ (ГДО) ПАО «Газпром», производственно-диспетчерского управления (ПДУ) ООО «Газпром ПХГ», производственно-диспетчерской служба (ПДС) ООО «Газпром переработка», оперативно-диспетчерской службы (ОДС) ООО «Газпром межрегионгаз» и уровень диспетчерских служб линейно-производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) ГТО и диспетчерских служб газопромысловых и газодобывающих управлений ГДО, диспетчерских служб управлений подземного хранения ООО «Газпром ПХГ» и филиалов ООО «Газпром переработка», диспетчерских служб региональных компаний по реализации газа.
4. Четыре уровня. Уровень Администрации (ЦПДД) ПАО «Газпром», уровень диспетчерских служб газотранспортных (ГТО) и газодобывающих обществ (ГДО) ОАО «Газпром», производственно-диспетчерского управления (ПДУ) ООО «Газпром ПХГ», производственно-диспетчерской служба (ПДС) ООО «Газпром переработка», оперативно-диспетчерской службы (ОДС) ООО «Газпром межрегионгаз», уровень диспетчерских служб линейно-производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) ГТО и диспетчерских служб газопромысловых и газодобывающих управлений ГДО, диспетчерских служб управлений подземного хранения ООО «Газпром ПХГ» и филиалов ООО «Газпром переработка», диспетчерских служб региональных компаний по реализации газа и уровень персонала (операторы) объектов добычи, транспорта, хранения, переработки газа, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования и находящийся в оперативном подчинении диспетчера филиала.
5. Пять уровней. Уровень Администрации (ЦПДД) ПАО «Газпром», уровень диспетчерских служб газотранспортных (ГТО) и газодобывающих обществ (ГДО) ПАО «Газпром», уровень производственно-диспетчерского управления (ПДУ) ООО «Газпром ПХГ», производственно-диспетчерской служба (ПДС) ООО «Газпром переработка» и оперативно-диспетчерской службы (ОДС) ООО «Газпром межрегионгаз», уровень диспетчерских служб линейно-производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) ГТО и диспетчерских служб газопромысловых и газодобывающих управлений ГДО, диспетчерских

служб управлений подземного хранения ООО «Газпром ПХГ» и филиалов ООО «Газпром переработка», диспетчерских служб региональных компаний по реализации газа и уровень персонала (операторы) объектов добычи, транспорта, хранения, переработки газа, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования и находящийся в оперативном подчинении диспетчера филиала.

ВОПРОС 36.

Сколько уровней имеет диспетчерское управление газораспределительными системами?

ОТВЕТЫ:

1. Три.
2. Четыре.
3. Два.
4. Один.
5. Пять.

ВОПРОС 37.

Какие основные составляющие определяют диспетчерское управление ЕСГ на каждом уровне?

ОТВЕТЫ:

1. Функции, структура и объёмы.
2. Направления, задачи и пути выполнения.
3. Процессы, цели и средства.
4. Административное подчинение, положение о диспетчерском подразделении и численность персонала.
5. Технологический процесс, объекты подчинения и количества оборудования, задействованного в диспетчерском управлении.

ВОПРОС 38.

Какие существуют основные виды диспетчерского управления газотранспортными системами?

ОТВЕТЫ:

1. Существует:
   - финансово-технологическое управление;
   - объектное управление;
   - смешанное управление.
2. Существуют:
   - технологическое управление;
   - коммерческое управление;
   - комбинированное управление.
3. Существуют:
   - транспортно-добычное управление;

- управление распределения газа;
- управление продажи газа потребителям.

4. Существуют:

- управление запасами газа;
- управление потоками газа;
- управление объёмами газа.

5. Существуют:

- параметрическое управление;
- управление договорами поставки газа;
- управление замещением газа в газотранспортных системах.

ВОПРОС 39.

Что предполагается использовать при низконапорном транспорте газа?

ОТВЕТЫ:

1. Низконапорный транспорт газа предполагает компримирование большей части или всего объёма транспортируемого газа только путём изменения конфигурации газотранспортной сети (нитка на проход (перемычки закрыты), работа МГ с открытыми перемычками, загрузка КЦ на участке ГТС в шахматном прядке).

2. Низконапорный транспорт газа предполагает компримирование большей части или всего объёма транспортируемого газа путём эксплуатации типовых неполнонапорных ЦБН с фактическими степенями сжатия 1,36 и ниже.

3. Низконапорный транспорт газа предполагает компримирование большей части или всего объёма транспортируемого газа путём изменения конфигурации газотранспортной сети (нитка на проход (перемычки закрыты), работа МГ с открытыми перемычками, загрузка КЦ на участке ГТС в шахматном прядке) и эксплуатацию типовых полнонапорных ЦБН с фактическими степенями сжатия 1,36 и ниже, а так же применение СПЧ.

4. Низконапорный транспорт газа предполагает компримирование большей части или всего объёма транспортируемого газа только путём эксплуатации типовых полнонапорных ЦБН с фактическими степенями сжатия 1,36 и ниже.

5. Низконапорный транспорт газа предполагает компримирование большей части или всего объёма транспортируемого газа путём применения СПЧ на полнонапорных ЦБН с фактическими степенями сжатия 1,36 и ниже.

ВОПРОС 40.

Чем обеспечивается создание режима работы газотранспортной системы?

ОТВЕТЫ:

1. Создание режима работы ГТС может обеспечиваться за счет:
   - организации межсистемных перетоков;
   - изменение величины газотранспортных мощностей;
     - изменение количества ГПА;
     - изменение параметров работы оборудования КС;
     - изменение конфигурации ГТС;
     - изменения схемы загрузки ГПА;
   - подключение источников ресурсов газа (добычи, ПХГ и других).
2. Создание режима работы ГТС может обеспечиваться только за счёт подключения источников ресурсов газа.
3. Создание режима работы ГТС может обеспечиваться за счет организации межсистемных перетоков и перетоков внутри ГТС по технологическим перемычкам.
4. Создание режима работы ГТС может обеспечиваться только за счет компрессорных стаций (изменение количества работающих ГПА, изменение параметров работы оборудования КС, изменения схемы загрузки ГПА):
5. Создание режима работы ГТС может обеспечиваться только за счет изменение конфигурации ГТС.

ВОПРОС 41.

Что такое пористость породы земной коры?

ОТВЕТЫ:

1. Часть общего объёма породы, представляемая пустотами породы в виде каверн, называют пористостью породы.
2. Объём всех пустот породы, в которых может скапливаться природный газ, называют пористостью породы.
3. Часть общего объёма породы, представляемая пустотами породы в виде пор, называют пористостью породы.
4. Пористой называют любую породу земной коры, кроме скальной.
5. Часть общего объёма породы, представляемая всеми пустотами, называют пористостью породы.

ВОПРОС 42.

Какие основные элементы любой конструкции газовой скважины?

ОТВЕТЫ:

1. Основными элементами любой конструкции газовой скважины являются: устье, забой, стенки, ось, ствол скважины, обсадные колонны, изолирующий материал.

2. Основными элементами любой конструкции газовой скважины являются: устье, забой, ствол скважины.
3. Основными элементами любой конструкции газовой скважины являются: ось, ствол, изолирующий материал.
4. Основными элементами любой конструкции газовой скважины являются: подошва, дно, бока, основа скважины, обсадные трубы, специальный раствор.
5. Основными элементами любой конструкции газовой скважины являются: трубы, задвижки, цемент, насос, резервуар.

ВОПРОС 43.

Из каких основных элементов состоит оборудование «устья» скважины?

ОТВЕТЫ:

1. Оборудование устья скважины состоит из одной части: колонной головки.
2. Оборудование устья скважины состоит из двух частей: колонной головки и трубной головки.
3. Оборудование устья скважины состоит из трёх частей: колонной головки, трубной головки и фонтанной «ёлки».
4. Оборудование устья скважины состоит из четырёх частей: колонной головки, трубной головки, фонтанной «ёлки» и трубной обсадки.
5. Оборудование устья скважины состоит из пяти частей: колонной головки, трубной головки, фонтанной «ёлки», трубной обсадки и забойного фильтра.
6. Оборудование устья скважины состоит из шести частей: колонной головки, трубной головки, фонтанной «ёлки», трубной обсадки, забойного фильтра и выходного коллектора.

ВОПРОС 44.

На какие типы подразделяются буровые скважины по пространственному расположению в земной коре?

ОТВЕТЫ:

1. По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяют на: вертикальные, наклонные, горизонтальные.
2. По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяют на: прямолинейные и искривлённые.
3. По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяют на: простые вертикальные, простые наклонные, сложные.
4. По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяют на: вертикальные, наклонные, прямолинейно искривлённые, искривлённые, прямолинейно искривлённые с горизонтальным участком, сложно искривлённые.

5. По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяют на: вертикальные, вертикально искривлённые, наклонные, прямолинейно наклонные, прямолинейно искривлённые, искривлённые, прямолинейно искривлённые с горизонтальным участком, сложно искривлённые, горизонтальные, вертикально-горизонтальные.

ВОПРОС 45.

На чём могут монтироваться буровые установки при бурении газовых скважин на море?

ОТВЕТЫ:

1. Газовые скважины, которые бурят на море, могут монтироваться на: плавучих буровых платформах или судах.
2. Газовые скважины, которые бурят на море, могут монтироваться на: эстакадах, плавучих буровых платформах, судах.
3. Газовые скважины, которые бурят на море, могут монтироваться на: эстакадах, плавучих буровых платформах, судах, искусственных островах, подводных автоматических буровых.
4. Газовые скважины, которые бурят на море, монтируются только на эстакадах.
5. Газовые скважины, которые бурят на море, монтируются только на буровых платформах.

ВОПРОС 46.

Какие виды буровых скважин различают по их назначению?

ОТВЕТЫ:

1. По назначению различают буровые скважины:
   - поисковые;
   - разведочные;
   - эксплуатационные;
2. По назначению различают буровые скважины:
   - опорные;
   - поисковые;
   - разведочные;
   - эксплуатационные;
3. По назначению различают буровые скважины:
   - опорные;
   - параметрические;
   - поисковые;
   - разведочные;
   - эксплуатационные;
4. По назначению различают буровые скважины:
   - опорные;
   - параметрические;
   - поисковые;
   - разведочные;

- эксплуатационные;
- специальные скважины.

5. По назначению различают буровые скважины:
   - опорные;
   - параметрические;
   - поисковые;
   - разведочные;
   - пиковые;
   - пробные;
   - эксплуатационные;
   - специальные скважины;
   - затухающие.

ВОПРОС 47.

Что включает в себя принципиальная схема газового промысла?

ОТВЕТЫ:

1. Принципиальная схема газового промысла включает в себя:
   - систему сбора сырого газа:
     - кусты скважин;
     - шлейфы (газопроводы подключения);
     - газосборный коллектор;
   - установку комплексной подготовки газа;
   - установку повышения или понижения давления газа:
     - дожимная компрессорная станция;
     - редуцирующая установка.
2. Принципиальная схема газового промысла включает в себя:
   - систему сбора сырого газа:
     - кусты скважин;
     - шлейфы (газопроводы подключения);
     - газосборный коллектор;
3. Принципиальная схема газового промысла включает в себя:
   - систему сбора сырого газа:
     - кусты скважин;
     - шлейфы (газопроводы подключения);
     - газосборный коллектор;
   - установку комплексной подготовки газа;
4. Принципиальная схема газового промысла включает в себя:
   - установку комплексной подготовки газа;
   - установку повышения или понижения давления газа:
     - дожимная компрессорная станция;
     - редуцирующая установка.
5. Принципиальная схема газового промысла включает в себя:
   - установку повышения или понижения давления газа:
     - дожимная компрессорная станция;
     - редуцирующая установка.

ВОПРОС 48.

Какими способами могут размещаться скважины на газоносной площади?

ОТВЕТЫ:

1. Скважины могут размещаться на газоносной площади в виде равномерной или неравномерной сетки.
2. Скважины могут размещаться на газоносной площади в любом виде. Вид размещения скважин не имеет никакого значения.
3. Скважины могут размещаться на газоносной площади в только виде кольцевых батарей.
4. Скважины могут размещаться на газоносной площади в только в центральной части залежи в виде неравномерной сетки.
5. Скважины могут размещаться на газоносной площади в виде кольцевых батарей, цепочки скважин, в центральной части залежи, неравномерной сетки.

ВОПРОС 49.

Какие разновидности имеют обычно газосборные сети?

ОТВЕТЫ:

1. Газосборные сети обычно имеют лучевую или кольцевую разновидность.
2. Газосборные сети обычно имеют линейную разновидность.
3. Газосборные сети обычно имеют следующие разновидности: линейная, лучевая, кольцевая, эллиптическая, звездообразная, групповая газосборная сеть.
4. Газосборные сети обычно имеют следующие разновидности: линейная, лучевая, кольцевая, групповая газосборная сеть.
5. Газосборные сети обычно объединяют скважины или кусты скважин в газосборную сеть в неопределённом порядке.

ВОПРОС 50.

Какие основные операции производятся на установках комплексной подготовки газа (УКПГ)?

ОТВЕТЫ:

1. Основными операциями, происходящими на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), является операция отделения газа от жидкости (нефть, конденсат, вода).
2. Основными операциями, происходящими на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), являются: очитка газа от механических примесей и повышение температуры точки россы по воде и углеводороду.
3. Основными операциями, происходящими на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), являются: отделение газа от жидкости (нефть, конденсат, вода), очитка газа от механических примесей, повышение температуры точки россы по воде и углеводороду.

4. Основными операциями, происходящими на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), являются: отделение газа от жидкости (нефть, конденсат, вода), очитка газа от механических примесей, повышение температуры точки россы по воде и углеводороду, одоризация газа.
5. Основными операциями, происходящими на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), являются: отделение газа от жидкости (нефть, конденсат, вода), очитка газа от механических примесей, повышение температуры точки россы по воде и углеводороду, разложение газа на составляющие (метан, пропан, бутан и т. д.) и в некоторых случаях сжижение газа.

ВОПРОС 51.

Что такое сепарация газа?

ОТВЕТЫ:

1. Сепарацией газа называется процесс разделения газа на составляющие (метан, пропан, бутан и т. д.).
2. Сепарацией газа называется процесс выделения из газа жидкости путём фильтрации.
3. Сепарацией газа называется процесс понижения точки росы газа.
4. Сепарацией газа называется процесс разделения твёрдой, жидкой и паровой фаз газа в потоке.
5. Сепарацией газа называется процесс разделения твёрдой, жидкой и паровой фаз газа за счет поглощения твердых частиц и жидкости специальными веществами.

ВОПРОС 52.

Какие виды сепараторов наиболее распространены в газодобывающей промышленности?

ОТВЕТЫ:

1. В газодобывающей промышленности наиболее распространены вертикальные и горизонтальные гравитационные сепараторы, вертикальные центробежные сепараторы, вертикальные и горизонтальные жалюзийные сепараторы.
2. В газодобывающей промышленности наиболее распространены вертикальные и горизонтальные сепараторы с механическим приводом в каплеотбойной секции.
3. В газодобывающей промышленности наиболее распространены вертикальные центробежные сепараторы с процессом химического отделения жидкости в осадительной секции.
4. В газодобывающей промышленности наиболее распространены вертикальные и горизонтальные жалюзийные сепараторы, в которых каплеотбойная и отстойная секции объединены интегральными вращающимися тарелками.

5. В газодобывающей промышленности наиболее распространены вертикальные и горизонтальные сепараторы, с электрическим приводом жалюзи.

ВОПРОС 53.

На чём основано отделение газа от жидкости и твёрдых примесей в сепараторах?

ОТВЕТЫ:

1. Отделение газа от жидкости и твёрдых примесей в сепараторах основано:
   - на изменении состава фаз потока в результате резкого изотермического расширения газа (эффект Эйлера–Ленца) попавшего в сепаратор, при котором понижается температура. Понижение температуры приводит к выпадению растворённой в газе жидкости в виде жидкой фазы, которая скапливается в нижней части резервуара.
   - на выпадении частиц жидкости и механических примесей при больших скоростях движения вертикального потока газа сверху вниз, т. е. на действии силы инерции.
   - на действии гравитационных сил, возникающих при криволинейном движении потока, выделяющих из струи газа частицы, имеющие меньшую по сравнению с газом массу.
2. Отделение газа от жидкости и твёрдых примесей в сепараторах основано:
   - на изменении состава фаз потока в результате резкого изобарного сжатия газа (эффект Прандтля), попавшего в сепаратор, при котором повышается давление. Повышение давления приводит к выпадению растворённой в газе жидкости в виде пара, который испаряется в верхней части резервуара.
   - на выпадении частиц жидкости и механических примесей при отсутствии движения газа в ёмкости, т. е. на действии силы химического распада составляющих фаз.
   - на действии сил Кориолиса, возникающих при наклонном движении потока, выделяющих из струи газа частицы, имеющие большую по сравнению с газом плотность.
3. Отделение газа от жидкости и твёрдых примесей в сепараторах основано:
   - на изменении состава фаз потока в результате плавного изохронного расширения газа (эффект Веера), попавшего в сепаратор, при котором происходит изменение объёма, давления и температуры. Эти изменения приводят к растворению жидкости в виде однородной густой массы, которая скапливается в нижней части резервуара.
   - на выпадении частиц жидкости и механических примесей при наличии горизонтального потока газа справа налево, т. е. на действии силы адгезии влаги к стенкам сепаратора.
   - на действии центростремительных сил, возникающих при криволинейном движении потока, выделяющих из струи газа частицы, имеющие большую по сравнению с газом влажность.

4. Отделение газа от жидкости и твёрдых примесей в сепараторах основано:
   - на изменении состава фаз потока в результате резкого адиабатического расширения газа (эффект Джоуля–Томсона) попавшего в сепаратор, при котором понижается давление и температура. Понижение температуры приводит к выпадению растворённой в газе жидкости в виде жидкой фазы, которая скапливается в нижней части резервуара.
   - на выпадении частиц жидкости и механических примесей при малых скоростях движения вертикального потока газа снизу вверх, т. е. на действии силы тяжести
   - на действии центробежных сил, возникающих при криволинейном движении потока, выделяющих из струи газа частицы, имеющие большую по сравнению с газом массу.
5. Отделение газа от жидкости и твёрдых примесей в сепараторах основано:
   - на изменении состава фаз потока в результате резкого уменьшения коэффициента сжимаемости газа (эффект Коши), попавшего в сепаратор, при котором понижается давление, температура и плотность. Изменение этих параметров приводит к выпадению растворённой в газе жидкости в виде паровых пузырьков, которые поднимаются в верхнюю часть резервуара.
   - на выпадении частиц жидкости и механических примесей при огромных сверхзвуковых скоростях движения потока газа, т. е. на действии силы Архимеда, направляющей их в низ сепаратора.
   - на действии магнитно-электрических сил, возникающих при трении механических частиц при движении потока, выделяющих из струи газа частицы, имеющие большую энергетическую ёмкость по сравнению с частицами газа.

ВОПРОС 54.

На чём основана низкотемпературная сепарация газа (НТС)?

ОТВЕТЫ:

1. Низкотемпературная сепарация газа (НТС) основана на преднамеренном повышении температуры газа перед его сепарацией.
2. Низкотемпературная сепарация газа (НТС) основана на преднамеренном понижении температуры газа после его сепарации.
3. Низкотемпературная сепарация газа (НТС) основана на преднамеренном повышении температуры газа перед его сепарацией, дальнейшем резком понижении температуры газа во время его сепарации и вновь повышении температуры газа после его сепарации.
4. Низкотемпературная сепарация газа (НТС) основана на поддержании постоянной температуры газа перед и во время его сепарации.
5. Низкотемпературная сепарация газа (НТС) основана на преднамеренном понижении температуры газа перед его сепарацией.

ВОПРОС 55.

Какие способы можно использовать для охлаждения газа, поступающего в сепаратор?

ОТВЕТЫ:

1. Для охлаждения газа, поступающего в сепаратор, можно использовать:
   - адиабатическое расширение газа (дросселирование).
   - изотермическое расширение газа с совершением внутренней работы;
   - инжектирование высоконапорного газа низконапорным;
   - холодильные установки с политропными процессами в аппаратах.
2. Для охлаждения газа, поступающего в сепаратор, можно использовать:
   - адиабатическое сжатие газа.
   - изобарное расширение газа с выделением большого количества тепла;
   - насыщение низконапорного газа температурой высоконапорного;
3. Для охлаждения газа, поступающего в сепаратор, можно использовать:
   - адиабатическое расширение газа (дросселирование).
   - политропическое расширение газа с совершением внешней работы;
   - эжектирование низконапорного газа высоконапорным;
   - холодильные машины с теплообменными аппаратами.
   - Для охлаждения газа, поступающего в сепаратор, можно использовать только процессы политропическое расширение газа с совершением внешней работы.
4. Для охлаждения газа, поступающего в сепаратор из скважин, непосредственно на промыслах, отсутствуют способы уменьшения его температуры ниже существующей.

ВОПРОС 56.

Какой процесс называется осушкой природного газа?

ОТВЕТЫ:

1. Осушкой природного газа называется процесс удаления воды, находящейся в природном газе в жидком состоянии.
2. Осушкой природного газа называется процесс удаления воды, находящейся в природном газе в парообразном состоянии.
3. Осушкой природного газа называется процесс удаления меркаптанов, находящейся в природном газе.
4. Осушкой природного газа называется процесс превращения воды, находящейся в природном газе в жидком состоянии в парообразное состояние, с последующим удалением в другом процессе.
5. Осушкой природного газа называется процесс выделение воды, находящейся в природном газе в твердое (лёд) состояние, с последующим его удалением.

ВОПРОС 57.

Каким способом можно производить осушку природного газа?

ОТВЕТЫ:

1. Осушку природного газа можно производить: охлаждением, абсорбцией, адсорбцией, химическими реагентами.
2. Осушку природного газа можно производить: повышением температуры, десорбцией, механически, химическими реагентами.
3. Осушку природного газа можно производить: повышением давления, хлорированием, введением метанола, сепарацией.
4. Осушку природного газа можно производить только механической очисткой.
5. Осушку природного газа можно производить только с использованием химических реагентов.

ВОПРОС 58.

Что такое абсорбер, десорбер, адсорбер?

ОТВЕТЫ:

1. Абсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощается фильтром (абсорбентом).

   Десорбер предназначен для очистки фильтрующих элементов адсорбера при помощи потока чистого горячего газа.

   Адсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощается потоком тёплого воздуха (адсорбентом).
2. Абсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощается твёрдым реагентом (абсорбентом).

   Десорбер предназначен для разделения компонентов газовой смеси путём частичного испарения водяного пара.

   Адсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощаются жидким реагентом (адсорбентом).
3. Абсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощается другим газом (абсорбентом).

   Десорбер предназначен для очистки адсорбента путём пропуска через него горячего воздуха или газа.

   Адсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощаются в специальной пене-реагенте (адсорбентом), через которую проходит газ.
4. Абсорбер служит для реализации процесса, в котором газовая смесь очищается реагентом (абсорбентом), представляющим собой смесь из специальных гигроскопических волокон.

   Десорбер предназначен для испарения поглощённой гигроскопическими волокнами жидкости путём её испарения после обработки специальными химическими реагентами.

Адсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощается в результате криогенного процесса происходящего в сосуде со специальным реагентом (адсорбентом).

5. Абсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощается жидкостью (абсорбентом).

Десорбер предназначен для разделения компонентов жидкой смеси путём её частичного испарения и раздельного улавливания пара и остатка.

Адсорбер служит для реализации процесса, в котором растворимый компонент газовой смеси поглощаются твёрдым реагентом (адсорбентом).

ВОПРОС 59.

Какие этапы добычи газа принято выделять при разработке газовых месторождений?

ОТВЕТЫ:

1. При разработке газовых месторождений принято выделять следующие этапы добычи газа:
- перспективный;
- эксплуатационный;
- снижающийся.

2. При разработке газовых месторождений принято выделять следующие этапы добычи газа:
- повышающийся;
- стабильный;
- уменьшающийся.

3. При разработке газовых месторождений принято выделять следующие этапы добычи газа:
- опытный;
- производительный;
- исчезающий.

4. При разработке газовых месторождений принято выделять следующие этапы добычи газа:
- нарастающий;
- постоянный;
- падающий.

5. При разработке газовых месторождений принято выделять следующие этапы добычи газа:
- опережающий;
- устойчивый;
- отстающий.

ВОПРОС 60.

Какую функцию осуществляет промысловая дожимная компрессорная станция?

ОТВЕТЫ:

1. Промысловая дожимная компрессорная стация осуществляет компремирование природного газа от пластового давления на устье скважины до давления газа, подаваемого на выход головной компрессорной станции магистрального газопровода.
2. Промысловая дожимная компрессорная стация осуществляет компремирование природного газа от пластового давления на устье скважины до давления газа, подаваемого на вход головной компрессорной станции магистрального газопровода.
3. Промысловая дожимная компрессорная стация предназначена для закачки природного газа обратно в пласт через одну из скважин с давления газа выше пластового, для увеличения дебета остальных скважин.
4. Промысловая дожимная компрессорная стация это первая компрессорная станции на магистральном газопроводе, расположенная после промысла.
5. Промысловая дожимная компрессорная стация устанавливается после каждой скважины, и она компримирует природный газ, выходящий из пласта до давления газа, необходимого для работы оборудования установок комплексной подготовки газа.

ВОПРОС 61.

Какую основную функцию осуществляет дожимная компрессорная станция подземного хранения газа?

ОТВЕТЫ:

1. Основной функцией дожимной компрессорной стации ПХГ является компремирование природного газа от давления газа, поступающего из пласта ПХГ через устье скважин до давления газа, подающегося в магистральный газопровод.
2. Основной функцией дожимной компрессорной стации ПХГ является компремирование природного газа от давления газа, поступающего из магистрального газопровода до установленного давления газа подающегося в пласт ПХГ через скважины.
3. Основной функцией дожимной компрессорной стации ПХГ является поддержание постоянного давления газа в пласте ПХГ в период отбора газа путём компремирование природного газа от давления газа, поступающего из магистрального газопровода до необходимого давления газа для осуществления отбора, подающегося в пласт ПХГ через скважины.
4. Основной функцией дожимной компрессорной стации ПХГ является поддержание давления необходимого для работы оборудования установок комплексной подготовки газа.

5. Основной функцией дожимной компрессорной стации ПХГ является дублирование работы первой компрессорной станции на магистральном газопроводе, через которую поступает газ на ПХГ.

ВОПРОС 62.

Какими категориями запасов газа в основном оперирует эксплуатационный персонал при диспетчерско-технологическом управлении месторождением?

ОТВЕТЫ:

1. *А* и *В*.
2. C_1 и C_2
3. $Д_0$, $Д_1$, и $Д_2$.
4. Только категорией *А*.
5. Любой категорией.

ВОПРОС 63.

Что понимается под понятием режим работы газовой залежи или режим работы пласта?

ОТВЕТЫ:

1. Под режимом работы газовой залежи или режимом работы пласта понимают два основных параметра: среднее давление на устье скважин и средний дебет скважин, находящихся в эксплуатации.
2. Под режимом работы газовой залежи или режимом работы пласта понимают поток газа, выраженный в *млн* $м^3$*/сутки*, направляемый в магистральный газопровод.
3. Под режимом работы газовой залежи или режимом работы пласта понимают количество газа, которое можно отобрать из залежи или пласта при максимальном количестве задействованных в эксплуатацию скважин.
4. Под режимом работы газовой залежи или режимом работы пласта понимают проявления доминирующей формы пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважине в процессе разработки залежи.
5. Под режимом работы газовой залежи или режимом работы пласта понимают проявления экспансивной формы пластовой энергии, вызывающей повышение давления газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважине в процессе разработки залежи.

ВОПРОС 64.

Какие существуют режимы работы газовых месторождений?

ОТВЕТЫ:

1. Для газовых месторождений существует только газовый режим. Остальные режимы характерны только для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.
2. Для газовых месторождений существуют газовый или режим расширяющегося газа, водонапорный и газоводонапорный режимы.

3. Для газовых месторождений существует только водонапорный режим работы, так как наличие воды в залежи существует всегда.
4. Для газовых месторождений существует только режим расширяющегося газа, потому что при переходе месторождения к другому режиму газовую скважину выводят из эксплуатации.
5. Для газовых месторождений на любом этапе их эксплуатации существует только газоводонапорный режим.

ВОПРОС 65.

Что понимается под системой разработки месторождения?

ОТВЕТЫ:

1. Под системой разработки месторождения понимается, расположение скважин, последовательность ввода скважин и использование пластовой энергии, выбор основных элементов конструкции скважин (диаметр колонн, забой) и оборудование промысла, обеспечивающие необходимую надёжность подачи газа.
2. Под системой разработки месторождения понимается, выбор основных элементов конструкции скважин (диаметр колонн, забой и т. д.) и оборудование промысла, обеспечивающие необходимую надёжность подачи газа.
3. Под системой разработки месторождения понимается, автоматизированная система диспетчерского управления месторождением, обеспечивающая необходимую надёжность подачи газа в магистральный газопровод.
4. Под системой разработки месторождения понимается, последовательность ввода скважин в эксплуатацию, обеспечивающая необходимую надёжность подачи газа.
5. Под системой разработки месторождения понимается, разработка и выполнение мероприятий направленных на поддержание проектных расчётных показателей скважин, обеспечивающих необходимую надёжность подачи газа.

ВОПРОС 66.

Что понимается под технологическим режимом эксплуатации газовой скважины?

ОТВЕТЫ:

1. Под технологическим режимом эксплуатации газовой скважины понимается давление на устье скважины и забойное давление.
2. Под технологическим режимом эксплуатации газовой скважины понимается максимальный суточный отбор газа из скважины.
3. Под технологическим режимом эксплуатации газовой скважины понимается режим работы скважины, определённый проектом разработки скважины (т.е. последовательность увеличения дебета скважины во времени).

4. Под технологическим режимом эксплуатации газовой скважины понимается процесс ежесуточного определения количества воды, поступающей из скважины вместе с газом. По этому количеству определяют возможный срок нормальной эксплуатации скважины.
5. Под технологическим режимом эксплуатации газовой скважины понимается заданный режим работы скважины, т. е. суточный отбор газа (дебет скважины) и соответствующие этому отбору противодавление (забойное давление), а также пределы возможных отклонений от заданного отбора.

ВОПРОС 67.

Что такое дебет газовой скважины?

ОТВЕТЫ:

1. Дебет скважины – это суммарное количество газа, отобранное из скважины за всё время её эксплуатации.
2. Дебет скважины – это средний суточный отбор газа из скважины.
3. Дебет скважины – это максимальное количество газа, которое можно отобрать из скважины за сутки.
4. Дебет скважины – это скорость газа на устье скважины.
5. Дебет скважины – это параметры работы скважины (давление, температура, и объём газа) на выходе из неё.

ВОПРОС 68.

Каким образом поддерживаются заданные параметры на входе в ГТС ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. Поддержание заданных параметров на входе в ГТС ЕСГ осуществляется путём
   - изменением режима работы ДКС;
2. Поддержание заданных параметров на входе в ГТС ЕСГ осуществляется путём
   - изменение дебета газовых скважин;
   - изменением количества эксплуатируемых скважин;
3. Поддержание заданных параметров на входе в ГТС ЕСГ осуществляется путём
   - изменение дебета газовых скважин;
   - изменением количества эксплуатируемых скважин;
   - изменением режима работы ДКС;
   - выведением из работы отдельных газовых скважин, кустов скважин, газосборных коллекторов, УКПГ.
4. Поддержание заданных параметров на входе в ГТС ЕСГ осуществляется путём
   - изменение дебета газовых скважин;
   - изменением количества эксплуатируемых скважин;
   - изменением режима работы ДКС;

- выведением из работы отдельных газовых скважин, кустов скважин, газосборных коллекторов, УКПГ;
- включением в работу систем автоматического диспетчерского управления;
- повышение качества газа, подаваемого в магистральный газопровод;
- соблюдением норм и правил охраны труда и техники безопасности.

5. Поддержание заданных параметров на входе в ГТС ЕСГ осуществляется только путём изменения режима работы магистрального газопровода и всей газотранспортной системы, подключённой к месторождению.

ВОПРОС 69.

Как изменяются первоначальные параметры газа при движении его по трубопроводу (магистральному газопроводу)?

ОТВЕТЫ:

1. Давление повышается из-за работы компрессорных станций. Температура, как правило, повышается из-за теплоотдачи тепла от почвы и атмосферы газу через стенку трубы. Влагосодержание и количество механических примесей уменьшается из-за повышения температуры газа
2. Давление остается постоянным, так как ничего не воздействует на поток газа после его компремирования на компрессорной станции. Температура, как правило, тоже остаётся постоянной, так как глубина залегания трубы не способствует процессам теплопередачи. Влагосодержание и количество механических примесей не изменяется, так как они отсутствуют в полости магистрального трубопровода.
3. Давление понижается из-за процессов адиабатического расширения газа происходящего в полости магистрального газопровода после компрессорной станции. Температура, как правило, понижается из-за эффекта дросселирования происходящего при адиабатическом расширении газа. Влагосодержание и количество механических примесей увеличивается из-за их попадания их в ЦБН при сжатии газа на компрессорной станции.
4. Давление понижается из-за гидравлического сопротивления, возникающего от трения потока газа о стенку трубы, и местного сопротивления оборудования газопровода (запорная арматура, датчики, фасонные изделия (тройники, отводы и т. д.), замерные устройства). Температура, как правило, понижается из-за теплоотдачи тепла от газа через стенку трубы почве и атмосфере. Влагосодержание и количество механических примесей увеличивается из-за наличия их в трубопроводе после строительства или ремонта.
5. Давление периодически изменяется (повышается и понижается от первоначального значения) из-за возникающих гравитационных сил вследствие изменения профиля трассы магистрального газопровода. Температура, так же, претерпевает циклические изменения из-за выделения и отбора тепла, возникающих при завихрении потока газа (турбулентность) в газопроводе которые создают запорная арматура, датчики, фасонные

изделия (тройники, отводы и т. д.), замерные устройства и др. Величина влагосодержания и количество механических примесей в газе не зависит от прохождения потока газа по трубопроводу.

ВОПРОС 70.

Основное назначение компрессорных стаций (КС) магистрального газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Основное назначение КС – создание потока (повышение скорости) газа, которое осуществляется в газовых вентиляторах.
2. Основное назначение КС – повышение температуры газа, которое осуществляется в газовых компрессорах (нагнетателях газа) при процессе сжатия газа. Температура газа значительно понижается при его прохождении по газопроводу, из-за теплоотдачи тепла от газа через стенку трубы почве и атмосфере. Понижение температуры приводит к замедлению скорости движения газа по трубопроводу.
3. Основное назначение КС – компримирование (повышение давления) газа, которое осуществляется в газовых компрессорах (нагнетателях газа).
4. Основное назначение КС – нормализация (поддержания давления, температуры и скорости) газового потока, которое осуществляется в оборудовании КС (нагнетателях газа, рекуператорах, утилизаторах, аппаратах воздушного охлаждения, скрубберах).
5. Основное назначение КС – процесс расширения (повышение объёма) газа, которое осуществляется в газовых турбинах, так в процессе транспорта газа часть газа теряется (уменьшается объём), используясь на собственные технологические нужды.

ВОПРОС 71.

Чем обусловлено, с точки зрения диспетчерского управления, необходимость разделения ЕСГ на отдельные ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Фактическим распределением потоков газа по ЕСГ.
2. Образованием технологических коридоров, образовавшихся при строительстве магистральных газопроводов.
3. Проектными решениями.
4. Генеральной схемой развития ЕСГ.
5. Интересами регионов Российской Федерации.

ВОПРОС 72.

Назначение межсистемных технологических перемычек?

ОТВЕТЫ:

1. Выравнивание давления газа между различными ГТС.

2. Создание определённых запасов газа, которой можно использовать при необходимости создания определённых режимов в одной или другой ГТС.
3. Перемещение определённых объёмов газа из ПХГ, подключенного к одной ГТС в другую ГТС.
4. Перемещение определённых объёмов газа из одной ГТС в другую.
5. Оптимизация режимов работы ГТС за счёт другой ГТС.

ВОПРОС 73.

Характерные особенности распределительных газопроводов высокого давления?

ОТВЕТЫ:

1. Диаметр газопровода не превышает 500 мм.
2. Рабочее давление газопровода ограниченно 30 *кг/см*^{2}.
3. Отсутствие (как правило) КС и большое число подключённых ГРС.
4. Длина газопровода должна быть не менее 100 *км*.
5. Газопровод должен проходить по территории только одного субъекта Российской Федерации.

ВОПРОС 74.

Назначение узлов редуцирования газа?

ОТВЕТЫ:

1. Узлы редуцирования газа (УРГ) предназначены для поддержания давления газа перед собой.
2. Узлы редуцирования газа (УРГ) предназначены для выравнивания и поддержания заданного давления между двумя магистральными газопроводами.
3. Узлы редуцирования газа (УРГ) предназначены для снижения давления газа перед ГРС.
4. Узлы редуцирования газа (УРГ) предназначены для снижения и поддержания давления газа в магистральном газопроводе после газовых промыслов и ПХГ.
5. Узлы редуцирования газа (УРГ) предназначены для снижения и поддержания давления газа после себя.

ВОПРОС 75.

Чем отличаются коммерческие и технологические замерные устройства газа (ЗУ)?

ОТВЕТЫ:

1. Ко*мм*ерческие ЗУ предназначены для решения задач эксплуатирующей организации: составления балансов газа, расчёта и регулирования потоков газа по ГТС, проведения гидравлических расчётов ГТС и определения характеристик её отдельных компонентов и др. На коммерческих ЗУ приборы учёта расхода газа подвергаются внутриведомственной

поверке. Технологические ЗУ предназначены для юридического оформления количества газа прошедшего по трубопроводу между контрагентами (поставщиками и потребителями). На технологические ЗУ распространяются правила государственной поверки приборов учёта расхода газа, установленных на них.

2. Ко*мм*ерческие ЗУ предназначены для юридического оформления количества газа прошедшего по трубопроводу между контрагентами (поставщиками и потребителями). На ко*мм*ерческие ЗУ распространяются правила государственной поверки приборов учёта расхода газа, установленных на них. Технологические ЗУ предназначены для решения задач эксплуатирующей организации: составления балансов газа, расчёта и регулирования потоков газа по ГТС, проведения гидравлических расчётов ГТС и определения характеристик её отдельных компонентов и др. На технологических ЗУ приборы учёта расхода газа подвергаются внутриведомственной поверке.
3. Ко*мм*ерческие ЗУ предназначены для замера расхода газа, замеры компонентного состава газа, влагосодержания, точки россы по воде и углеводородам и др. Такие ЗУ называются газоизмерительными станциями (ГИС). Технологические ЗУ предназначены только для замера расхода газа. В этом их принципиальное отличие
4. Ко*мм*ерческие ЗУ устанавливаются только на границах Российской Федерации. Технологические ЗУ могут устанавливаться в любом месте системы газоснабжения только на территории Российской Федерации. В этом их принципиальное отличие.
5. Ко*мм*ерческие ЗУ предназначены для оформления количества газа прошедшего по трубопроводу между контрагентами (независимыми поставщиками газа и организациями ОАО «Газпром»). На ко*мм*ерческие ЗУ распространяются правила государственной поверки приборов учёта расхода газа, установленных на них. На ко*мм*ерческие ЗУ распространяются правила государственной поверки приборов учёта расхода газа, установленных на них. Технологические ЗУ предназначены для оформления количества газа прошедшего по трубопроводу между внутренними контрагентами (двумя организациями относящиеся к ОАО «Газпром»). На технологических ЗУ приборы учёта расхода газа подвергаются внутриведомственной поверке.

ВОПРОС 76.

Какие виды расходомерных устройств наиболее широко применяются на объектах ГТС ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. Наиболее широко на ГТС ЕСГ применяются диафрагменные расходомерные устройства.
2. Наиболее широко на ГТС ЕСГ применяются лазерные расходомерные устройства.

3. Наиболее широко на ГТС ЕСГ применяются вихревые расходомерные устройства.
4. Наиболее широко на ГТС ЕСГ применяются турбинные расходомерные устройства.
5. Наиболее широко на ГТС ЕСГ применяются ультразвуковые расходомерные устройства.

ВОПРОС 77.

На каком принципе основаны диафрагменные замерные устройства?

ОТВЕТЫ:

1. Диафрагменные замерные устройства основаны на принципе измерения перепада скоростей потока, образующегося в результате местного изменения давления газа на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе.
2. Диафрагменные замерные устройства основаны на принципе изменения скорости потока, образующейся в результате местного изменения давления газа на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе. В результате изменения скорости возникает турбулентный эффект, который замеряется на считывающем устройстве.
3. Диафрагменные замерные устройства основаны на принципе измерения плотности газа, образующегося в результате местного изменения давления потока газа на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе.
4. Диафрагменные замерные устройства основаны на принципе измерения перепада давления, образующегося в результате местного изменения скорости потока газа на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе.
5. Диафрагменные замерные устройства основаны на принципе измерения перепада температуры газа, образующейся в результате местного изменения скорости потока газа на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе.

ВОПРОС 78.

На какие категории в зависимости от назначения и их расположения подразделяются все участки магистральных газопроводов (МГ), в соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы» и СНиП 2.05.06-85 «Магистральные газопроводы»?

ОТВЕТЫ:

1. Оптимальная, низкая, высокая.
2. Средняя, маленькая, большая.
3. Нормальная, средняя, высокая.
4. Относительная, не опасная, опасная.
5. Нейтральная, нижняя, верхняя.

ВОПРОС 79.

На какие группы делятся все объекты, здания и сооружения, располагаемые вблизи трассы МГ?

ОТВЕТЫ:

1. Все объекты, здания и сооружения, располагаемые вблизи трассы МГ, делятся на группы:

- Группа I – объекты с постоянным значительным скоплением людей;
- Группа II – территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения, для которых наиболее значимым фактор является гибель людей;
- Группа III - объекты, для которых наиболее значимым является фактор вероятности их серьёзного повреждения от возможных аварий на МГ.
- Группа IV - объекты, для которых фактор вероятности их серьёзного повреждения от возможных аварий на МГ отсутствует.

2. Все объекты, здания и сооружения, располагаемые вблизи трассы МГ, делятся на группы:

- Группа А – объекты с постоянным значительным скоплением людей;
- Группа Б – территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения, для которых наиболее значимым фактор является гибель людей;
- Группа В-Д - объекты, для которых наиболее значимым является фактор вероятности их серьёзного повреждения от возможных аварий на МГ.

3. Все объекты, здания и сооружения, располагаемые вблизи трассы МГ, делятся на группы:

- Группа 1 – объекты с постоянным значительным скоплением людей;
- Группа 2 – территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения, для которых наиболее значимым фактор является гибель людей;
- Группа 3-4 - объекты, для которых наиболее значимым является фактор вероятности их серьёзного повреждения от возможных аварий на МГ.

4. Все объекты, здания и сооружения, располагаемые вблизи трассы МГ, делятся на группы:

- Группа основная – объекты с постоянным значительным скоплением людей;
- Группа дополнительная – территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения, для которых наиболее значимым фактор является гибель людей;
- Группа вспомогательная - объекты, для которых наиболее значимым является фактор вероятности их серьёзного повреждения от возможных аварий на МГ.

5. Все объекты, здания и сооружения, располагаемые вблизи трассы МГ, делятся на группы:
   - Группа опасная – объекты с постоянным значительным скоплением людей;
   - Группа возможной опасности – территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения, для которых наиболее значимым фактор является гибель людей;
   - Группа технологическая - объекты, для которых наиболее значимым является фактор вероятности их серьёзного повреждения от возможных аварий на МГ.

ВОПРОС 80.

Какой существует диапазон минимальных расстояний от объектов до оси МГ с учётом всех групп, к которым может принадлежать объект и условного диаметра МГ?

ОТВЕТЫ:

1. От 100–500 метров.
2. От 1000–1500 метров.
3. От 10 до 420 метров.
4. От 300–550 метров.
5. От 0–250 метров.

ВОПРОС 81.

От чего зависит минимальное расстояние от объектов до оси МГ?

ОТВЕТЫ:

1. От категории МГ.
2. От категории и диаметра МГ.
3. От рабочего давления и диаметра МГ.
4. От группы, к которой принадлежит объект и рабочего давления МГ.
5. От группы, к которой принадлежит объект и диаметра МГ.

ВОПРОС 82.

Что такое охранная зона магистрального газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. В соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов пункт 4.1 для исключения возможности повреждения трубопроводов устанавливаются охранные зоны:
   - вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 50 метрах от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
   - вдоль трасс многониточных трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 50 метрах от оси трубопроводов;
   - вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными

полостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 200 метров с каждой стороны.

2. В соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов пункт 4.1 для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопроводов;
- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными полостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 метров с каждой стороны.

3. В соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов пункт 4.1 для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от образующей трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от крайних образующих трубопроводов;
- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными полостями, отстоящими от образующих крайних ниток переходов на 100 метров с каждой стороны.

4. В соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов пункт 4.1 для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 100 метрах от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 100 метрах от оси трубопроводов;
- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными полостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 300 метров с каждой стороны.

5. В соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов пункт 4.1 для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 500 метрах от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных трубопроводов, транспортирующих природный газ – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 500 метрах от оси трубопроводов;
- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными полостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 1000 метров с каждой стороны.

ВОПРОС 83.

Какими способами могут проводиться испытание на прочность и плотность МГ?

ОТВЕТЫ:

1. Испытание на прочность и плотность МГ могут проводиться только гидравлическим способом.
2. Испытание на прочность и плотность МГ могут проводиться только пневматическим способом.
3. Испытание МГ на прочность могут проводиться гидравлическим способом, а на плотность только пневматическим способом.
4. Испытание на прочность и плотность МГ могут проводиться гидравлическим или пневматическим способами.
5. Испытание на прочность и плотность МГ могут проводиться электротехническим способам или магнитной диагностикой.

ВОПРОС 84.

Какие вещества могут применяться при проведении пневматического испытания МГ?

ОТВЕТЫ:

1. Испытания пневматическим способом проводят воздухом или инертным газом. Испытания с применением природного газа допускается в исключительных случаях.
2. Испытания пневматическим способом всегда и без исключений проводят природным газом, воздухом или инертным газом.
3. Испытания пневматическим способом проводят только воздухом.
4. Испытания пневматическим способом проводят только инертным газом.
5. Испытания пневматическим способом с применением природного газа, воздуха, инертного газа или любого другого газообразного вещества допускается только в исключительных случаях.

ВОПРОС 85.

Что такое испытания МГ методом «стресс-теста»?

ОТВЕТЫ:

1. Испытание методом «стресс-теста» это пневмогидравлическое испытание МГ, когда в МГ одновременно закачивается и газ, и жидкость.

2. Испытание методом «стресс-теста» это гидравлическое испытание МГ с применением вибрационных установок, вызывающих динамическое воздействие воды на стенки трубы.
3. Испытание методом «стресс-теста» это гидравлическое испытание МГ повышенным давлением.
4. Испытание методом «стресс-теста» это пневматическое испытание МГ повышенным давлением.
5. Испытание методом «стресс-теста» это испытание МГ с использованием электротехнических средств диагностики трубопровода.

ВОПРОС 86.

Чем задвижка отличается от крана?

ОТВЕТЫ:

1. По виду запорного органа.
2. По типу привода рабочего органа.
3. По способу герметизации рабочего органа в корпусе.
4. По функциональному назначению.
5. По виду транспортируемой среды.

ВОПРОС 87.

Чем вентиль отличается от клапана?

ОТВЕТЫ:

1. Это два разных название одного типа запорной арматуры.
2. Вентиль — это запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды. Клапан — это запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды.
3. Вентиль — это запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды. Клапан — это запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды.
4. Вентиль и клапан — это запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды. Запорная арматура, в которой затвор перемещается при помощи резьбовой пары «шпиндель – резьбовая гайка» называются вентилями. Запорная арматура, передающая поступательное движение от усилия привода при помощи гладкого штока, называются клапанами.
5. Вентиль — это запорная арматура, у которой запирающий элемент, имеющий форму тела вращения или его части, поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной к направлению потока рабочей среды. Клапан — это запорная арматура, у которой запирающий элемент перемещается вдоль оси потока рабочей среды.

ВОПРОС 88.

Что такое подземное хранилище газа (ПХГ)?

ОТВЕТЫ:

1. Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических наземных сооружений созданных и предназначенных для закачки, отбора и хранения природного газа.

2. Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, предназначенных для закачки, отбора и хранения природного газа.
3. Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических сооружений в выработках-ёмкостях, созданных в каменной соли, предназначенных для закачки, отбора и хранения природного газа.
4. Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических наземных сооружений и сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-ёмкостях, созданных в каменной соли, предназначенных для закачки, отбора и хранения природного газа.
5. Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических сооружений созданных и предназначенных для закачки, отбора и хранения природного сжиженного газа.

ВОПРОС 89.

Какие бывают типы подземных хранилищ газа (ПХГ) в зависимости от способов их создания?

ОТВЕТЫ:

1. ПХГ во всем мире создаются только в истощённых газовых месторождениях.
2. ПХГ, в зависимости от способов их создания, подразделяются на: ПХГ в истощённых месторождениях, в водоносных пластах, в песчаных возвышенностях, в естественных горных куполах, искусственно созданных ёмкостях (газгольдерах), в твёрдых горных породах.
3. ПХГ, в зависимости от способов их создания, подразделяются на: ПХГ естественные и ПХГ искусственные.
4. ПХГ, в зависимости от способов их создания, подразделяются на: ПХГ созданные за счёт многолетнего увеличения пластового давления, с целью образования естественной подземной ёмкости и ПХГ в водоносных пластах, созданные методом вымывания грунта с целью образования естественной подземной ёмкости.
5. ПХГ, в зависимости от способов их создания, подразделяются на: ПХГ в истощённых месторождениях, в водоносных пластах, в твёрдых горных породах.

ВОПРОС 90.

На какие виды подразделяются ПХГ, в зависимости от места расположения и активного объёма?

ОТВЕТЫ:

1. ПХГ, в зависимости *от места расположения* и активного объёма, подразделяются на:
   - региональные;
   - локальные.
2. ПХГ, в зависимости *от места расположения* и активного объёма, подразделяются на:
   - базовые;
   - региональные;

- локальные.

3. ПХГ, в зависимости *от места расположения* и активного объёма, подразделяются на:
   - федеральные;
   - базовые;
   - региональные;
   - локальные.
4. ПХГ, в зависимости *от места расположения* и активного объёма, подразделяются на:
   - федеральные;
   - региональные;
   - местные;
   - городские.
5. ПХГ, в зависимости *от места расположения* и активного объёма, подразделяются на:
   - центральные;
   - периферийные;
   - территориальные;
   - республиканские.

ВОПРОС 91.

На какие виды подразделяются ПХГ, в зависимости от режима работы?

ОТВЕТЫ:

1. В зависимости от режима работы ПХГ подразделяются на: постоянные и аварийные.
2. Любое ПХГ может работать в любом режиме, поэтому подразделения ПХГ зависимости от режима работы не существует.
3. В зависимости от режима работы ПХГ подразделяются на: сезонные и пиковые.
4. В зависимости от режима работы ПХГ подразделяются на: зимние и летние.
5. В зависимости от режима работы ПХГ подразделяются на: многоцикловые и одноцикловые.

ВОПРОС 92.

Какие существуют эксплуатационные циклы работы ПХГ?

ОТВЕТЫ:

1. Основными эксплуатационными циклами ПХГ являются:
   - вытеснение воды;
   - закачка газа;
   - отбор газа;
   - нейтральный период – период между отбором и закачкой.
2. Основными эксплуатационными циклами ПХГ являются:
   - закачка газа;
   - закачка ингибитора коррозии;
   - закачка метанола;
   - нейтральный период – период между закачкой и отбором;
   - отбор газа;

- осушка подземной ёмкости;
- нейтральный период – период между отбором и закачкой.

3. Основными эксплуатационными циклами ПХГ являются:
   - закачка газа;
   - отбор газа;
4. Основными эксплуатационными циклами ПХГ являются:
   - закачка газа;
   - нейтральный период – период между закачкой и отбором;
   - отбор газа;
   - нейтральный период – период между отбором и закачкой.
5. Основными эксплуатационными циклами ПХГ являются:
   - предварительная закачка газа;
   - пропуск газа через УКПГ с последующей вторичной закачкой;
   - нейтральный период – период между закачкой и отбором;
   - отбор газа;
   - закачка буферного объёма газа;
   - нейтральный период – период между отбором и закачкой.

ВОПРОС 93.

Какая структура газа характерна для основных ПХГ ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. Для основных ПХГ ЕСГ характерно разделять весь газ хранилища на основной, дополнительный и резервный газ.
2. Для основных ПХГ ЕСГ характерно разделять весь газ хранилища на активный и резервный газ.
3. Для основных ПХГ ЕСГ характерно разделять весь газ хранилища на активный и буферный газ.
4. Для основных ПХГ ЕСГ характерно разделять весь газ хранилища на газ сезонного хранения и газ долгосрочного хранения.
5. Для основных ПХГ ЕСГ характерно разделять весь газ хранилища на внутренний (газ, используемый для потребителей РФ) и экспортный газ.

ВОПРОС 94.

Входит ли в состав объектов и оборудования ПХГ пункт замера расхода газа?

ОТВЕТЫ:

1. Нет. Пункт замера расхода газа устанавливается на газопроводе подключения к магистральному газопроводу, и относиться к газотранспортной компании, эксплуатирующий данный участок ЕСГ.
2. Да. Пункт замера расхода газа устанавливается непосредственно на территории ПХГ и входит в состав его объектов.
3. На ПХГ пункт замера расхода газа используется только при закачке газа. При отборе газа из ПХГ используется пункт замера расхода газа установленный на магистральном газопроводе, который не относится к объектам ПХГ.
4. На ПХГ пункт замера расхода газа используется только при отборе газа. При закачке газа в ПХГ используется пункт замера расхода газа установленный на магистральном газопроводе (КС) или газопроводе подключения, который не относится к объектам ПХГ.

5. Установка пункта замера расхода газа на ПХГ не регламентируется Федеральными нормативными документами или документами ОАО «Газпром». Решение о необходимости установки пункта замера расхода газа на ПХГ принимается эксплуатирующей ПХГ организацией самостоятельно.

ВОПРОС 95.

Влияет ли величина пластового давления на производительность ПХГ?

ОТВЕТЫ:

1. Нет. Производительность ПХГ зависит не от пластового давления, а от производительности дожимной компрессорной станции.
2. Нет. Производительность ПХГ ограничивается только количеством эксплуатационных скважин и не зависит от пластового давления.
3. Да. Чем выше пластовое давление, тем больше производительность ПХГ.
4. Нет. Пластовое давление всегда находится на одинаковом уровне, потому что оно зависит от структуры земной коры, а не от оборудования ПХГ.
5. Нет. Пластовое давление поддерживается на необходимом уровне за счёт закачки воды в пласт, которая вытесняет газ на поверхность, поддерживая тем самым пластовое давление.

ВОПРОС 96.

Какие задачи относятся к основным специализированным расчётам, выполняемым диспетчерским персоналом, управляющим ПХГ?

ОТВЕТЫ:

1. К основным специализированным расчётным задачам, выполняемым диспетчерским персоналом, управляющим ПХГ, относятся:
   - составление и контроль баланса ПХГ;
   - оценка запаса активного газа;
   - вычисление расхода газа на собственные технологические нужды и потери;
   - оценочный расчет пластового давления;
   - оценочный расчет водного фактора по скважинам и по ПХГ в целом;
   - расчет потоков газа и пропускной способности наземного технологического комплекса;
   - оценка давления газа в точке подключения ПХГ к магистральному газопроводу;
   - оценка максимально возможной производительности ПХГ по закачке и отбору газа при выбранной схеме подключения (структуре наземного технологического комплекса) с учетом геологических ограничений подземной части и оценки производительности наземного технологического комплекса;
   - прогнозная оценка достижимой производительности ПХГ на заданный момент времени.
2. К основным специализированным расчётным задачам, выполняемым диспетчерским персоналом, управляющим ПХГ, относятся:
   - составление и контроль баланса ПХГ;
   - оценка запаса активного газа;

- вычисление расхода газа на собственные технологические нужды и потери;
- оценка максимально возможной производительности ПХГ по закачке и отбору газа при выбранной схеме подключения (структуре наземного технологического комплекса);
- прогнозная оценка достижимой производительности ПХГ на заданный момент времени.

3. К основным специализированным расчётным задачам, выполняемым диспетчерским персоналом, управляющим ПХГ, относятся:
- оценочный расчет пластового давления;
- оценочный расчет водного фактора по скважинам и по ПХГ в целом;
- оценка давления газа в точке подключения ПХГ к магистральному газопроводу;
- прогнозная оценка достижимой производительности ПХГ на заданный момент времени.

4. К основным специализированным расчётным задачам, выполняемым персоналом, управляющим ПХГ, относятся:
- составление и контроль баланса ПХГ;

5. К основным специализированным расчётным задачам, выполняемым диспетчерским персоналом, управляющим ПХГ, относятся:
- составление и контроль баланса ПХГ;
- разработка планов и мероприятий для выполнения в нейтральный период;
- заказ материально-технических средств для ремонта и технического обслуживания оборудования;
- оценка запаса активного газа;
- перевод объёмов активного запаса в буферный и наоборот;
- вычисление расхода газа на собственные технологические нужды и потери;
- расчёт норм на потребление газа на собственные технологические нужды;
- оценочный расчет пластового давления;
- разработка мероприятий повышения пластового давления;
- оценочный расчет водного фактора по скважинам и по ПХГ в целом;
- расчет потоков газа и пропускной способности наземного технологического комплекса;
- оценка давления газа в точке подключения ПХГ к магистральному газопроводу;
- расчёт возможных режимов работы участка газотранспортной системы, к которой подключено ПХГ;
- оценка максимально возможной производительности ПХГ по закачке и отбору газа при выбранной схеме подключения (структуре наземного технологического комплекса) с учетом геологических ограничений подземной части и оценки производительности наземного технологического комплекса;
- расчёт геологической оценки хранилища;
- прогнозная оценка достижимой производительности ПХГ на заданный момент времени.

ВОПРОС 97.

Какие виды компрессорных станций существуют в ЕСГ России?

ОТВЕТЫ:

1. В ЕСГ России существуют основные виды КС:
   - головные КС;
   - линейные КС;
2. В ЕСГ России существуют основные виды КС:
   - главные КС;
   - вспомогательные КС;
   - промышленные КС.
3. В ЕСГ России существуют основные виды КС:
   - промысловые КС;
   - магистральные КС;
   - дожимные КС.
4. В ЕСГ России существуют основные виды КС:
   - головные КС;
   - линейные КС;
   - дожимные КС.
5. В ЕСГ России существуют основные виды КС:
   - многоцеховые КС;
   - реверсные КС;
   - экспортные КС;
   - газотурбинные КС;
   - региональные КС;
   - низконапорные КС;
   - многоступенчатые КС.

ВОПРОС 98.

Где устанавливаются головные КС (ГКС)?

ОТВЕТЫ:

1. Головные КС (ГКС) устанавливаются после газового месторождения, первыми на газотранспортной системе ЕСГ.
2. Головные КС (ГКС) устанавливаются первыми в начале каждой газотранспортной системы ЕСГ.
3. Головные КС (ГКС) устанавливаются на газопроводах подключения объектов добычи и ПХГ к магистральным газопроводам ГТС ЕСГ.
4. Головные КС (ГКС) — это станции, которые устанавливаются на ГТС ЕСГ в местах их разветвления или соединения.
5. Головные КС (ГКС) — это первые КС газотранспортной системы ЕСГ, на которые поступает импортный газ.

ВОПРОС 99.

Какой технологический объект не входит в стандартную технологическую структуру компрессорной станции?

ОТВЕТЫ:

1. Установка охлаждения технологического газа.
2. Установка одоризации технологического газа.
3. Склад горюче смазочных материалов.

4. Аварийная электростанция.
5. Трансформаторная подстанция.

ВОПРОС 100.

Какую функцию выполняет кран № 21 в технологической обвязке компрессорной станции?

ОТВЕТЫ:

1. Охранный кран на входе КС.
2. Обводной (байпасный) кран на узле подключения КС к магистральному газопроводу.
3. Кран в технологической обвязке камеры запуска внутритрубных снарядов КС.
4. Свечной кран для стравливания газа из контура узла подключения КС к магистральному газопроводу.
5. Охранный кран на выходе КС.

ВОПРОС 101.

Для чего предназначена установка охлаждения технологического газа (аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)) компрессорной станции?

ОТВЕТЫ:

1. Установка охлаждения технологического газа (или аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)) предназначена для охлаждения газа до его компримирования в центробежных нагнетателях.
2. Установка охлаждения технологического газа (или аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)) предназначена для охлаждения газа после его компримирования в центробежных нагнетателях.
3. Установка охлаждения технологического газа (или аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)) предназначена для охлаждения пускового, топливного, импульсного газа после его прохождения через регуляторы давления.
4. Установка охлаждения технологического газа (или аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)) предназначена для охлаждения газа после его прохождения через установку очистки газа.
5. Установка охлаждения технологического газа (или аппараты воздушного охлаждения газа (АВО)) предназначена только для охлаждения газа, когда компрессорная станция работает на большое или малое кольцо. Во всех других случаях эта установка не задействована.

ВОПРОС 102.

На какие группы подразделяется запорная арматура технологических трубопроводов КС?

ОТВЕТЫ:

1. Запорная арматура технологических трубопроводов КС подразделяется на четыре группы:
   - охранная;
   - общестанционная;
   - режимная;
   - агрегатная;

2. Запорная арматура технологических трубопроводов КС подразделяется на три группы:
   - аварийная;
   - режимная;
   - резервная;
3. Запорная арматура технологических трубопроводов КС подразделяется на четыре группы:
   - автономная;
   - автоматическая;
   - локальная;
   - ручная;
4. Запорная арматура технологических трубопроводов КС подразделяется на пять групп:
   - От 50 до 200 мм;
   - От 200 до 400 мм;
   - От 400 до 700 мм;
   - От 700 до 1000 мм;
   - От 1000 мм и выше.
5. Запорная арматура технологических трубопроводов КС подразделяется на две группы:
   - общестанционная;
   - агрегатная;

ВОПРОС 103.

Какие различают два основных вида технологических схем обвязки ГПА на КС в зависимости от применяемых на ней типов нагнетателей?

ОТВЕТЫ:

1. В зависимости от применяемых на КС типов нагнетателей (полнонапорных, не полнонапорных) различают два основных вида технологических схем с нормальной и эффективной обвязкой ГПА.
2. В зависимости от применяемых на КС типов нагнетателей (полнонапорных, не полнонапорных) различают два основных вида технологических схем со стационарной и динамической обвязкой ГПА.
3. В зависимости от применяемых на КС типов нагнетателей (полнонапорных, не полнонапорных) различают два основных вида технологических схем с политропной и изохорной обвязкой ГПА.
4. В зависимости от применяемых на КС типов нагнетателей (полнонапорных, не полнонапорных) различают два основных вида технологических схем с двухступенчатой и одноконтурной обвязкой ГПА.
5. В зависимости от применяемых на КС типов нагнетателей (полнонапорных, не полнонапорных) различают два основных вида технологических схем с параллельной и последовательной обвязкой ГПА.

ВОПРОС 104.

На каком принципе работают циклонные пылеуловители?

ОТВЕТЫ:

1. Циклонные пылеуловители, работают на принципе использования электромагнитных сил для электронизации и улавливания взвешенных частиц.
2. Циклонные пылеуловители, работают на принципе использования эффекта Джоуля – Томсона (дросселирования потока) для мгновенного охлаждения газа и последующего улавливания взвешенных частиц.
3. Циклонные пылеуловители, работают на принципе химической реакции, возникающей между взвешенными в газе частицами и специально вводимым в пылеуловитель ингибитором.
4. Циклонные пылеуловители, работающие на принципе использования инерционных сил для улавливания взвешенных частиц.
5. Циклонные пылеуловители, работают на принципе использования сил трения, возникающих у взвешенных частиц со стенками сосуда при больших скоростях газа и последующего их улавливания.

ВОПРОС 105.

Как изменяются затраты на транспортировку газа при повышении температуры газа, поступающего в магистральный газопровод после КС?

ОТВЕТЫ:

1. Уменьшаются.
2. Увеличиваются.
3. Затраты на транспортировку газа не зависят от его температуры.
4. Остаются не низменными.
5. Уменьшение или увеличение затрат на транспортировку зависит от диапазона изменения температуры газа. При повышении температуры газа на $5\ ^0C$ и меньше или понижении температура - затраты уменьшатся. При всех других случаях – увеличатся.

ВОПРОС 106.

Каким образом производится основное разделение ГПА по типу привода?

ОТВЕТЫ:

1. Основное разделение ГПА производится по типу привода на:
   - турбинные;
     - стационарные;
     - авиационные;
     - судовые.
   - электрические;
   - поршневые.
2. Основное разделение ГПА производится по типу привода на:
   - авиапривод;
   - электропривод;
3. Основное разделение ГПА производится по типу привода на:
   - полноприводные;
   - электроприводные;
   - газовые компрессоры.
4. Основное разделение ГПА производится по типу привода на:

- газотурбинные установки (ГТУ);
  - стационарные;
  - авиационные;
  - судовые.
- электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА);
- газомоторные установки (компрессора) (ГМК).

5. Основное разделение ГПА производится по типу привода на:
- газокомпрессорные установки (ГКУ);
  - стационарные;
  - передвижные;
  - блочные.
- электрокомпрессорные газоперекачивающие агрегаты (ЭКПА);
- газомотокомпрессорные установки (ГМКУ).

ВОПРОС 107.

Назначение ГРС?

ОТВЕТЫ:

1. ГРС предназначена для распределение газа из газотранспортной системы по газораспределительным системам, из которых газ поступает непосредственно потребителям.
2. ГРС предназначена для подготовки газа, транспортируемого по МГ, и последующей его передачи в газораспределительную систему, из которой газ поступает непосредственно потребителям.
3. ГРС предназначена для измерения расхода газа, транспортируемого по МГ, перед последующей его передачей в газораспределительную систему, из которой газ поступает непосредственно потребителям.
4. ГРС предназначена для снижение давления газа, транспортируемого по МГ, и последующей его передачи в газораспределительную систему, из которой газ поступает непосредственно потребителям.
5. ГРС предназначена для увеличения теплотворной способности газа, транспортируемого по МГ, который после этого передаётся в газораспределительную систему, из которой газ поступает непосредственно потребителям.

ВОПРОС 108.

В чём заключается подготовка газа на ГРС?

ОТВЕТЫ:

1. Подготовка газа на ГРС заключается в:
- очистке газа;
- подогреве газа;
- осушке газа;
- снижении давления газа;
- одоризации (придания запаха) газа;
- измерении расхода газа.

2. Подготовка газа на ГРС заключается в:
- очистке газа;
- подогреве газа;
- осушке газа;

- снижении давления газа;
- повышении теплотворной способности газа;
- одоризации (придания запаха) газа;
- измерении расхода газа.

3. Подготовка газа на ГРС заключается в:
- снижении давления газа;
- измерении расхода газа.

4. Подготовка газа на ГРС заключается в:
- очистке газа;
- подогреве газа;
- осушке газа;
- одоризации (придания запаха) газа;
- измерении расхода газа.

5. Подготовка газа на ГРС заключается в:
- очистке газа;
- подогреве газа;
- осушке газа;
- снижении давления газа;
- повышении теплотворной способности газа;
- сжижении газа;
- выработке электроэнергии;
- выделении составляющих:
  - метан;
  - пропан;
  - бутан.
- одоризации (придания запаха) газа;
- измерении расхода газа.

ВОПРОС 109.

Как подразделяются ГРС по виду своего обслуживания?

ОТВЕТЫ:

1. ГРС подразделяются по виду своего обслуживания на:
- централизованного;
- вахтового;
- надомного;

2. ГРС подразделяются по виду своего обслуживания на:
- основного;
- вспомогательного;
- дополнительного;
- необслуживаемые.

3. ГРС по виду своего обслуживания подразделяются на:
- постоянного;
- периодического;
- необслуживаемые.

4. ГРС по виду своего обслуживания подразделяются на:
- централизованного;
- местного;
- надомного;

- удалённого;
- необслуживаемые.

5. ГРС по виду своего обслуживания подразделяются на:
   - централизованного;
   - вахтового;
   - надомного;
   - периодического;
   - необслуживаемые.

ВОПРОС 110.

Для чего производится увеличение температуры газа на ГРС?

ОТВЕТЫ:

1. Увеличения температуры газа на ГРС необходимо, снижения затрат на транспортировку газа от ГРС до потребителей.
2. Увеличения температуры газа, поступающего в регуляторы давления газа ГРС необходимо, потому что при редуцировании газа происходит понижение температуры и возможно выпадение гидратов.
3. Увеличения температуры газа на ГРС необходимо, для обеспечения устойчивой работы узлов и деталей регуляторов давления газа и другого оборудования станции.
4. Увеличения температуры газа, поступающего в узлы замера расхода газа на ГРС необходимо, для обеспечения точности производимых замеров.
5. Увеличения температуры газа, на ГРС это устаревшая технология и в настоящее время её применения не обязательно.

ВОПРОС 111.

Что обеспечивают регуляторы давления газа на ГРС?

ОТВЕТЫ:

1. Регуляторы давления газа на ГРС обеспечивают снижение и поддержание давления газа перед собой.
2. Регуляторы давления газа на ГРС обеспечивают повышение и поддержание давления газа на оборудовании систем газоснабжении.
3. Регуляторы давления газа на ГРС обеспечивают снижение и поддержание давления газа на оборудовании подогревателей газа.
4. Регуляторы давления газа на ГРС обеспечивают снижение и поддержание давления газа для обеспечения работы систем одоризации газа.
5. Регуляторы давления газа на ГРС обеспечивают снижение и поддержание давления газа после себя.

ВОПРОС 112.

В зоне чей ответственности находятся узлы измерения расхода газа на ГРС?

ОТВЕТЫ:

1. Узлы измерения расхода газа, установленные на ГРС, находятся в зоне ответственности газовой компании, которой в обязательном порядке должны управлять региональные или местные органы власти.
2. Узлы измерения расхода газа, установленные на ГРС, находятся в зоне ответственности региональной газовой компании (РГК) ООО «Газпром межрегионгаз».

3. Узлы измерения расхода газа, установленные на ГРС, находятся в зоне ответственности региональной газораспределительной организации (ГРО).
4. Узлы измерения расхода газа, установленные на ГРС, находятся в зоне ответственности дочерней газотранспортной организации ОАО «Газпром».
5. Узлы измерения расхода газа, установленные на ГРС, находятся в зоне ответственности ООО «Газпром газораспределение» дочерней организации ООО «Газпром межрегионгаз».

ВОПРОС 113.

Для чего на ГРС проводится одоризация газа?

ОТВЕТЫ:

1. Для предотвращения образования гидратных пробок в трубопроводах и оборудовании систем газоснабжения.
2. Для предотвращения образования отложений в трубных пучках подогревателей газа.
3. Для своевременного обнаружения утечек газа в оборудовании газораспределительной станции.
4. Для своевременного обнаружения утечек газа в оборудовании систем газоснабжения.
5. Для повышения теплотворной способности газа, направляемого после ГРС потребителям.

ВОПРОС 114.

Какое допускается минимальное количество одоранта в газе?

ОТВЕТЫ:

1. Минимальное количество одоранта в газе должно быть такое, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/10 нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 10 *г* одоранта на 1000 $м^3$ газа.
2. Минимальное количество одоранта в газе должно быть такое, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/5 нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 16 *г* одоранта на 1000 $м^3$ газа.
3. Минимальное количество одоранта в газе должно быть такое, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/5 нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 16 *г* одоранта на 10000 $м^3$ газа.
4. Минимальное количество одоранта в газе должно быть такое, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/5 нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 160 *г* одоранта на 10000 $м^3$ газа.
5. Минимальное количество одоранта в газе должно быть такое, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/3 нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 150 *г* одоранта на 1000 $м^3$ газа.

ВОПРОС 115.

Возможно, ли производить сжижение природного газа на ГРС?

ОТВЕТЫ:

1. Да.
2. Нет, потому что невозможно путём дросселирования с рабочего давления газа находящегося в МГ снизить температуру природного газа ниже -160 ^{0}C.
3. Нет, из-за незначительного количества газа, проходящего через ГРС.
4. Да, при условии если температура входящего газа на ГРС не будет больше 0^{0}C.
5. Нет, потому что газ, подаваемый на ГРС, имеет определённую влажность. А как известно влажный газ сжижению не поддаётся.

ВОПРОС 116.

Что должен учитывать диспетчер при применении методов технического ограничения расхода газа через ГРС?

ОТВЕТЫ:

1. При применении методов технического ограничения расхода газа через ГРС диспетчерский персонал не должен допускать понижения давления после регуляторов давления ГРС ниже 0,3 *Мпа*.
2. При применении методов технического ограничения расхода газа через ГРС диспетчерский персонал не должен:
   1) допускать работу регуляторов давления в зоне их нечувствительности.
   2) переводить работу оборудования ГРС в ручной режим управления.
   3) допускать повышения скорости газа в трубопроводах выше сверхзвуковой.
3. При применении методов технического ограничения расхода газа через ГРС диспетчерский персонал не должен:
   1) нарушать заводских условий работы регуляторов давления и другого оборудования ГРС.
   2) допускать повышения скорости газа в трубопроводах выше 20 *м/сек*.
4. При применении методов технического ограничения расхода газа через ГРС диспетчерский персонал должен получить письменный приказ непосредственного руководителя.
5. Применение методов технического ограничения расхода газа через ГРС не допускается.

ВОПРОС 117.

Что такое Графики №1, с точки зрения подачи газа потребителям?

ОТВЕТЫ:

1. Графики №1 – это графики отключения потребителей от газа при резких похолоданиях.
2. Графики №1 – это графики снижения поставляемых для потребителей объёмов газа при резких похолоданиях.
3. Графики №1 – это графики перевода потребителей на минимальный технологически обоснованный объём газа при резких похолоданиях.
4. Графики №1 – это графики, определяющие очерёдность отключения потребителей при резких похолоданиях.

5. Графики №1 – это графиками перевода потребителей на резервные виды топлива при резких похолоданиях.

ВОПРОС 118.

Что такое Графики №2 с точки зрения подачи газа потребителям?

ОТВЕТЫ:

1. Графики №2 – это графики нормального газоснабжения, т. е. графики снабжения газом потребителей в соответствии с договорами поставки при нормальном технологическом режиме работы газотранспортной системы.
2. Графики №2 – это графики планируемого газоснабжения, т. е. графики снабжения газом потребителей на основе перспективных планов развития региона и планируемого технологического режима работы газотранспортной системы.
3. Графики №2 – это графики постоянного газоснабжения, т. е. графики снабжения газом «не отключаемых» потребителей в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при аварии или резких похолоданий.
4. Графики №2 – это графики аварийного газоснабжения, т. е. графики ограничения снабжения газом потребителей и очерёдность их отключения в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при аварии.
5. Графики №2 – это графики снижаемого газоснабжения, т. е. графики снижения снабжения газом потребителей и очерёдность их отключения в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при резком увеличении температуры окружающего воздуха.

ВОПРОС 119.

Что такое броня газопотребления?

ОТВЕТЫ:

1. Броня газопотребления – это объём потребления газа, необходимый для запланированной работы технологического оборудования потребителя.
2. Броня газопотребления – это максимальный объём потребления газа, необходимый для полного технологического цикла работы оборудования потребителя при условии выполнения им договорных обязательств.
3. Броня газопотребления – это минимальный объём потребления газа, необходимый для безаварийной работы технологического оборудования потребителя.
4. Броня газопотребления – это минимальный объём потребления газа, необходимый для безаварийной работы технологического оборудования потребителя при условии максимального использования резервных видов топлива.
5. Броня газопотребления – это минимальный объём потребления газа, необходимый для безаварийной работы технологического оборудования потребителя при выполнении Графиков №1 и Графиков №2.

ВОПРОС 120.

В чём заключается диспетчерское управление ТОиР?

ОТВЕТЫ:

1. Диспетчерское управление ТОиР заключается в:
   - выдаче разрешения на проведение ТОиР;
   - расчёте и подержании оптимального режима работы ГТС при поведении работ ТОиР;
2. Диспетчерское управление ТОиР заключается в:
   - участии в планировании ТОиР на объектах ГТС;
   - выдаче разрешения на проведение ТОиР;
   - организации процесса вывода в ремонт (отключения от транспорта газа) и ввода в эксплуатацию (подключение к ГТС) объектов и участков МГ ГТС;
   - расчёте и подержании оптимального режима работы ГТС при поведении работ ТОиР;
   - контроле за ходом выполнения работ ТОиР.
3. Диспетчерское управление ТОиР заключается в:
   - организации процесса вывода в ремонт (отключения от транспорта газа) и ввода в эксплуатацию (подключение к ГТС) объектов и участков МГ ГТС;
   - расчёте и подержании оптимального режима работы ГТС при поведении работ ТОиР;
4. Диспетчерское управление ТОиР заключается в:
   - участии в планировании ТОиР на объектах ГТС;
   - контроле за ходом выполнения работ ТОиР.
5. Диспетчерское управление ТОиР заключается в:
   - участии в планировании ТОиР на объектах ГТС;
   - проверке планов производства работ по ТОиР на объектах ГТС;
   - контроль поступления (доставки) строительной техники и оборудования на объекты ГТС;
   - проверка знаний по ТБ и охране труда персонала ремонтных бригад;
   - выдаче разрешения на проведение ТОиР;
   - организации процесса вывода в ремонт (отключения от транспорта газа) и ввода в эксплуатацию (подключение к ГТС) объектов и участков МГ ГТС;
   - расчёте и подержании оптимального режима работы ГТС при поведении работ ТОиР;
   - контроле за ходом выполнения работ ТОиР.

ВОПРОС 121.

Что предполагает проведение ремонтных работ и технического обслуживания с отключением газотранспортного оборудования с точки зрения диспетчерского управления?

ОТВЕТЫ:

1. Ремонтные работы и техническое обслуживание, проводимые с отключением газотранспортного оборудования предполагает, с точки зрения диспетчерского управления, вывод (исключение) газотранспортного оборудования из процесса транспорта газа.

2. Ремонтные работы и техническое обслуживание, проводимые с отключением газотранспортного оборудования предполагает, с точки зрения диспетчерского управления, остановку работы КС.
3. Ремонтные работы и техническое обслуживание, проводимые с отключением газотранспортного оборудования предполагают, с точки зрения диспетчерского управления, компремирование газа на КС со степенями сжатия ниже номинальных.
4. Ремонтные работы и техническое обслуживание, проводимые с отключением газотранспортного оборудования предполагают, с точки зрения диспетчерского управления, обязательное стравливание газа из магистрального газопровода или газотранспортного оборудования.
5. Ремонтные работы и техническое обслуживание, проводимые с отключением газотранспортного оборудования предполагают, с точки зрения диспетчерского управления, ввод дополнительного (резервного0 газотранспортного оборудования в процесс транспорта газа, для обеспечения надёжности в случае непредвиденных обстоятельств, которые могут возникнуть на оборудовании, находящемся в ремонте или техническом обслуживании.

ВОПРОС 122.

Могут ли проводиться ремонтные работы газотранспортного оборудования без уменьшения газотранспортных мощностей?

ОТВЕТЫ:

1. Любые ремонтные работы и техническое обслуживание газотранспортного оборудования не приводят к уменьшению газотранспортных мощностей, так как, в ЕСГ имеются достаточные резервные мощности способные обеспечить запланированный транспорта газа по любой ГТС.
2. Все ремонтные работы и техническое обслуживание газотранспортного оборудования обязательно приводят к уменьшению газотранспортных мощностей.
3. Ремонтные работы и техническое обслуживание газотранспортного оборудования не приводят к уменьшению газотранспортных мощностей, при условии, что на период производства ремонтных работ существует на КС наличие резервных ГПА, фактическая и плановая производительность участка ГТС меньше её ТВП с отключённым для ремонта участком МГ, фактическая и плановая производительность ГТС меньше её ТВП с отключённой для ремонта межсистемной перемычкой, фактическая и плановая производительность участка ГТС меньше её ТВП с отключённым для ремонта УРГ.
4. Ремонтные работы и техническое обслуживание газотранспортного оборудования приведёт к уменьшению газотранспортных мощностей, но сохранит объёмы суточного транспорта газа при условии, что газотранспортное оборудование будет введено в работу не позднее чем через 24 часа после начала его ремонта.
5. Ремонтные работы и техническое обслуживание газотранспортного оборудования не приводят к уменьшению газотранспортных мощностей, если график производства ремонтных работ составлен таким образом, что в него включены периоды восстановления газотранспортных мощностей и последующие периоды продолжения ремонтов.

ВОПРОС 123.

На какие виды подразделяются ремонтные работы газотранспортного оборудования?

ОТВЕТЫ:

1. Ремонтные работы газотранспортного оборудования подразделяются на:
   - нормативные;
   - исключительные;
   - ненормативные.
2. Ремонтные работы газотранспортного оборудования подразделяются на:
   - нормальные;
   - сверхурочные;
   - круглосуточные.
3. Ремонтные работы газотранспортного оборудования подразделяются на:
   - основные;
   - вспомогательные;
   - дополнительные.
4. Ремонтные работы газотранспортного оборудования подразделяются на:
   - плановые;
   - внеплановые;
   - аварийные.
5. Ремонтные работы газотранспортного оборудования подразделяются на:
   - комплексные;
   - выборочные;
   - временные.

ВОПРОС 124.

Какие три основные задачи необходимо выполнить диспетчерскому персоналу перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем?

ОТВЕТЫ:

1. Перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем диспетчерскому персоналу необходимо выполнить три основные задачи:
   - оценить величину газотранспортных мощностей, остающихся в работе;
   - определить наличие резерва газотранспортных мощностей;
   - рассчитать режим работы ГТС при необходимости задействовать в транспорте газа резервы газотранспортных мощностей.
2. Перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем диспетчерскому персоналу необходимо выполнить три основные задачи:
   - оценить снижение газотранспортных мощностей;
   - определить новую конфигурацию газотранспортной сети;
   - рассчитать оптимальный режим работы ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа.

3. Перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем диспетчерскому персоналу необходимо выполнить три основные задачи:
   - проверить наличие ремонтного персонала на месте работ;
   - проверить наличие оформленных документов на проведение ремонтных работ;
   - обеспечить вывод в ремонт газотранспортного оборудования.
4. Перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем диспетчерскому персоналу необходимо выполнить три основные задачи:
   - передать сообщение о начале работ диспетчерскому персоналу, контролирующему объекты ГТС, находящиеся до и после ремонтируемых объектов;
   - выслать уведомление организации эксплуатирующей системы газоснабжения, подключенные к участкам ГТС на которых производятся ремонтные работы;
   - получить разрешение от вышестоящей диспетчерской службы на начало производства ремонтных работ.
5. Перед проведением любых работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газотранспортных систем диспетчерскому персоналу необходимо выполнить три основные задачи:
   - сделать запись в оперативный журнал о начале ремонтных работ;
   - отметить в ПВК новую конфигурацию газотранспортной сети с выделением участков, выведенных из транспорта газа;
   - рассчитать ТВПС участка ГТС при новой конфигурации и количестве газотранспортных мощностей, которые можно задействовать в транспорте газа.

ВОПРОС 125.

Какие работы включаются в комплексные планы ремонтных работ на ГТС ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. В утверждённые комплексные планы ремонтных работ объектов и оборудования ГТС ЕСГ включаются: плановые работы по диагностике, текущему и капитальному ремонту, комплексам ППР, реконструкции объектов на МГ, КС, ГРС, УРГ, межсистемных перемычках, которые в той или иной мере могут привести к изменению объёмов транспорта газа и объёмов поставок газа потребителям.
2. В утверждённые комплексные планы ремонтных работ объектов и оборудования ГТС ЕСГ включаются: только работы по текущему и капитальному ремонту на МГ, КС, ГРС, УРГ, межсистемных перемычках, которые в той или иной мере могут привести к изменению объёмов транспорта газа и объёмов поставок газа потребителям.
3. В утверждённые комплексные планы ремонтных работ объектов и оборудования ГТС ЕСГ включаются: плановые работы по диагностике, текущему и капитальному ремонту, реконструкции объектов на МГ, КС, ГРС, УРГ, межсистемных перемычках, которые в той или иной мере могут привести к изменению объёмов транспорта газа и объёмов поставок газа потребителям.

4. В утверждённые комплексные планы ремонтных работ объектов и оборудования ГТС ЕСГ не включаются работы, связанные с реконструкцией объектов ГТС.
5. В утверждённые комплексные планы ремонтных работ объектов и оборудования ГТС ЕСГ включаются: плановые работы по диагностике, текущему и капитальному ремонту, комплексам ППР, реконструкции объектов, работы по техническому перевооружению, капитальному строительству, демонтажу оборудования и ликвидации объектов.

ВОПРОС 126.

Какие условия являются обязательными для превращения газа в жидкость?

ОТВЕТЫ:

1. Для превращения газа в жидкость необходимо, чтобы его температура была ниже критической ($T_{кр}$). При критической температуре газа ($T=T_{кр}$) его давление должно быть равно или больше критического ($P \geq P_{кр}$). При давлении ниже критического ($P < P_{кр}$) газ сжижается при температуре также ниже критической ($T < T_{кр}$).
2. Для превращения газа в жидкость достаточно, чтобы его температура равнялась критической температуре ($T=T_{кр}$). Его давление может быть любым.
3. Для превращения газа в жидкость необходимо, чтобы его давление должно быть равно или больше критического ($P \geq P_{кр}$). Его температура не влияет на условия сжижения газа.
4. Для превращения газа в жидкость необходимо, чтобы его температура была выше критической ($T_{кр}$). При критической температуре газа ($T=T_{кр}$) его давление должно быть меньше критического ($P < P_{кр}$).
5. Превращение газа в жидкость должно происходить при стандартных условиях. Главное, чтобы в природном газе полностью отсутствовала жидкость и процентное отношение метана было не менее 98%.

ВОПРОС 127.

Что должно быть указано в комплексном плане?

ОТВЕТЫ:

1. В комплексном плане должно быть указано:
   - отключаемые участки МГ;
   - фактическая последняя производительность отключаемого участка;
   - фактически достигнутая производительность отключаемого участка;
   - возможный объём транспортировки газа;
   - возможный объём поставки газа потребителям;
   - время продолжительности проведения работ.
2. В комплексном плане должно быть указано:
   - участки МГ, выводимые из гидравлики;
   - длина и диаметр трубопроводов, выводимых в ремонт;
   - величина газотранспортных мощностей на отключаемом участке;
   - технически возможная пропускная способность (ТВПС) и граничные условия всех участков ГТС общества при проведении работ по ТОиР;
   - перечень потребителей, которым осуществляется поставка газа с участков ГТС, на которых проводятся работы по ТОиР;

- дата окончания работ.

3. В комплексном плане должно быть указано:
   - участки МГ, отключаемые и выводимые из гидравлики;
   - ТВПС участка;
   - фактически достигнутая производительность отключаемого участка;
   - сокращение объёмов транспортировки газа;
   - сокращение объёмов поставки газа потребителям;
   - дата начала и окончания работ.
4. В комплексном плане должно быть указано:
   - участки МГ, отключаемые и выводимые из гидравлики;
   - ТВПС участка;
   - фактически достигнутая производительность отключаемого участка;
   - сокращение объёмов транспортировки газа;
   - сокращение объёмов поставки газа потребителям;
   - дата начала работ.
5. В комплексном плане должно быть указано:
   - участки МГ, на которых планируется проведение работ по ТОиР;
   - дата начала работ;
   - дата окончания работ;
   - продолжительность работ;
   - подрядная организация, проводящая работы;
   - ответственный руководитель по контролю за проведение работ.

ВОПРОС 128.

Что такое комплекс планово-предупредительных ремонтных работ (Комплекс ППР)?

ОТВЕТЫ:

1. Комплекс планово-предупредительных ремонтных работ (Комплекс ППР) –это ремонтные и диагностические работы на объектах ГТС не вошедшие в запланированный комплексный план, которые планируется выполнять в любой свободный период времени.
2. Комплекс планово-предупредительных ремонтных работ (Комплекс ППР) – это часть запланированных в комплексном плане ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС, связанных только одним МГ, которые планируется выполнять в один и тот же период времени.
3. Комплекс планово-предупредительных ремонтных работ (Комплекс ППР) –это часть запланированных в комплексном плане ремонтных и диагностических работ проводимых на оборудовании КС с её полной остановкой и стравливанием газа из контура технологических трубопроводов, которые планируется выполнять в короткий период времени.
4. Комплекс планово-предупредительных ремонтных работ (Комплекс ППР) – это часть запланированных в комплексном плане ремонтных и диагностических работ на линейной части МГ, которые планируется выполнять в любой период времени, позволяющий проводить ТОиР без сокращения товаротранспортной работы.
5. Комплекс планово-предупредительных ремонтных работ (Комплекс ППР) – это часть запланированных в комплексном плане ремонтных и

диагностических работ на объектах ГТС, как правило, связанных с одной ГТС, которые планируется выполнять в один и тот же период времени.

ВОПРОС 129.

Кто осуществляет руководство Комплексом ППР?

ОТВЕТЫ:

1. Руководство Комплексом ППР осуществляет производственно-диспетчерская служба (ПДС) газотранспортного общества, на участке которого проводится наиболее длительные по продолжительности ремонтные работы.
2. Руководство Комплексом ППР осуществляет высший уровень диспетчерского управления (ЦПДД).
3. Руководство Комплексом ППР осуществляется производственно-диспетчерскими службами (ПДС) газотранспортных обществ на своих участках ГТС ЕСГ.
4. Руководство Комплексом ППР осуществляется ответственными за производство работ на своих участках ГТС ЕСГ, назначенными из числа руководителей газотранспортных обществ.
5. Руководство Комплексом ППР осуществляется на местах ответственными за производство работ на каждом объекте ГТС ЕСГ, назначенными из числа технических руководителей и специалистов филиалов (ЛПУ МГ) газотранспортных обществ.

ВОПРОС 130.

Почему к организации и проведению ремонтных работ в Комплексе ППР предъявляются повышенные требования?

ОТВЕТЫ:

1. К организации и проведению ремонтных работ в Комплексе ППР предъявляются повышенные требования, так как это связано с участием в работах одновременно большого количества участников.
2. К организации и проведению ремонтных работ в Комплексе ППР предъявляются повышенные требования, так как это связано с одновременным проведением нескольких работ.
3. К организации и проведению ремонтных работ в Комплексе ППР предъявляются повышенные требования, так как это связано с обеспечением одновременно всех ремонтных работ необходимыми материалами и запасными частями.
4. К организации и проведению ремонтных работ в Комплексе ППР предъявляются повышенные требования, так как это связано с сокращением объёмов транспорта газа по всей ГТС, и задержка в завершении даже одной работы вызовет негативные последствия для всей ЕСГ.
5. К организации и проведению ремонтных работ в Комплексе ППР предъявляются повышенные требования, так как их проведение находится на особом контроле у руководства ОАО «Газпром».

ВОПРОС 131.

Чем может мотивироваться необходимость проведения внеплановых ремонтных работ?

ОТВЕТЫ:

1. Внеплановые ремонтные работы, необходимость проведения, которых возникла после утверждения комплексных планов ремонтных работ, могут проводиться только для:
   - ликвидации обнаруженных опасных дефектов и предупреждения возможных разрушений газотранспортного оборудования;
   - доведения объекта ГТС до проектных параметров.
2. Внеплановые ремонтные работы, необходимость проведения, которых возникла после утверждения комплексных планов ремонтных работ, могут проводиться только для ликвидации последствий аварий и инцидентов;
3. Внеплановые ремонтные работы, необходимость проведения, которых возникла после утверждения комплексных планов ремонтных работ, могут проводиться для устранения любых дефектов на объектах ГТС.
4. Внеплановые ремонтные работы, необходимость проведения, которых возникла после утверждения комплексных планов ремонтных работ, могут проводиться только для:
   - ликвидации обнаруженных опасных дефектов;
   - выявленных разрушений газотранспортного оборудования;
   - доведения параметров работы оборудования ГТС до максимально возможных.
5. Внеплановые ремонтные работы, необходимость проведения, которых возникла после утверждения комплексных планов ремонтных работ, могут проводиться только для устранения замечаний органов контроля и инспекции, обнаруженных на газотранспортном оборудовании;

ВОПРОС 132.

Какие работы называются аварийными ремонтными работами?

ОТВЕТЫ:

1. Аварийными ремонтными работами называются работы по устранению последствий аварий на объектах ГТС.
2. Аварийными ремонтными работами называются работы по устранению последствий аварий, инцидентов, опасных условий эксплуатации или работы для предупреждения аварийных ситуаций на МГ, КС, ГРС и других объектах ГТС.
3. Аварийными ремонтными работами называются работы по устранению последствий аварий, инцидентов, опасных условий эксплуатации или работы для предупреждения аварийных ситуаций на линейной части МГ ГТС. Аналогичные работы, выполняемые на других объектах ГТС, относятся к внеплановым ремонтным работам.
4. Аварийными ремонтными работами называются работы по устранению последствий аварий, инцидентов, опасных условий эксплуатации или работы для предупреждения аварийных ситуаций на МГ, КС, ГРС и других объектах ГТС, проводимые в первые 24 часа. Последующие работы уже относятся к внеплановым ремонтным работам.

5. Аварийными ремонтными работами называются работы по локализации аварий и инцидентов на МГ, КС, ГРС и других объектах ГТС.

ВОПРОС 133.

Что является первоочередной задачей диспетчерского персонала при обнаружении аварии?

ОТВЕТЫ:

1. Первоочередной задачей диспетчерского персонала является сообщить своему непосредственному руководству об аварии и её характеристиках.
2. Первоочередной задачей диспетчерского персонала является довести до сведения МЧС и прокуратуры о месте и времени аварии.
3. Первоочередной задачей диспетчерского персонала является включение в работу резервных газотранспортных мощностей для доведения объёмов транспорта газа, которые были до аварии.
4. Первоочередной задачей диспетчерского персонала является сообщить об аварии руководству высшего уровня диспетчерского управления (ЦПДД) ПАО «Газпром».
5. Первоочередной задачей диспетчерского персонала является локализация места аварии.

ВОПРОС 134.

Какая информация должна указываться в запросе на начало проведения ремонтных работ?

ОТВЕТЫ:

1. В запросе на проведение ремонтных работ должно быть указано:
   - краткая характеристика работы;
   - время начала и окончания работы;
2. В запросе на проведение ремонтных работ должно быть указано:
   - краткая характеристика работы;
   - время начала и окончания работы;
   - ремонтная организация, которая будет проводить работы;
   - ответственный за проведение ремонтной работы;
3. В запросе на проведение ремонтных работ должно быть указано:
   - номер работы в утверждённом комплексном плане ремонтных и диагностических работ;
   - продолжительность работы в часах;
   - резервные газотранспортные мощности, необходимые для компенсации в случае аварий при проведении ремонтной работы;
   - наличие материалов, оборудования, запасных частей необходимых для проведения ремонтной работы;
4. В запросе на проведение ремонтных работ должно быть указано:
   - краткая характеристика работы;
   - время начала и окончания работы;
   - конфигурация ГТС до начала работ, переключение запорной арматуры и перезагрузка газотранспортных мощностей, необходимые для перехода на схему работы ГТС при проведении ремонтной работы;
   - ТВПС ГТС при проведении ремонтной работы;
   - объём стравливаемого газа.

5. В запросе на проведение ремонтных работ должно быть указано:
   - подробная характеристика работы;
   - наличие материалов, оборудования, запасных частей необходимых для проведения ремонтной работы;
   - время начала работы;
   - ремонтная организация, которая будет проводить работы;
   - ответственный руководитель за производство ремонтной работы;
   - количество ремонтного персонала в месте проведения работы;
   - конфигурация ГТС и параметры режима работы ГТС до начала работ;
   - переключение запорной арматуры, которые проводились за сутки до начала работы;
   - последовательность перезагрузки газотранспортных мощностей и подробный режим их работы;
   - фактический режим работы и ТВПС ГТС до и при проведении ремонтной работы;
   - объём стравливаемого газа.

ВОПРОС 135.

Кем производится вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС производится персонал служб подрядных ремонтных организаций по указанию руководителя ответственного за производство ремонтных работ в строгом соответствии с документами Ростехнадзора.
2. Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС производится эксплуатационным персонал служб филиалов ГТО по указанию их непосредственного руководителя в строгом соответствии с действующими нормативными документами.
3. Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС производится эксплуатационным персонал служб филиалов ГТО по указанию диспетчерского персонала в строгом соответствии с действующими нормативными документами.
4. Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС производится диспетчерским персоналом по указанию руководителя филиала ГТО в строгом соответствии с действующими документами заводов изготовителей и инструкциями по эксплуатации оборудования.
5. Вывод в ремонт (ввод в эксплуатацию) оборудования объектов и участков МГ ГТС производится эксплуатационным персоналом служб филиалов ГТО по указанию Центрального производственно-диспетчерского департамента ОАО «Газпром» в строгом соответствии с действующими нормативными документами.

ВОПРОС 136.

Что является целью диспетчерского контроля за проведением работ по ТОиР?

ОТВЕТЫ:

1. Целью диспетчерского контроля за проведением работ по ТОиР является своевременное информирование руководства для принятия мер по

организации и проведению ремонта в случае возникновения рисков нарушения графика проведения ремонтных работ.

2. Целью диспетчерского контроля за проведением работ по ТОиР является своевременное информирование руководства и принятие мер по изменению режима работы ГТС ЕСГ для выполнения запланированных объёмов транспорта газа (план транспорта газа) в случае возникновения рисков нарушения графика проведения ремонтных работ.
3. Целью диспетчерского контроля за проведением работ по ТОиР является своевременная подготовка информации по выполнению технологического процесса и графика проведения ремонтных работ.
4. Целью диспетчерского контроля за проведением работ по ТОиР является своевременное принятие мер по изменению режима работы ГТС ЕСГ для выполнения запланированных объёмов транспорта газа (план транспорта газа) в случае нарушения графика проведения ремонтных работ.
5. Целью диспетчерского контроля за проведением работ по ТОиР является своевременное информирование руководства в случае нарушения графика проведения ремонтных работ и представление предложений по изменению режима работы ГТС ЕСГ для выполнения запланированных объёмов транспорта газа (план транспорта газа).

ВОПРОС 137.

Какие способы технического диагностирования трубопроводов используют для обеспечения своевременного выявления различных дефектов линейной части магистральных газопроводов?

ОТВЕТЫ:

1. Используют следующие способы технического диагностирования трубопроводов:
   - внутритрубная диагностика с использованием внутритрубных дефектоскопов и профилемеров, роботов-дефектоскопов и оптико-волоконных средств;
   - электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
   - испытание трубопроводов (участков трубопроводов) гидравлическими или пневматическими способами изменения внутреннего давления;
2. Используют следующие способы технического диагностирования трубопроводов:
   - наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации трубопроводов (шурфование), специальных обследований;
   - обследование трубопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
   - обследование подводных переходов с использованием плавательных средств;
   - водолазное обследование подводных переходов трубопроводов;
   - лабораторные исследования свойств материалов, сварных соединений, изоляционных покрытий и др., которые проводят на образцах из труб, полученных при отказах, проведении ремонтных работ, а также

в тех случаях, когда это предусмотрено технологией проведения диагностических работ.

3. Используют следующие способы технического диагностирования трубопроводов:
- внутритрубная диагностика с использованием внутритрубных дефектоскопов и профилемеров, роботов-дефектоскопов и оптико-волоконных средств;
- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- обследование подводных переходов с использованием плавательных средств;
- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации трубопроводов (шурфование), специальных обследований;

4. Используют следующие способы технического диагностирования трубопроводов:
- внутритрубная диагностика с использованием внутритрубных дефектоскопов и профилемеров, роботов-дефектоскопов и оптико-волоконных средств;
- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации трубопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование трубопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- обследование подводных переходов с использованием плавательных средств;
- водолазное обследование подводных переходов трубопроводов;
- испытание трубопроводов (участков трубопроводов) гидравлическими или пневматическими способами изменения внутреннего давления;
- лабораторные исследования свойств материалов, сварных соединений, изоляционных покрытий и др., которые проводят на образцах из труб, полученных при отказах, проведении ремонтных работ, а также в тех случаях, когда это предусмотрено технологией проведения диагностических работ.

5. Используют следующие способы технического диагностирования трубопроводов:
- внутритрубная диагностика с использованием внутритрубных дефектоскопов и профилемеров, роботов-дефектоскопов и оптико-волоконных средств;
- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- исследование с помощью электромагнитных волн, направляемых вдоль потока газа;
- испытание трубопроводов методом механического растяжения и скручивания;

- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации трубопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование трубопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- испытание вибродинамическим способом;
- обследование подводных переходов с использованием плавательных средств;
- водолазное обследование подводных переходов трубопроводов;
- испытание трубопроводов (участков трубопроводов) гидравлическими или пневматическими способами изменения внутреннего давления;
- лабораторные исследования свойств материалов, сварных соединений, изоляционных покрытий и др., которые проводят на образцах из труб, полученных при отказах, проведении ремонтных работ, а также в тех случаях, когда это предусмотрено технологией проведения диагностических работ.

ВОПРОС 138.

Каким способом осуществляется контроль степени очистки полости трубопровода при продувке?

ОТВЕТЫ:

1. Контроль степени очистки полости трубопровода при продувке в основном осуществляется лабораторно.
2. Контроль степени очистки полости трубопровода при продувке в основном осуществляется на месте путём пропуска части газа через белый фильтрующий элемент.
3. Контроль степени очистки полости трубопровода при продувке не осуществляется.
4. Контроль степени очистки полости трубопровода при продувке в основном осуществляется при помощи специального приспособления, устанавливаемого на свечу и рассчитывающего количество пролетающих твёрдых примесей.
5. Контроль степени очистки полости трубопровода при продувке в основном осуществляется визуально.

ВОПРОС 139.

В каком случае качество очистки полости трубопровода путём пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) считается удовлетворительным?

ОТВЕТЫ:

1. Качество очистки полости трубопровода путём пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) считается удовлетворительным, если:
   - снаряд прошёл весь продуваемый участок;
   - вышел из трубопровода (вошёл в камеру приема очистного устройства) не разрушенным, т.е. снаряд на всём пути находился в работоспособном состоянии и выполнял свою основную функцию – очистку полости трубопровода;
   - не вынес впереди себя воду, т.е. полость трубы сухая.

2. Качество очистки полости трубопровода путём пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) считается удовлетворительным, если:
   - снаряд прошёл весь продуваемый участок;
3. Качество очистки полости трубопровода путём пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) считается удовлетворительным, если:
   - вышел из трубопровода (вошёл в камеру приема очистного устройства) не разрушенным, т.е. снаряд на всём пути находился в работоспособном состоянии и выполнял свою основную функцию – очистку полости трубопровода;
4. Качество очистки полости трубопровода путём пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) считается удовлетворительным, если:
   - не вынес впереди себя воду, т.е. полость трубы сухая.
5. Качество очистки полости трубопровода путём пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) считается удовлетворительным, если:
   - снаряд прошёл весь продуваемый участок;
   - вышел из трубопровода (вошёл в камеру приема очистного устройства) не разрушенным, т.е. снаряд на всём пути находился в работоспособном состоянии и выполнял свою основную функцию – очистку полости трубопровода;
   - не вынес впереди себя воду, т.е. полость трубы сухая;
   - скорость снаряда на всём пути не превышала скорости движения газа;
   - в процессе движения снаряда не зафиксировано его полной остановки.

ВОПРОС 140.

Каким способом осуществляется контроль проходного сечения трубопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Контроль проходного сечения трубопровода осуществляется путём проверки геометрии внутренней полости трубы специальными приборами.
2. Контроль проходного сечения трубопровода осуществляется путём пропуска специальных лазерных снарядов, сканирующих внутреннюю поверхность трубопровода.
3. Контроль проходного сечения трубопровода осуществляется путём проверки геометрии внешней полости трубы специальными приборами.
4. Контроль проходного сечения трубопровода не осуществляется в связи со сложностью определения дефектов в геометрии внутренней полости.
5. Контроль проходного сечения трубопровода осуществляется путём пропуска специальных снарядов-калибров (шаблонов) и снарядов-профилемеров.

ВОПРОС 141.

Для чего проводят предварительную магнитную подготовку металла трубопровода перед запуском снарядов-дефектоскопов?

ОТВЕТЫ:

1. Предварительную магнитную подготовку металла трубопровода проводят для снятия напряжения в металле трубы.
2. Поскольку современные снаряды-дефектоскопы для внутренней поверхности газопроводов в основном используют метод магнитной

диагностики, проводят предварительную магнитную подготовку металла трубопровода.

3. Предварительную магнитную подготовку металла трубопровода проводят для предварительного определения мест возможного застревания снаряда-дефектоскопа.
4. Поскольку современные снаряды-дефектоскопы для внутренней поверхности газопроводов в основном используют метод ультразвуковой диагностики, проводят предварительную магнитную подготовку металла трубопровода для лучшего отражения звуковых волн от стенки трубы.
5. Предварительную магнитную подготовку металла трубопровода проводят только для трубопроводов расположенных на высоте выше 300 метров от уровня моря для снятия воздействия космических лучей на металл трубы и обеспечения качественной диагностики при помощи снаряда-дефектоскопа.

ВОПРОС 142.

Какой метод получил наибольшее распространение для внутренней диагностики магистральных газопроводов?

ОТВЕТЫ:

1. Для внутренней диагностики магистральных газопроводов наибольшее распространение получил метод телевизионного визуального наблюдения.
2. Для внутренней диагностики магистральных газопроводов наибольшее распространение получил метод ультразвуковой диагностики.
3. Для внутренней диагностики магистральных газопроводов наибольшее распространение получил метод акустической диагностики.
4. Для внутренней диагностики магистральных газопроводов наибольшее распространение получил метод магнитного контроля.
5. Для внутренней диагностики магистральных газопроводов все нижеперечисленные методы получили одинаковое распространение:
   - телевизионного визуального наблюдения;
   - ультразвуковая диагностика;
   - акустическая диагностика;
   - магнитный контроль.

ВОПРОС 143.

Какого типа действия применяются магнитные снаряды-дефектоскопы для проведения внутритрубной дефектоскопии магистральных газопроводов?

ОТВЕТЫ:

1. Проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода осуществляется с применением снарядов-дефектоскопов, магнитного типа действия только с продольным намагничиванием.
2. Проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода осуществляется с применением снарядов-дефектоскопов, магнитного типа действия только с поперечным намагничиванием.
3. Проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода осуществляется с применением снарядов-дефектоскопов, как правило, магнитного типа действия с продольным или поперечным намагничиванием.

4. Проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода осуществляется с применением снарядов-дефектоскопов, магнитного типа действия с вихревым намагничиванием.
5. Проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода осуществляется с применением снарядов-дефектоскопов, магнитного типа действия с поляризованным намагничиванием.

ВОПРОС 144.

Что является основным условием, обеспечивающим качественное обследование трубопровода при помощи магнитных снарядов-дефектоскопов?

ОТВЕТЫ:

1. Основным условием, обеспечивающим качественное обследование трубопровода при помощи магнитных снарядов-дефектоскопов, является чистота внутренней поверхности трубы.
2. Основным условием, обеспечивающим качественное обследование трубопровода при помощи магнитных снарядов-дефектоскопов, является наличие анодно-катодного заземления трубопровода.
3. Основным условием, обеспечивающим качественное обследование трубопровода при помощи магнитных снарядов-дефектоскопов, является ограничение рабочего давления в трубе.
4. Основным условием, обеспечивающим качественное обследование трубопровода при помощи магнитных снарядов-дефектоскопов, является ограничение скорости движения дефектоскопа в трубе.
5. Основным условием, обеспечивающим качественное обследование трубопровода при помощи магнитных снарядов-дефектоскопов, является ограничение температуры среды, внутри которой находится дефектоскоп.

ВОПРОС 145.

Какая должна быть оптимальная скорость прохода магнитного снаряда-дефектоскопа в трубопроводе диаметром 1420 *мм*?

ОТВЕТЫ:

1. При диаметре трубопровода 1420 *мм* оптимальная скорость прохода дефектоскопа должна быть не более 1, *м/с*.
2. При диаметре трубопровода 1420 *мм* оптимальная скорость прохода дефектоскопа должна быть не более 3, *м/с*.
3. При диаметре трубопровода 1420 *мм* оптимальная скорость прохода дефектоскопа должна быть не более 5, *м/с*.
4. При диаметре трубопровода 1420 *мм* оптимальная скорость прохода дефектоскопа должна быть не более 10, *м/с*.
5. При диаметре трубопровода 1420 *мм* оптимальная скорость прохода дефектоскопа должна быть не более 20, *м/с*.

ВОПРОС 146.

Разрешается ли проведения комплексного обследования газопроводов с применением сцепки, состоящей из нескольких снарядов дефектоскопов?

ОТВЕТЫ:

1. Для проведения комплексного обследования газопроводов не разрешается применение сцепки, состоящей из нескольких снарядов дефектоскопов.
2. Для проведения комплексного обследования газопроводов разрешается применение сцепки, состоящей из нескольких снарядов дефектоскопов только на газопроводах, не имеющих поворотов трубы более 10 градусов.
3. Для проведения комплексного обследования газопроводов разрешается применение сцепки, состоящей только из двух снарядов дефектоскопов.
4. Для проведения комплексного обследования газопроводов разрешается применение сцепки, состоящей из нескольких снарядов дефектоскопов.
5. Для проведения комплексного обследования газопроводов разрешается применение сцепки, состоящей из нескольких снарядов дефектоскопов, при условии, что расстояние между двумя снарядами будет не менее 2 метров.

ВОПРОС 147.

Какие задачи диспетчерского управления являются основными при проведении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов?

ОТВЕТЫ:

1. Основными задачами диспетчерского управления при проведении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов являются:
   - контроль выполнения мероприятий по запуску и приёму внутритрубного снаряда;
   - контроль скорости движения и местоположения внутритрубного снаряда на участке магистрального газопровода;
   - создание необходимых режимов работы участка магистрального газопровода для обеспечения нормального прохождения внутритрубного снаряда и работы газопроводов отводов.
2. Основными задачами диспетчерского управления при проведении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов являются:
   - контроль скорости движения и местоположения внутритрубного снаряда на участке магистрального газопровода;
   - создание необходимых режимов работы участка магистрального газопровода для обеспечения нормального прохождения внутритрубного снаряда и работы газопроводов отводов.
3. Основной задачей диспетчерского управления при проведении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов является создание необходимых режимов работы участка магистрального газопровода для обеспечения нормального прохождения внутритрубного снаряда и работы газопроводов отводов.
4. Основной задачей диспетчерского управления при проведении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов является осуществление связи между специалистами линейно-эксплуатационной службы, выполняющими мероприятий по запуску и приёму

внутритрубного снаряда, контроль скорости движения и местоположения внутритрубного снаряда на участке магистрального газопровода и руководством газотранспортной организации.

5. Основной задачей диспетчерского управления при проведении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов является организация взаимодействия между подрядной организацией, выполняющей мероприятия по запуску и приёму внутритрубного снаряда и специалистами линейно- эксплуатационной службы, выполняющими контроль скорости движения и местоположения внутритрубного снаряда на участке магистрального газопровода.

ВОПРОС 148.

Какие методы используются для контроля движения внутритрубного снаряда по МГ?

ОТВЕТЫ:

1. Контроль движения внутритрубного снаряда по МГ осуществляют только с помощью приёмника сигналов прохождения внутритрубного снаряда.
2. Контроль движения внутритрубного снаряда по МГ осуществляют с помощью приёмника сигналов прохождения внутритрубного снаряда и с помощью сигнализаторов прохождения внутритрубного снаряда установленных на линейной части МГ.
3. Контроль движения внутритрубного снаряда по МГ осуществляют:
   - по характерному шуму в момент прохождения внутритрубного снаряда через запорную арматуру (краны), тройниковую врезку в трубопроводе или специально подготовленный шурф;
   - по перепаду давления в момент прохождения внутритрубного снаряда через крановый узел МГ.
4. Контроль движения внутритрубного снаряда по МГ осуществляют:
   - с помощью приёмника сигналов прохождения внутритрубного снаряда;
   - с помощью сигнализаторов прохождения внутритрубного снаряда установленных на линейной части МГ;
   - по характерному шуму в момент прохождения внутритрубного снаряда через запорную арматуру (краны), тройниковую врезку в трубопроводе или специально подготовленный шурф;
   - по перепаду давления в момент прохождения внутритрубного снаряда через крановый узел МГ.
5. Контроль движения внутритрубного снаряда по МГ осуществляют:
   - с помощью приёмника сигналов прохождения внутритрубного снаряда;
   - с помощью сигнализаторов прохождения внутритрубного снаряда установленных на линейной части МГ;
   - по характерному шуму в момент прохождения внутритрубного снаряда через запорную арматуру (краны), тройниковую врезку в трубопроводе или специально подготовленный шурф;
   - по вибрации в момент прохождения внутритрубного снаряда через запорную арматуру (краны), тройниковую врезку в трубопроводе или специально подготовленный шурф;

- по перепаду давления в момент прохождения внутритрубного снаряда через крановый узел МГ;
- по изменению расхода газа на ГИС и замерных узлах ГРС.

ВОПРОС 149.

По каким причинам возможна остановка (застревание) внутритрубного снаряда на линейной части МГ между кранами?

ОТВЕТЫ:

1. Остановка (застревание) внутритрубного снаряда на линейной части между кранами возможна только по причине не достаточного перепада на внутритрубном снаряде.
2. Остановка (застревание) внутритрубного снаряда на линейной части между кранами возможно только по причине наличия гидратных (ледяных) пробок или механических загрязнений во внутренней полости МГ.
3. Остановка (застревание) внутритрубного снаряда на линейной части между кранами возможно по причинам:
   - наличия перетоков на негерметичных перемычках;
   - не достаточный перепад на внутритрубном снаряде при большой его массе;
   - наличия гидратных (ледяных) пробок во внутренней полости МГ;
   - нарушения формы сечения трубы.
4. Остановка (застревание) внутритрубного снаряда на линейной части между кранами возможно только по причине нарушения формы сечения трубы.
5. Остановка (застревание) внутритрубного снаряда на линейной части между кранами возможно по причинам:
   - наличия перетоков на негерметичных перемычках;
   - не достаточный перепад на внутритрубном снаряде при большой его массе;
   - наличия гидратных (ледяных) пробок во внутренней полости МГ;
   - нарушения формы сечения трубы;
   - больших углах подъёма трубопровода;
   - наличия подводных переходов МГ;
   - при высоких температурах транспортируемого газа;

ВОПРОС 150.

Что такое универсальная газовая постоянная R?

ОТВЕТЫ:

1. Универсальная газовая постоянная R – есть мощность единицы количества газа (1*кг*), которая выделяется при нагревании на 1^0K при постоянном давлении *(p=const)*.
2. Универсальная газовая постоянная R – есть работа расширения единицы количества газа (1*кг*) при нагревании на 1^0K при постоянном давлении *(p=const)*.
3. Универсальная газовая постоянная R – есть объём, на который расширяется единица количества газа (*1кг*) при нагревании на 1^0K при постоянном давлении *(p=const)*.

4. Универсальная газовая постоянная R – есть количество молекул присутствующих в единице количества газа (*1кг*).
5. Универсальная газовая постоянная R – есть величина, характеризующая адиабатическое расширение единицы количества газа (1*кг*) при нагревании на 1^0K и изменении давления *(p*=1 *атм.)*.

ВОПРОС 151.

Что такое природный газ?

ОТВЕТЫ:

1. Природный газ – это газ, извлекаемый из недр земли.
2. Природный газ – это метан (CH_4)
3. Природный газ – это газовая смесь, метана (CH_4), пропана (C_3H_8) и бутана (C_4H_{10}). Наличие составляющих других компонентов не допускается.
4. Природный газ – это газовая смесь сероводорода (H_2S) и гелия.
5. Природный газ – это газовая смесь, компонентами которой, в основном, являются предельные углеводороды (C_nH_{2n+2}), азот (N_2), диоксид углерода (CO_2), и сероводорода (H_2S), гелий и в незначительной степени другие составляющие.

ВОПРОС 152.

Что такое абсолютное давление газа и что такое избыточное давление газа?

ОТВЕТЫ:

1. Абсолютное давление газа – это разность между избыточным давлением и атмосферным (барометрическим) давлением внешней среды. Избыточное давление газа представляет собой давление газа на стенки сосуда (трубопровода).
2. Абсолютное давление газа представляет собой давление газа на стенки сосуда (трубопровода). Избыточное давление газа – это разность между абсолютным давлением и атмосферным (барометрическим) давлением внешней среды.
3. Абсолютное давление газа представляет собой сумму давлений газа на стенки сосуда (трубопровода) и давления атмосферы (барометрическое давление) внешней среды в месте нахождения трубопровода. Избыточное давление газа – это разность между давлением атмосферы над уровнем моря и атмосферным давлением в месте нахождения трубопровода.
4. Абсолютное давление газа представляет собой давление газа на стенки сосуда (трубопровода) при нормальных условиях. Избыточное давление газа давление газа представляет собой давление газа на стенки сосуда (трубопровода) при стандартных условиях.
5. Абсолютное давление газа представляет собой давление газа на стенки сосуда (трубопровода) при проектных величинах. Избыточное давление газа – это разность между абсолютным давлением и фактическим давлением газа на стенки сосуда (трубопровода).

ВОПРОС 153.

Какая величина не является единицей измерения давления газа?

ОТВЕТЫ:

1. Паскаль, *Па*.

2. Миллиметр ртутного столба, *мм.рт.ст.*
3. Фунт на квадратный дюйм, *PSI*.
4. Бар, *бар.*
5. Дин в секунду на сантиметр квадратный, *дин·с/см*^{2}

ВОПРОС 154.

Что такое объёмный расход газа Q?

ОТВЕТЫ:

1. Объёмный расход газа Q – масса газа, проходящая через поперечное сечение потока в единицу времени.
2. Объёмный расход газа Q – количество газа в единицах объёма, находящееся в одном километре трубы в данное мгновение.
3. Объёмный расход газа Q – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при давлении газа равном 1 атм.
4. Объёмный расход газа Q – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени.
5. Объёмный расход газа Q – количество газа, проходящее через сечение трубы в течение суток.

ВОПРОС 155.

Как определяется линейная скорость газа *w* в газопроводе?

ОТВЕТЫ:

1. Линейная скорость газа *w* в газопроводе определяется как массовый расход газа в условиях потока (давление, температура) через единицу поперечного сечения потока (трубопровода).
2. Линейная скорость газа *w* в газопроводе определяется как пропускная способность трубопровода через единицу поперечного сечения потока (трубопровода).
3. Линейная скорость газа *w* в газопроводе определяется как производительность трубопровода при усреднении условий потока (давление, температура) за данный период времени через единицу поперечного сечения потока (трубопровода).
4. Линейная скорость газа *w* в газопроводе определяется как объёмный расход газа в условиях потока (давление, температура) через единицу поперечного сечения потока (трубопровода).
5. Линейная скорость газа *w* в газопроводе определяется как массовая скорость газа в условиях потока (давление, температура) через единицу поперечного сечения потока (трубопровода).

ВОПРОС 156.

Каким параметрам соответствуют нормальные условия?

ОТВЕТЫ:

1. Нормальные условия соответствуют:
   $P_0 = 1$, *Mna*, $T_0 = 0$,^{0}*K*, $t_0 = -273{,}15$, ^{0}*C*;
2. Нормальные условия соответствуют:
   $P_0 = 0{,}101325$, *Mna*, $T_0 = 293{,}15$,^{0}*K*, $t_0 = 20$, ^{0}*C*;
3. Нормальные условия соответствуют:
   $P_0 = 0{,}101325$, *Mna*, $T_0 = 273{,}15$,^{0}*K*, $t_0 = 0$, ^{0}*C*;

4. Нормальные условия соответствуют:
   $P_0 = 10$, *Мпа*, $t_0 = 20$, ^0K;
5. Нормальные условия соответствуют рабочем параметрам среды.

ВОПРОС 157.

Что такое уравнение состояния идеального газа?

ОТВЕТЫ:

1. Состояние газа определяется тремя параметрами: давлением *p*, объёмом *V*, температурой *T*. Связь этих параметров между собой описывается уравнением состояния идеального газа Менделеева – Клайперона:
$$p \cdot T = \frac{m}{M} \cdot R_u \cdot V \text{ или } p = \frac{R_u}{M \cdot T} \cdot \rho_u \cdot V$$
2. Состояние газа определяется двумя параметрами: давлением *p*, и температурой *T*. Связь этих параметров между собой описывается уравнением состояния идеального газа Менделеева – Клайперона
$$p = \frac{m}{M} \cdot R_u \cdot T$$
3. Состояние газа определяется тремя параметрами: давлением *p*, объёмом *V*, температурой *T*. Связь этих параметров между собой описывается уравнением состояния идеального газа Менделеева – Клайперона
$$p \cdot V = \frac{m}{M} \cdot R_u \cdot T \text{ или } p = \frac{R_u}{M} \cdot \rho_u \cdot T$$
4. Состояние газа определяется тремя параметрами: давлением *p*, расходом Q, температурой *T*. Связь этих параметров между собой описывается уравнением состояния идеального газа Менделеева – Клайперона
$$p \cdot \mathrm{Q} = \frac{m}{M} \cdot R_u \cdot T \text{ или } p = \frac{R_u}{M} \cdot \rho_u \cdot \mathrm{Q}$$
5. Состояние газа определяется четырьмя параметрами: давлением *p*, объёмом *V*, температурой *T и* расходом Q. Связь этих параметров между собой описывается уравнением состояния идеального газа Менделеева – Клайперона
$$\frac{p \cdot V}{\mathrm{Q}} = \frac{m}{M} \cdot R_u \cdot T \text{ или } p = \frac{R_u}{M \cdot V} \cdot \rho_u \cdot T \cdot \mathrm{Q}$$

ВОПРОС 158.

При постоянстве, каких параметров, определяющих состояние идеального газа, возникает изохорный процесс?

ОТВЕТЫ:

1. Только при постоянстве всех трёх параметров: объёма *V=const,* давления *p =const* и температуры *T=const* возникнет процесс, описанный известным законом (Шарля - Мариотта), определяющим состояние идеального газа.
2. При постоянстве давления *p =const* возникнет процесс, описанный известным законом (Гей – Люсака), определяющим состояние идеального газа.
3. При постоянстве температуры *T=const* возникнет процесс, описанный известным законом (закон Бойля – Мариотта), определяющим состояние идеального газа.
4. При постоянстве объёма *V=const* возникнет процесс, описанный известным законом (закон Шарля), определяющим состояние идеального газа.

5. При постоянстве расхода Q=*const* возникнет процесс, описанный известным законом (Веймара), определяющим состояние идеального газа.

ВОПРОС 159.

Что такое критическое давление газа?

ОТВЕТЫ:

1. Критическим давлением называется такое давление, при котором повышением температуры происходит переход вещества из твёрдого (гидраты) состояния в жидкость. Критическое давление соответствует критической точке перехода вещества из твёрдого в жидкое состояние.
2. Критическим давлением называется такое давление выше, которого повышение температуры не влияет на фазовое состояние вещества. Критическое давление соответствует давлению, при котором наблюдается постоянство фазового состояния вещества.
3. Критическим давлением называется такое давление, при котором при повышении температуры происходит испарение жидкости. Критическое давление соответствует критической точке перехода жидкости в газообразное состояние.
4. Критическим давлением называется такое давление, при котором и выше которого повышением температуры нельзя испарить жидкость. Критическое давление соответствует критической точке перехода газа в жидкое состояние.
5. Критическим давлением называется такое давление, при котором и ниже которого понижением температуры газ переходит в жидкость. Критическое давление соответствует критической точке сжижения газа.

ВОПРОС 160.

Что такое псевдокритические давления и температура газа?

ОТВЕТЫ:

1. Псевдокритические давления и температура газа – это суммарные значения критических давлений и температур всех компонентов смеси газов.
2. Псевдокритические давления и температура газа – это средние взвешенные значения критических давлений и температур каждого компонента смеси газов.
3. Псевдокритические давления и температура газа – это наибольшие значения критических давлений и температур из всех компонентов смеси газов.
4. Псевдокритические давления и температура газа – это наименьшие значения критических давлений и температур из всех компонентов смеси газов.
5. Псевдокритические давления и температура газа – это значения критических давлений и температур каждого компонента смеси газов, делённые на плотность этого компонента соответственно.

ВОПРОС 161.

Какие значения называются приведёнными значениями давления и температура газа?

ОТВЕТЫ:

1. Критические значения давления и температуры для чистых газов и псевдокритические значения для газовых смесей (природный газ), приведённые к фактическим значениям, называются приведёнными.
2. Значения фактического давления и температуры, приведённые к псевдокритическим значениям для чистых газов и к критическим значениям для газовых смесей (природный газ), называются приведёнными.
3. Критические значения давления и температуры, приведённые к псевдокритическим значениям, называются приведёнными.
4. Значения фактического давления и температуры, приведённые к проектным значениям, называются приведёнными.
5. Значения фактического давления и температуры, приведённые к критическим значениям для чистых газов и к псевдокритическим значениям для газовых смесей (природный газ), называются приведёнными.

ВОПРОС 162.

Что такое теплота сгорания газа?

ОТВЕТЫ:

1. Теплота сгорания – количество теплоты, выделяющееся при сгорании определённого объёма или массы газа за одну секунду.
2. Теплота сгорания – наибольшая температура, возникающая при сгорании определённого объёма или массы газа.
3. Теплота сгорания – количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании определённого объёма или массы газа.
4. Теплота сгорания – количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании определённого объёма или массы газа, определяемое как отношение наибольшей температуры, возникающей при горении на время горения.
5. Теплота сгорания – количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании одного метра кубического очищенного и осушенного газа.

ВОПРОС 163.

Какое различие между понятиями - теплота сгорания, теплотворная способность, калорийность газа?

ОТВЕТЫ:

1. Теплота сгорания, теплотворная способность, калорийность газа – это совершенно разные понятия, характеризующие различные свойства газа при использовании его в виде топлива.
2. Теплота сгорания, теплотворная способность, калорийность газа – понятия равнозначные, характеризующие качество газа при использовании его как топливо.
3. Теплота сгорания, теплотворная способность, газа – понятия, характеризующие различные свойства газа при использовании его для различных целей. Теплота сгорания применяется для характеристики газа при использовании его в виде топлива в печных установках, теплотворная способность – понятие, применяемое в основном при использовании газа в

виде моторного топлива, а калорийность понятие, используемое в химической промышленности.

4. Теплота сгорания и теплотворная способность – понятия равнозначные, характеризующие свойство газа при использовании его как топливо. Понятие калорийность газа применяется только при оценке качества газа при его подготовке к дальнему транспорту.
5. Теплота сгорания – понятие, которое используется специалистами на газовых котельных, понятие теплотворная способность применяется при тепловых расчётах магистральных газопроводов, калорийность газа – понятия, характеризующие качество газа, и применяется только при сдаче газа потребителям.

ВОПРОС 164.

Что такое плотность газа?

ОТВЕТЫ:

1. Плотность газа – отношение объема, занимаемое газом V к его массе m.
2. Плотность газа – отношение веса M газа к занимаемому им объёму V.
3. Плотность газа – количество газа, выраженное его массой m в единице объёма V при нормальных условиях.
4. Плотность газа – отношение массы m газа к занимаемому им объёму V.
5. Плотность газа – количество молекул газа, находящееся в одном *кг* газа при стандартных условиях.

ВОПРОС 165.

Что учитывает понятие сжимаемость газа?

ОТВЕТЫ:

1. Сжимаемость газа учитывает отклонение законов реальных газов от законов идеального газа.
2. Сжимаемость газа учитывает влияние давления и температуры на его свойства.
3. Сжимаемость газа учитывает изменение плотности реальных газов в условиях изменения давления.
4. Сжимаемость газа учитывает отклонение законов реальных газов от наличия в газе влаги и механических примесей.
5. Сжимаемость газа учитывает изменение взаимодействия составляющих компонентов реальных газов влияния температура.

ВОПРОС 166.

Что характеризует динамическую вязкость газа?

ОТВЕТЫ:

1. Динамическая вязкость газа характеризуется действием силы адгезии, возникающей между двумя слоями газа, отнесённой к единице поверхности соприкосновения слоёв, пропорциональной градиенту скорости в направлении, перпендикулярном движению.
2. Динамическая вязкость газа характеризуется действием молекулярных сил, возникающих при повышении, температура газа, отнесённых к единице объёма, направленных перпендикулярно оси трубопровода.
3. Динамическая вязкость газа (внутреннее трение) характеризуется действием силы между двумя слоями газа в направлении, противоположном

движению, отнесённой к единице поверхности соприкосновения слоёв, пропорциональной градиенту скорости в направлении, перпендикулярном движению.

4. Динамическая вязкость газа (внешнее трение) характеризуется действием силы между слоями газа и стенкой трубы в направлении, противоположном движению, отнесённой к единице поверхности соприкосновения слоёв, пропорциональной градиенту скорости в направлении, перпендикулярном движению.
5. Динамическая вязкость газа (внутреннее трение) характеризуется действием силы инерции, возникающей при движении газа по трубопроводу, в направлении градиента скорости газа, отнесённой к единице массы газа.

ВОПРОС 167.

Что такое абсолютная влажность и относительная влажность газа?

ОТВЕТЫ:

1. Абсолютная влажность газа – количество водяного пара в единицах массы, содержащегося в единице массы или объёма газа при стандартных условиях.

   Относительная влажность газа – отношение показателя абсолютной влажности газа к максимально возможному количеству водяных паров в единице объёма газа при стандартных условиях.
2. Абсолютная влажность газа – количество водяного пара в единицах массы, содержащегося в единице массы или объёма газа при нормальных условиях.

   Относительная влажность газа – отношение показателя абсолютной влажности газа к максимально возможному количеству водяных паров в единице объёма газа при нормальных условиях.
3. Абсолютная влажность газа – количество водяного пара в единицах массы, содержащегося в *1 м*^{3} объёма газа при проектных давлениях и температуре.

   Относительная влажность газа – отношение максимально возможного количества водяных паров в *1 м*^{3} объёма газа к фактическому при проектных давлениях и температуре.
4. Абсолютная влажность газа – количество водяного пара в единицах массы, содержащегося в единице массы или объёма газа при одних и тех же давлениях и температуре.

   Относительная влажность газа – отношение фактического количества водяных паров в единице объёма газа к максимально возможному при одних и тех же давлении и температуре.
5. Абсолютная влажность газа – максимально возможное количество водяного пара в единицах массы, содержащегося в единице массы или объёма газа при одних и тех же давлениях и температуре.

   Относительная влажность газа – отношение фактического количества водяных паров в единице объёма газа к показателю абсолютной влажности газа при одних и тех же давлении и температуре.

ВОПРОС 168.

Какие различают основные режимы течения газа в магистральных газопроводах?

ОТВЕТЫ:

1. Различают два режима течения газа в магистральных трубопроводах плавный и волнообразный.
2. Различают три режима течения газа в магистральных трубопроводах медленный, быстрый и ускоренный.
3. Различают два режима течения газа в магистральных трубопроводах стационарный и нестационарный.
4. Различают три режима течения газа в магистральных трубопроводах изобарный, изотермический и изохорный.
5. Различают два режима течения газа в магистральных трубопроводах ламинарный и турбулентный.

ВОПРОС 169.

От чего зависит распределение скорости и потери напора в сечении магистрального газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Распределение скорости и потери напора зависят только от диаметра трубы, скорости течения газа, вязкости и шероховатости стенок трубы.
2. Распределение скорости и потери напора зависят только от диаметра трубы, и скорости течения газа.
3. Распределение скорости и потери напора зависят только от шероховатости стенок трубы.
4. Распределение скорости и потери напора зависят от скорости течения и вязкости газа.
5. Распределение скорости и потери напора зависят от диаметра трубы, скорости течения газа, вязкости, давления, температуры и шероховатости стенок трубы.

ВОПРОС 170.

Что такое коэффициент гидравлической эффективности магистрального газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Коэффициент гидравлической эффективности магистрального газопровода, безразмерный коэффициент, определяется отношением фактической и расчётной скорости потока.
2. Коэффициент гидравлической эффективности магистрального газопровода – это безразмерный коэффициент, который определяется отношением фактической и расчётной пропускной способности (расходом) газопровода.
3. Коэффициент гидравлической эффективности магистрального газопровода, безразмерный коэффициент, определяется отношением расчётной и фактической пропускной способности (расходом) газопровода.
4. Коэффициент гидравлической эффективности магистрального газопровода, безразмерный коэффициент, определяется отношением фактической и технически возможной пропускной способности (расходом) газопровода.

5. Коэффициент гидравлической эффективности магистрального газопровода, это то же самое, что и коэффициент гидравлического сопротивления газопровода.

ВОПРОС 171.

Чему равен показатель адиабаты?

ОТВЕТЫ:

1. Показатель адиабаты равен отношению относительного изменения давления к соответствующему относительному изменению плотности:
$$\frac{T_1}{T_2} \Big/ \frac{\rho_1}{\rho_2} = \gamma$$
2. Показатель адиабаты равен отношению относительного изменения давления к соответствующему относительному изменению плотности:
$$\frac{p_1}{p_2} \Big/ \frac{\Delta_1}{\Delta_2} = \gamma$$
3. Показатель адиабаты равен отношению относительного изменения давления к соответствующему относительному изменению плотности:
$$\frac{p_1}{p_2} \Big/ \frac{\rho_1}{\rho_2} = \gamma$$
4. Показатель адиабаты равен отношению относительного изменения давления к соответствующему относительному изменению плотности:
$$\frac{p_1}{p_2} \Big/ \frac{T_1}{T_2} = \gamma$$
5. Показатель адиабаты равен отношению относительного изменения давления к соответствующему относительному изменению плотности:
$$\frac{\lambda_1}{\lambda_2} \Big/ \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} = \gamma$$

ВОПРОС 172.

Что такое пропускная способность газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Пропускная способность газопровода (ГТС): количество газа (в *м*^{3} при стандартных условиях), которое проходит через поперечное сечение в конце газопровода в данный момент времени при фактических параметрах технологического режима транспортировки газа по этому газопроводу.
2. Пропускная способность газопровода (ГТС): количество газа (в *кг* при нормальных условиях), которое транспортируется через газопровод (ГТС) в течении определенного время от поступления газа в начале газопровода до его выхода в конце газопровода (участка) с учётом фактического технического состояния газопровода (ГТС), его текущей или

прогнозируемой фактической конфигурации и фактических параметров технологического режима транспортировки газа.

3. Пропускная способность газопровода (ГТС): среднесуточное количество газа (в $м^3$ при нормальных условиях), которое транспортируется через газопровод (ГТС) в течение года, определенное с учётом фактического технического состояния газопровода (ГТС) за этот период, его фактической конфигурации и фактических параметров технологического режима транспортировки газа.
4. Пропускная способность газопровода (ГТС): количество газа (в $м^3$ при стандартных условиях), которое транспортируется через газопровод (ГТС) в час или в сутки, определенное с учётом фактического технического состояния газопровода (ГТС), его текущей или прогнозируемой фактической конфигурации и фактических параметров технологического режима транспортировки газа.
5. Пропускная способность газопровода (ГТС): количество газа (в $м^3$ при стандартных условиях), которое может быть протранспортировано через газопровод (ГТС) в час или в сутки, определенное с учётом возможного технического состояния газопровода (ГТС), его прогнозируемой конфигурации и прогнозируемых параметров технологического режима транспортировки газа.

ВОПРОС 173.

Что такое загрузка газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Загрузка газопровода (ГТС) - количество работающих (загруженных в трассу) ГПА в расчётном периоде времени (год, сезон, квартал, месяц).
2. Загрузка газопровода (ГТС) или производительность газопровода (ГТС) - количество протранспортированного газа (в $м^3$ при стандартных условиях), замеренного или рассчитанного в конечном поперечном сечении газопровода за расчётный период времени (год, сезон, квартал, месяц).
3. Загрузка газопровода (ГТС) – это количество газа (в $м^3$ при проектных параметрах), вмещающегося в объём газопровода (ГТС) за расчётный период времени (год, сезон, квартал, месяц).
4. Загрузка газопровода (ГТС) или производительность газопровода (ГТС) - количество газа (в $м^3$ при стандартных условиях), образованное разницей между объёмом газа, поставленного для транспортировки по газопроводу (ГТС) и объёмом газа переданного в конце газопровода за расчётный период времени (год, сезон, квартал, месяц).
5. Загрузка газопровода (ГТС) или производительность газопровода (ГТС) - количество газа (в $м^3$ при стандартных условиях), транспортируемого по газопроводу (ГТС) за расчётный период времени (год, сезон, квартал, месяц).

ВОПРОС 174.

Что такое идентификация фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС)?

ОТВЕТЫ:

1. Идентификация фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) – это расчёт фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) на основе балансовых данных, полученного путём

расчёта расхода в начале $Q_н$ и в конце $Q_к$ газопровода (ГТС) с наименьшей степенью отличия полученных расчётных параметров от фактических. Расчёт выражается в расходах газа, полученных на каждом расчётном участке газопровода (ГТС) ($q_н$, $q_к$).

2. Идентификация фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) – это повторение фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) на основе фактических данных замеров расходов на ГИС и ПЗРГ, полученного путём расчёта давлений и температур, в том числе не измеряемых параметров, на каждом расчётном участке газопровода ($p_н$, $p_к$, $t_н$, $t_к$) с наименьшей степенью отличия расчётных параметров от фактических, а также параметров расхода в начале $Q_н$ и в конце $Q_к$ газопровода (ГТС).
3. Идентификация фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) – это повторение фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС), полученного путём расчёта фактических параметров на основе существующих фактических данных с наименьшей степенью отличия расчётных параметров от фактических. Расчёт выражается в параметрах, полученных на каждом расчётном участке газопровода (ГТС) ($p_н$, $p_к$, $t_н$, $t_к$, $q_н$, $q_к$), в том числе и в не измеряемых параметрах.
4. Идентификация фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) – это прогнозирование фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) на основе расчётных оптимизационных данных, полученного путём расчёта возможных параметров с наименьшей степенью отличия расчётных параметров от фактических. Расчёт выражается в параметрах, на каждом расчётном участке газопровода (ГТС) ($p_н$, $p_к$, $t_н$, $t_к$, $q_н$, $q_к$), в том числе не в измеряемых параметрах.
5. Идентификация фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) – это расчёт фактического режима работы магистрального газопровода (ГТС) на основе предшествующих суточных данных, путём статистического анализа и расчёта пропускных способностей участков с наименьшей степенью отличия полученных расчётных параметров от фактических. Расчёт выражается в параметрах, полученных на каждом расчётном участке газопровода (ГТС) ($p_н$, $p_к$, $t_н$, $t_к$, $q_н$, $q_к$), в том числе и в не измеряемых параметрах.

ВОПРОС 175.

Чем будет определяться пропускная способность и производительность газотранспортной системы или магистрального газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Пропускная способность и производительность газотранспортной системы или магистрального газопровода будет определяться наибольшей величиной пропускной способности участков её составляющих.
2. Пропускная способность и производительность газотранспортной системы или магистрального газопровода будет определяться среднеарифметической величиной пропускной способности участков её составляющих.
3. Пропускная способность и производительность газотранспортной системы или магистрального газопровода будет определяться средневзвешенной величиной пропускной способности участков её составляющих.

4. Пропускная способность и производительность газотранспортной системы или магистрального газопровода будет определяться наименьшей величиной пропускной способности участков её составляющих.
5. Пропускная способность и производительность газотранспортной системы или магистрального газопровода будет определяться величиной пропускной способностью участка последнего из её составляющих.

ВОПРОС 176.

Технически возможная пропускная способность участка системы газопроводов (ГТС)?

ОТВЕТЫ:

1. Технически возможная пропускная способность участка системы газопроводов (ГТС) – максимальное расчётное количество газа (за некоторый период: сутки, неделя, месяц, квартал, год), которое может быть передано по участку системы газопроводов (магистральному газопроводу, газопроводу отводу, распределительному газопроводу высокого давления, газопроводу подключения и т. д.) при стационарном режиме с учётом максимально возможного приближения условий транспорта газа (заданных расчётных данных, состояния оборудования) к проектным показателям.
2. Технически возможная пропускная способность участка системы газопроводов (ГТС) – минимальное расчётное количество газа (за некоторый период: сутки, неделя, месяц, квартал, год), которое может быть передано по участку системы газопроводов (магистральному газопроводу, газопроводу отводу, распределительному газопроводу высокого давления, газопроводу подключения и т. д.) при стационарном режиме с учётом максимально возможного приближения условий транспорта газа (заданных расчётных данных, состояния оборудования) к допустимым показателям.
3. Технически возможная пропускная способность участка системы газопроводов (ГТС) – проектное расчётное количество газа (за некоторый период: сутки, неделя, месяц, квартал, год), которое может быть передано по участку системы газопроводов (магистральному газопроводу, газопроводу отводу, распределительному газопроводу высокого давления, газопроводу подключения и т. д.) при стационарном режиме.
4. Технически возможная пропускная способность участка системы газопроводов (ГТС) – расчётное количество газа (за некоторый период: сутки, неделя, месяц, квартал, год), которое может быть передано по участку системы газопроводов (магистральному газопроводу, газопроводу отводу, распределительному газопроводу высокого давления, газопроводу подключения и т. д.) при стационарном режиме с учётом приближения условий транспорта газа (заданных расчётных данных, состояния оборудования) к максимальным паспортным показателям.
5. Технически возможная пропускная способность участка системы газопроводов (ГТС) – среднее расчётное количество газа (за некоторый период: сутки, неделя, месяц, квартал, год), которое может быть передано по участку системы газопроводов (магистральному газопроводу, газопроводу отводу, распределительному газопроводу высокого давления, газопроводу подключения и т. д.) при стационарном режиме с учётом максимально возможного приближения условий транспорта газа

(заданных расчётных данных, состояния оборудования) к средним показателям за рассматриваемый период.

ВОПРОС 177.

Что такое допустимый технологический режим системы газопроводов (ГТС)?

ОТВЕТЫ:

1. Под допустимым технологическим режимом необходимо понимать режим работы ГТС, при котором параметры не выходят за рамки, установленные при испытании МГ на плотность и прочность (испытательное давление) и технических характеристик оборудования, полученных при проведении их опытной эксплуатации.
2. Под допустимым технологическим режимом необходимо понимать режим работы ГТС, при котором параметры не выходят за рамки, установленные проектом, условиями эксплуатации МГ (установленное рабочее давление) и техническими паспортными характеристиками оборудования, установленными заводами-изготовителями.
3. Под допустимым технологическим режимом необходимо понимать режим работы ГТС, при котором параметры не выходят за рамки, полученными за весь период эксплуатации МГ (максимальное рабочее давление) и техническими характеристиками оборудования, установленными нормативной документацией эксплуатирующей организации.
4. Под допустимым технологическим режимом необходимо понимать режим работы ГТС, при котором её параметры не превышают, установленные руководством эксплуатирующей организации (узаконенное рабочее давление и технические характеристики газотранспортного оборудования).
5. Под допустимым технологическим режимом необходимо понимать режим работы ГТС, при котором параметры МГ и технические характеристики оборудования не выходят за рамки, установленные органом надзора (Ростехнадзор) (предписанное рабочее давление).

ВОПРОС 178.

Что такое конфигурация газотранспортной системы (сети)?

ОТВЕТЫ:

1. Под конфигурацией газотранспортной системы (сети) понимается состояние ГПА на КС (работа, резерв, ремонт), определяющих основную возможность газотранспортного оборудования на линейной части магистральных газопроводов.
2. Под конфигурацией газотранспортной системы (сети) понимается положение запорной арматуры (открыто/закрыто) на линейной части магистральных газопроводов, технологических и межсистемных перемычках.
3. Под конфигурацией газотранспортной системы (сети) понимается состояние линейной части магистральных газопроводов (работа, ремонт, отключено, освобождено от газа), определяющее основные возможности транспортировки газа.
4. Под конфигурацией газотранспортной системы (сети) понимается положение запорной арматуры (открыто/закрыто) на линейной части магистральных газопроводов, технологических и межсистемных

перемычках, распределительных газопроводах и газопроводах отводах, узлах редуцирования газа, загрузка компрессорных станций и других объектов и оборудования.

5. Под конфигурацией газотранспортной системы (сети) понимается положение запорной арматуры (открыто/закрыто) на технологических и межсистемных перемычках, обеспечивающее направление газотранспортных потоков.

ВОПРОС 179.

Что такое массовый, объёмный и коммерческий расход газа?

ОТВЕТЫ:

1. *Массовый расход газа* – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени, *м³/с*.
   Объёмный расход газа – количество газа в единицах веса, проходящее через сечение трубы в единицу времени при фактических условиях. *кг/с*.
   Коммерческий расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при нормальных условиях, *м³/с*.
2. *Массовый расход газа* – количество газа в единицах веса, проходящее через сечение трубы в единицу времени, *кг/с*.
   Объёмный расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при фактических условиях, *м³/с*.
   Коммерческий расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при стандартных условиях, *м³/с*.
3. *Массовый расход газа* – количество газа в единицах веса, проходящее через сечение трубы в единицу времени при нормальных условиях, *кг/с*.
   Объёмный расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при стандартных условиях, *м³/с*.
   Коммерческий расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в единицу времени при фактических условиях, *м³/с*.
4. *Массовый расход газа* – количество газа в единицах веса, проходящее через сечение трубы в течение суток, *кг/сут*.
   Объёмный расход газа – количество газа в единицах объёма, проходящее через сечение трубы в течение суток при нормальных условиях, *м³/сут*.
   Коммерческий расход газа – количество газа в единицах веса, проходящее через сечение трубы в единицу времени при стандартных условиях, *кг/с*.
5. *Массовый расход газа* – количество газа в единицах объёма, проходящее через любое сечение трубы в единицу времени, *м³/с*.
   Объёмный расход газа – количество газа в единицах объёма, полученное в начале газопровода (ГТС) в единицу времени при фактических условиях (давление, температура, плотность), *м³/с*.
   Коммерческий расход газа – количество газа в единицах объёма, переданное в конце газопровода (ГТС) в единицу времени при стандартных условиях, *м³/с*

ВОПРОС 180.

Какие существует два основных способа расчёта расхода газа в любой точке участка ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Существует два основных способа расчёта расхода газа в любой точке участка ГТС:
   - балансовый расчёт;
   - гидравлический расчёт.
2. Существует два основных способа расчёта расхода газа в любой точке участка ГТС:
   - аэродинамический расчёт;
   - термодинамический расчёт.
3. Существует два основных способа расчёта расхода газа в любой точке участка ГТС:
   - плановый расчёт;
   - статистический расчёт.
4. Существует два основных способа расчёта расхода газа в любой точке участка ГТС:
   - расходный расчёт;
   - тепловой расчёт.
5. Существует два основных способа расчёта расхода газа в любой точке участка ГТС:
   - изобарный расчёт;
   - изотермный расчёт.

ВОПРОС 181.

Что такое запас газа в газопроводе?

ОТВЕТЫ:

1. Запас газа в газопроводе: количество газа, характеризующегося его качественными показателями, выраженное в *кг* при стандартных условиях, содержащееся в единице трубопровода в данный (мгновенный) момент времени.
2. Запас газа в газопроводе: количество газа, характеризующегося его качественными показателями, выраженное в $м^3$ при нормальных условиях, содержащееся в единице трубопровода в данный (мгновенный) момент времени.
3. Запас газа в газопроводе: количество газа, характеризующегося его качественными показателями, выраженное в $м^3$ при фактических условиях, содержащееся в единице трубопровода в данный (мгновенный) момент времени.
4. Запас газа в газопроводе: количество газа, характеризующегося его качественными показателями, выраженное в $м^3$ при стандартных условиях, находящееся в единице трубопровода в течение диспетчерских суток.
5. Запас газа в газопроводе: количество газа, характеризующегося его качественными показателями, выраженное в $м^3$ при стандартных условиях, содержащееся в единице трубопровода в данный (мгновенный) момент времени.

ВОПРОС 182.

По какой формуле можно рассчитать средний запас газа участка газопровода в конкретный момент времени?

ОТВЕТЫ:

1. Средний запас газа участка газопровода в конкретный момент времени можно рассчитать по формуле:

$$V_{\text{ср}} = 10^{-6} \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2}{4 \cdot l} \cdot \frac{T_{\text{ср}} \cdot p_{\text{ср}} \cdot z_{\text{ср}}}{P_{\text{с}} \cdot T_{\text{с}}}$$

где T_c – температура при стандартных условиях, *К*;
P_c – давление при стандартных условиях, *МПа*;
$p_{\text{ср}}$ – среднее давление газа участка газопровода при рабочих условиях, *МПа*;
$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа участка газопровода при рабочих условиях, *К*;
$z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сжимаемости газа на участке газопровода при рабочих условиях;
$D_{вн}$ – внутренний диаметр участка трубопровода, *м*.
l – длина трубопровода, *м*;

2. Средний запас газа участка газопровода в конкретный момент времени можно рассчитать по формуле:

$$V_{\text{ср}} = 10^{-6} \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2}{2} \cdot \frac{T_{\text{с}} \cdot p_{\text{ср}} \cdot \rho_{\text{ср}}}{P_{\text{с}} \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} \cdot l$$

где T_c – температура при стандартных условиях, *К*;
P_c – давление при стандартных условиях, *МПа*;
$p_{\text{ср}}$ – среднее давление газа участка газопровода при рабочих условиях, *МПа*;
$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа участка газопровода при рабочих условиях, *К*;
$z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сжимаемости газа на участке газопровода при рабочих условиях;
$\rho_{\text{ср}}$ – средняя плотность газа при рабочих условиях на участке газопровода, *кг/м³*;
$D_{вн}$ – внутренний диаметр участка трубопровода, *м*.
l – длина трубопровода, *м*;

3. Средний запас газа участка газопровода в конкретный момент времени можно рассчитать по формуле:

$$V_{\text{ср}} = 10^{-6} \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2}{4} \cdot \frac{T_{\text{с}} \cdot p_{\text{ср}}}{P_{\text{с}} \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} \cdot l$$

где T_c – температура при стандартных условиях, *К*;
P_c – давление при стандартных условиях, *МПа*;
$p_{\text{ср}}$ – среднее давление газа участка газопровода при рабочих условиях, *МПа*;
$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газа участка газопровода при рабочих условиях, *К*;

$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа на участке газопровода при рабочих условиях;
$D_{вн}$ – внутренний диаметр участка трубопровода, *м*.
l – длина трубопровода, *м*;

4. Средний запас газа участка газопровода в конкретный момент времени можно рассчитать по формуле:

$$V_{ср} = 10^{-3} \cdot \frac{D_{вн}^2}{4} \cdot \frac{T_с \cdot p_{ср}}{P_с \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}} \cdot S$$

где T_c – температура при стандартных условиях, *К*;
P_c – давление при стандартных условиях, *МПа*;
$p_{ср}$ – среднее давление газа участка газопровода при рабочих условиях, *МПа*;
$T_{ср}$ – средняя температура газа участка газопровода при рабочих условиях, *К*;
$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа на участке газопровода при рабочих условиях;
$D_{вн}$ – внутренний диаметр участка трубопровода, *м*.
S – сечение газопровода, *м*^{2};

5. Средний запас газа участка газопровода в конкретный момент времени можно рассчитать по формуле:

$$V_{ср} = 10^{-6} \cdot \frac{D_{вн}^2}{4 \cdot l} \cdot \frac{P_с \cdot p_{ср}}{T_с \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}}$$

где T_c – температура при стандартных условиях, *К*;
P_c – давление при стандартных условиях, *МПа*;
$p_{ср}$ – среднее давление газа участка газопровода при рабочих условиях, *МПа*;
$T_{ср}$ – средняя температура газа участка газопровода при рабочих условиях, *К*;
$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа на участке газопровода при рабочих условиях;
$D_{вн}$ – внутренний диаметр участка трубопровода, *м*.
l – длина трубопровода, *м*;

ВОПРОС 183.

Какие различают режимы истечения при опорожнении участка газопровода, находящегося под давлением газа, путём его сброса через свечу?

ОТВЕТЫ:

1. При опорожнении участка газопровода, находящегося под давлением газа, путём его сброса через свечу различают два режима истечения:
- ламинарный, когда скорость газа на выходе свечи равна во всех плоскостях;
- турбулентный, когда скорость газа на выходе свечи в разных плоскостях различна, из-за чего возникают завихрения потока.

2. При опорожнении участка газопровода, находящегося под давлением газа, путём его сброса через свечу различают три режима истечения:

- спокойный, когда скорость газа на выходе свечи не превышает 20 *м/сек*;
- повышенный, когда скорость газа на выходе свечи превышает 20 *м/сек*;
- опасный, когда скорость газа на выходе свечи равна местной скорости звука.

3. При опорожнении участка газопровода, находящегося под давлением газа, путём его сброса через свечу различают три режима истечения:
- закритический (сверх звуковой), когда скорость газа на выходе свечи превышает местную скорость звука;
- критический (звуковой), когда скорость газа на выходе свечи равна местной скорости звука;
- докритический (дозвуковой), когда скорость газа на выходе свечи меньше скорости звука.

4. При опорожнении участка газопровода, находящегося под давлением газа, путём его сброса через свечу различают два режима истечения:
- критический (звуковой), когда скорость газа на выходе свечи равна местной скорости звука;
- докритический (дозвуковой), когда скорость газа на выходе свечи меньше скорости звука.

5. При опорожнении участка газопровода, находящегося под давлением газа, путём его сброса через свечу возможен только один режим истечения: дозвуковой, когда скорость газа на выходе свечи меньше скорости звука, потому что она априори не может превышать скорость звука ни при каких условиях истечения.

ВОПРОС 184.

Каким образом критический режим истечения зависит от показателя адиабаты?

ОТВЕТЫ:

1. Критический режим истечения возникает, если давление в газопроводе больше давления в среде, куда выпускается газ, в определённое число раз, зависящее от показателя адиабаты.

2. Критический режим истечения не зависит от показателя адиабаты.

3. Критический режим истечения возникает, если показатель адиабаты выше отношения давления среды и газа в трубопроводе.

4. Критический режим истечения возникает, если давление в газопроводе больше давления в среде, куда выпускается газ, на величину равную показателю адиабаты.

5. Критический режим истечения возникает, если давление в газопроводе больше давления в среде, куда выпускается газ, на величину равную $\left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$

где γ - показатель адиабаты.

ВОПРОС 185.

Почему истечение газа из свечей магистральных, распределительных, газопроводов отводов и других газопроводов ГТС является критическим?

ОТВЕТЫ:

1. Поскольку практически все свечи из магистральных, распределительных, газопроводов отводов и других газопроводов, выпускающих газ в атмосферу, имеют диаметр больше того при котором возникает критическое истечение газа.
2. Поскольку практически все свечи из магистральных, распределительных, газопроводов отводов и других газопроводов выпускают газ в атмосферу и температура газа в этих газопроводах как правило положительная, то истечение газа является критическим.
3. Поскольку практически все свечи из магистральных, распределительных, газопроводов отводов и других газопроводов выпускают газ в атмосферу и давление в этих газопроводах существенно выше атмосферного, то истечение газа является критическим.
4. Поскольку практически все свечи из магистральных, распределительных, газопроводов отводов и других газопроводов выпускают газ в атмосферу и коэффициент сжимаемости газа в этих газопроводах выше единицы, то истечение газа является критическим.
5. Поскольку практически все свечи из магистральных, распределительных, газопроводов отводов и других газопроводов выпускают газ в атмосферу и плотность газа в этих газопроводах существенно выше плотности атмосферного воздуха, то истечение газа является критическим.

ВОПРОС 186.

По какой формуле можно найти время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания через свечу $p_н$ до значения $p_к$ при критическом истечении?

ОТВЕТЫ:

1. Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания через свечу $p_н$ до значения $p_к$ при критическом истечении, можно найти по формуле:

$$t = \frac{V}{D} \cdot \frac{ln\left(\frac{p_к}{p_н}\right)}{\left(\frac{2}{\gamma - 1}\right)^{\frac{1}{\gamma - 1}} \sqrt{\frac{4 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_к}{\gamma - 1}}}$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с;*

V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, *м*^{3};

D – диаметр свечи, *мм*;

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

$T_к$ – температура конечная в газопроводе, *К*;

γ – показатель адиабаты;

R – универсальная газовая постоянная, *Дж/кг К*.

2. Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания через свечу $p_н$ до значения $p_к$ при критическом истечении, можно найти по формуле:

$$t = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{f\left(\gamma, \frac{p_н}{p_{атм}}, \frac{p_к}{p_{атм}}\right)}{\sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_г}{\gamma + 1}}}$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с;*

V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, *м³*;

S_c – сечение свечи, *м²*;

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_{атм}$ - атмосферное давление, *МПа*;

γ – показатель адиабаты;

$T_г$ – температура газа в газопроводе, *К*;

R – универсальная газовая постоянная, *Дж/кг К*.

3. Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания через свечу $p_н$ до значения $p_к$ при критическом истечении, можно найти по формуле:

$$t = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{lg\left(\frac{p_н}{p_к}\right)}{\left(\frac{1}{\gamma + 1}\right)^{\frac{1}{\gamma - 1}} \sqrt{\frac{R \cdot T_н}{\gamma + 1}}}$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с;*

V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, *м³*;

S_c – сечение свечи, *м²*;

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

$T_н$ – температура начальная в газопроводе, *К*;

γ – показатель адиабаты;

R – универсальная газовая постоянная, *Дж/кг К*.

4. Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания через свечу $p_н$ до значения $p_к$ при критическом истечении, можно найти по формуле:

$$t = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{\left(1 - \frac{p_н}{p_к}\right)}{\left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{3{,}24} \sqrt{\frac{3 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_{ср}}{\gamma + 1}}}$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с;*

V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, *м³*;

S_c – сечение свечи, *м²*;

$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

$T_{ср}$ – температура средняя в газопроводе, *К*;
γ – показатель адиабаты;
R – универсальная газовая постоянная, *Дж/кг К*;

5. Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания через свечу $p_н$ до значения $p_к$ при критическом истечении, можно найти по формуле:

$$t = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{ln\left(\frac{p_н}{p_к}\right)}{\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{1}{\gamma-1}} \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_н}{\gamma+1}}}$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с;*
V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, *м³*;
S_c – сечение свечи, *м²*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;
$T_н$ – температура начальная в газопроводе, *К*;
γ – показатель адиабаты;
R – универсальная газовая постоянная, *Дж/кг К*;

ВОПРОС 187.

По какой формуле можно рассчитать количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода за единицу времени, выраженное в *кг*?

ОТВЕТЫ:

1. Количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода за определённый период времени, выраженное в *кг* определяют по формуле:

$$M = \rho_c \cdot v_c \cdot S_c$$

где M – массовый расход газа через свечу, *кг/с*;
ρ_c – плотность газа на выходе их свечи, *кг/м³*;
v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;
S_c – площадь сечение свечи, *м²*.

2. Количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода за определённый период времени, выраженное в *кг* определяют по формуле:

$$Q = \frac{\rho_c}{\rho_{ст}} \cdot v_c \cdot S_c$$

где Q – объём выпущенного через свечу газа, *кг/с*;
$\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях, *кг/м³*.
ρ_c – плотность газа на выходе их свечи, *кг/м³*;
v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;
S_c – площадь сечение свечи, *м²*.

3. Количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода за определённый период времени, выраженное в *кг* определяют по формуле:

$$V = \rho_c \cdot v_c \cdot S_c$$

где V – объём выпущенного через свечу газа, *кг*;
ρ_c – плотность газа на выходе их свечи, *кг/м³*;
v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;
S_c – площадь сечение свечи, *м²*.

4. Количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода за определённый период времени, выраженное в *кг* определяют по формуле:

$$M = p_{\text{г}} \cdot v_c \cdot S_c$$

где M – массовый расход газа через свечу, *кг/с*;
$p_{\text{г}}$ – давление на выходе из свечи, *МПа*;
v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;
S_c – площадь сечение свечи, *м²*.

5. Количество газа, выпускаемого через свечу из газопровода за определённый период времени, выраженное в *кг* определяют по формуле:

$$Q = \frac{p_{\text{ат}}}{p_{\text{г}}} \cdot v_c \cdot S_c$$

где Q – массовый расход газа через свечу, *кг/с*;
$p_{\text{г}}$ – давление на выходе из свечи, *МПа*;
$p_{\text{ат}}$ – давление атмосферное, *МПа*;
v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;
S_c – площадь сечение свечи, *м²*.

ВОПРОС 188.

Какой режим работы ГТС считается оптимальным?

ОТВЕТЫ:

1. Оптимальный режим работы ГТС – это режим, максимально приближенный к проектному режиму.
2. Оптимальный режим работы ГТС – это такой режим, обеспечивающий выполнение условий, заданных в диспетчерском задании вышестоящим уровнем управления, который лучше (предпочтительней, эффективней) по отношению к существующему режиму.
3. Оптимальный режим работы ГТС – это такой режим, обеспечивающий выполнение условий, заданных в диспетчерском задании вышестоящим уровнем управления, который имеет меньшие показатели расхода газа на собственные технологические нужды по отношению к существующему режиму.
4. Оптимальный режим работы ГТС – это такой режим, обеспечивающий условия, заданные в диспетчерском задании вышестоящим уровнем управления, при котором выполняется наибольшая товаротранспортная работа.
5. Оптимальный режим работы ГТС – это такой режим, обеспечивающий выполнение условий, заданных в диспетчерском задании вышестоящим уровнем управления, который использует наименьшее количество работающих ГПА по отношению к существующему режиму.

ВОПРОС 189.

Что является обязательным условием для проведения оптимизации существующего режима работы ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Для того, чтобы оптимизировать существующий режим работы ГТС, диспетчер должен получить разрешение у непосредственного руководителя.
2. Для того, чтобы оптимизировать существующий режим работы ГТС, диспетчер должен выяснить наличие резервных газотранспортных мощностей.
3. Для того, чтобы оптимизировать существующий режим работы ГТС, диспетчер должен определить, величину свободных ресурсов газа и их месторасположение.
4. Для того, чтобы оптимизировать существующий режим работы ГТС, диспетчер должен определить, по какому параметру (критерию) будет проводиться оптимизация.
5. Для того, чтобы оптимизировать существующий режим работы ГТС, диспетчер должен определить, ТВПС участков ГТС, задействованных в оптимизация режима работы.

ВОПРОС 190.

Какие виды планирования различают в диспетчерском управлении?

ОТВЕТЫ:

1. В диспетчерском управлении различают планирование:
   - кратковременное;
   - долговременное.
2. В диспетчерском управлении различают планирование:
   - оперативное;
   - суточное;
   - месячное;
   - годовое.
3. В диспетчерском управлении различают планирование:
   - потоковое;
   - режимное;
   - товаротранспортное;
   - ресурсное.
4. В диспетчерском управлении различают планирование:
   - оперативное;
   - краткосрочное;
   - среднесрочное;
   - долгосрочное.
5. В диспетчерском управлении различают планирование:
   - текущее;
   - перспективное;
   - стратегическое.

ВОПРОС 191.

Какое планирование режимов работы ГТС относится к краткосрочному диспетчерскому планированию?

ОТВЕТЫ:

1. К краткосрочному диспетчерскому планированию относится планирование:
   - режимов работы ГТС на месяц с разбивкой по неделям;
   - суточных режимов работы ГТС;
   - сменных режимов работы ГТС.
2. К краткосрочному диспетчерскому планированию относится планирование:
   - режимов работы ГТС при проведении комплексов ППР;
   - суточных режимов работы ГТС;
   - сменных режимов работы ГТС.
3. К краткосрочному диспетчерскому планированию относится планирование:
   - режимов работы ГТС при проведении комплексов ППР;
   - режимов работы ГТС при проведении внутритрубной дефектоскопии;
   - режимов работы ГТС при проведении ремонтных работ.
4. К краткосрочному диспетчерскому планированию относится планирование:
   - режимов работы ГТС при похолоданиях;
   - режимов работы ГТС при отборах и закачке газа в ПХГ;
   - режимов работы ГТС на приграничных экспортных участках ГТС.
5. К краткосрочному диспетчерскому планированию относятся любые планирования режимов работы ГТС в период более недели и менее месяца.

ВОПРОС 192.

В чём заключается оперативное диспетчерское управление ГТС, объектами и оборудованием?

ОТВЕТЫ:

1. Оперативное диспетчерское управление заключается в разработке новых суточных режимов работы ГТС, объектов и оборудования.
2. Оперативное диспетчерское управление заключается в разработке прогнозов изменения режима работы ГТС, объектов и оборудования.
3. Оперативное диспетчерское управление заключается в постоянном изменении режима работы ГТС, объектов и оборудования, вследствие большой инерционности ГТС ЕСГ.
4. Оперативное диспетчерское управление заключается в необходимости изменения режима работы ГТС, объектов и оборудования, вследствие ежесуточного получения новых заданий руководства ПАО «Газпром».
5. Оперативное диспетчерское управление заключается в постоянной корректировке фактического режима работы ГТС, объектов и оборудования, в следствии постоянного существующего воздействия на ГТС.

ВОПРОС 193.

Какие основные факторы влияют на характер газопотребления?

ОТВЕТЫ:

1. На характер газопотребления влияет один основной фактор – дисциплина газопотребления.
2. На характер газопотребления влияют в основном три фактора:
   - хронологический;
   - метеорологический;
   - организационный.
3. На характер газопотребления влияют в основном экономические факторы:
   - платёжеспобность;
   - наличие договоров на поставку газа;
   - конкуренция среди поставщиков газа.
4. На характер газопотребления влияют в основном технологические факторы:
   - наличие ресурсов газа;
   - надёжность газотранспортной и газораспределительной системы;
   - отсутствие аварий и инцидентов.
5. На характер газопотребления влияют в основном два фактора:
   - соотношение экспорта и внутреннего газопотребления;
   - оптимальное распределение ресурсов между комбытом и промышленностью;

ВОПРОС 194.

Какие три основных параметра расчёта работы компрессорного цеха используются при диспетчерском управлении ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. При диспетчерском управлении расчёт работы компрессорного цеха сводится к расчёту параметров:
   - температуре точки росы по воде;
   - температуры точки росы по углеводородам;
   - состав газа.
2. При диспетчерском управлении расчёт работы компрессорного цеха сводится к расчёту технологических параметров работы оборудования:
   - скорости вращения вала ЦБН;
   - количестве работающих пылеуловителей;
   - количестве работающих АВО-газа.
3. При диспетчерском управлении расчёт работы компрессорного цеха сводится к расчёту расхода газа и расходных материалов необходимых для эксплуатации:
   - расходу газа на СТН;
   - потерь газа на технологическом оборудовании КЦ;
   - расходу электроэнергии;
   - расходу ГСМ;
   - расходу диэтиленгликоля;
   - расходу воды и др.

4. При диспетчерском управлении расчёт работы компрессорного цеха сводится к расчёту возможных технологических параметров:
   - пропускной способности (производительности);
   - давления на входе/выходе;
   - температуры на входе/выходе.
5. При диспетчерском управлении расчёт работы компрессорного цеха сводится только к расчёту и поддержанию необходимого давления на его выходе.

ВОПРОС 195.

Зависит ли качество очистки газа у циклонных пылеуловителей от количества газа, проходящего через него?

ОТВЕТЫ:

1. У циклонных пылеуловителей качество очистки газа напрямую зависит от количества газа, проходящего через него.
2. У циклонных пылеуловителей качество очистки газа не зависит от количества газа, проходящего через него.
3. У циклонных пылеуловителей качество очистки газа зависит от количества газа, проходящего через него только при давлении на входе выше 50 *кг/см*^{2}.
4. У циклонных пылеуловителей качество очистки газа зависит от количества газа, проходящего через него только при давлении на входе ниже 50 *кг/см*^{2}.
5. Отличительной особенностью циклонных пылеуловителей является то что качество очистки газа не зависит не от каких параметров газа проходящего через него.

ВОПРОС 196.

Что такое располагаемая мощность привода ГПА?

ОТВЕТЫ:

1. Располагаемая мощность привода ГПА – это мощность на выходной муфте, которую определил завод изготовитель привода.
2. Располагаемая мощность привода ГПА – это рабочая мощность на муфте нагнетателя, которую может развить привод при минимальных параметрах (условиях) эксплуатации оборудования, подтверждённых его паспортными данными.
3. Располагаемая мощность привода ГПА – это минимальная рабочая мощность на муфте нагнетателя, которую должен развить привод до начала проявления помпажных явлений на его рабочем колесе.
4. Располагаемая мощность привода ГПА – это максимальная рабочая мощность на муфте нагнетателя, которую может развить привод в конкретных (расчётных) условиях эксплуатации.
5. Располагаемая мощность привода ГПА – это максимальная рабочая мощность на муфте нагнетателя, которую может развить привод при проектных условиях эксплуатации.

ВОПРОС 197.

Зависит ли располагаемая мощность привода ГПА от высоты его расположения над уровнем моря?

ОТВЕТЫ:

1. Располагаемая мощность привода ГПА не зависит от высоты его расположения над уровнем моря.
2. Располагаемая мощность привода ГПА зависит от высоты его расположения над уровнем моря только если эта высота превышает 100 метров.
3. Располагаемая мощность привода ГПА зависит от высоты его расположения над уровнем моря.
4. Располагаемая мощность привода ГПА зависит от высоты его расположения над уровнем моря только в пределах от 0 до 100 метров. При более высоком расположении привода ГПА над уровнем моря зависимости нет.
5. Располагаемая мощность привода ГПА пропорционально зависит от высоты его расположения над уровнем моря. Чем выше расположен над уровнем моря ГПА, тем больше его располагаемая мощность.

ВОПРОС 198.

Что такое номинальная мощность ГПА в станционных условиях?

ОТВЕТЫ:

1. Номинальная мощность ГПА в станционных условиях – это мощность на муфте ГТУ при температуре атмосферного воздуха плюс 15 ^{0}C и давлении 0,1013 *МПа* без отборов сжатого воздуха после осевого компрессора и с учётом гидравлического сопротивления входного и выходного трактов при отсутствии утилизационного теплообменника.
2. Номинальная мощность ГПА в станционных условиях – это мощность на муфте ГТУ при температуре атмосферного воздуха плюс 20 ^{0}C и давлении 0,1013 *МПа* (стандартные условия) без отборов сжатого воздуха после осевого компрессора и с учётом гидравлического сопротивления входного и выходного трактов при отсутствии утилизационного теплообменника.
3. Номинальная мощность ГПА в станционных условиях – это мощность на муфте ГТУ при температуре атмосферного воздуха плюс 0 ^{0}C и давлении 0,1013 *МПа* (нормальные условия) без отборов сжатого воздуха после осевого компрессора и с учётом гидравлического сопротивления входного и выходного трактов при отсутствии утилизационного теплообменника.
4. Номинальная мощность ГПА в станционных условиях – это мощность на муфте ГТУ при фактической температуре и давлении атмосферного воздуха, без отборов сжатого воздуха после осевого компрессора и с учётом гидравлического сопротивления входного и выходного трактов при отсутствии утилизационного теплообменника.
5. Номинальная мощность ГПА в станционных условиях – это мощность на муфте ГТУ при максимально зафиксированных в месте расположении ГПА температуре и давлении атмосферного воздуха, без отборов сжатого воздуха после осевого компрессора и с учётом гидравлического сопротивления входного и выходного трактов при отсутствии утилизационного теплообменника.

ВОПРОС 199.

Что такое «рабочая точка» ЦБН?

ОТВЕТЫ:

1. «Рабочая точка» - место (точка) расположения ЦБН в технологической обвязке компрессорного цеха.
2. «Рабочая точка» - место (точка) приложения вращающего момента к валу ЦБН от привода ГПА.
3. «Рабочая точка» - место подключения технологических трубопроводов КС к ЦБН.
4. «Рабочая точка» - место (точка) на газодинамической характеристике ЦБН характеризующееся его проектными параметрами.
5. «Рабочая точка» - место (точка) на газодинамической характеристике ЦБН характеризующееся его фактическими параметрами работы.

ВОПРОС 200.

Что такое помпаж центробежного нагнетателя?

ОТВЕТЫ:

1. Помпаж ЦБН – это отсутствие невозможности обеспечить компримирование газа из-за недостаточной мощности привода.
2. Помпаж ЦБН – это превышение установленного давления на выходе нагнетателя.
3. Помпаж ЦБН – это отрыв лопаточного аппарата от колеса нагнетателя.
4. Помпаж ЦБН – это срыв потока газа с лопаточного аппарата колеса нагнетателя.
5. Помпаж ЦБН – это снижение давления на выходе лопаточного аппарата колеса нагнетателя до величины входного давления.

ВОПРОС 201.

Что такое внутренняя мощность центробежного нагнетателя?

ОТВЕТЫ:

1. Мощность, передаваемая рабочему колесу нагнетателя его приводом.
2. Мощность давления сжатого газа на стенки корпуса нагнетателя.
3. Мощность, затрачиваемая нагнетателем на транспортировку одной тысячи метров кубического газа на сто километров при нормальных условиях.
4. Мощность, затрачиваемая нагнетателем на сжатие газа, за вычетом мощности утечек или вся мощность, подводимая к газу рабочим колесом нагнетателя.
5. Мощность, затрачиваемая нагнетателем на сжатие газа от входного давления до выходного проектного давления.

ВОПРОС 202.

Какой КПД центробежного нагнетателя применяется для определения совершения полезной работы?

ОТВЕТЫ:

1. Механический.
2. Изотермный.
3. Изохорный.
4. Политропный.

5. Адиабатный.

ВОПРОС 203.

К чему приводит снижение температуры газа на выходе КС?

ОТВЕТЫ:

1. Снижение температуры газа на выходе КС приводит к увеличению затрат на компримирование газа на следующей КС.
2. Снижение температуры газа на выходе КС не влияет на затраты на компримирование газа на следующей КС.
3. Снижение температуры газа на выходе КС приводит к снижению затрат на компримирование газа на следующей КС.
4. Снижение температуры газа на выходе КС приведёт только к увеличению риска образования гидратных пробок в магистральных газопроводах.
5. Снижение температуры газа на выходе КС приводит к увеличению риска возникновения коррозионных дефектов в магистральных газопроводах.

ВОПРОС 204.

Какой тепловой режим работы ГТС будет оптимальным?

ОТВЕТЫ:

1. Оптимальным вариантом будет такой тепловой режим работы ГТС, при котором температура газа после АВО будет находиться в пределах от + 10 до +20 ^{0}C.
2. Оптимальным вариантом будет тепловой режим работы ГТС, при котором энергетические затраты на привод вентиляторов АВО на КС не производятся.
3. Оптимальным вариантом будет такой тепловой режим работы ГТС, при котором сумма топливно-энергетических затрат в денежном выражении на привод вентиляторов АВО на предыдущей КС и на привод ЦБН на последующей КС будет максимальна.
4. Оптимальным вариантом будет такой тепловой режим работы ГТС, при котором сумма топливно-энергетических затрат в денежном выражении на привод вентиляторов АВО на предыдущей КС и на привод ЦБН на последующей КС будут минимальны.
5. Оптимальным вариантом будет такой тепловой режим работы ГТС, при котором разница топливно-энергетических затрат в денежном выражении на привод вентиляторов АВО на предыдущей КС и на привод ЦБН на последующей КС будет положительной.

ВОПРОС 205.

Какие технологические потери газа не входят в статью собственные технологические нужды транспорта газа?

ОТВЕТЫ:

1. Технологические потери газа по фланцевым и штуцерным соединениям, уплотнениям штоков, через предохранительные клапаны и другие утечки по объектам и системам КЦ.
2. Технологические потери при проведении ремонтных работ на магистральных газопроводах.

3. Технологические потери природного газа в КЦ из технологических коммуникаций:
   - из свечей узла подключения;
   - из установок очистки и охлаждения природного газа;
   - из контуров нагнетателей;
   - из систем пускового и импульсного газа;
4. Технологические потери газа на линейной части МГ через сквозные повреждения труб.
5. Любые потери не входят в статью собственные технологические нужды транспорта газа.

ВОПРОС 206.

Что должно определять в обязательном порядке диспетчерское задание ЦПДД направляемое в ПДС ГТО?

ОТВЕТЫ:

1. Диспетчерское задание ЦПДД направляемое в ПДС ГТО в обязательном порядке должно определять только потоки газа (объёмы) на границах ГТО по каждой ГТС.
2. Диспетчерское задание ЦПДД направляемое в ПДС ГТО в обязательном порядке должно определять:
   - потоки газа (объёмы) на границах ГТО по каждой ГТС;
   - потоки газа по межсистемным перемычкам;
   - потоки газа на экспортных граничных ГИС;
3. Диспетчерское задание ЦПДД направляемое в ПДС ГТО в обязательном порядке должно определять:
   - потоки газа (объёмы) на границах ГТО по каждой ГТС;
   - потоки газа по межсистемным перемычкам;
   - объёмы отбора/закачки газа в ПХГ;
   - потоки газа на экспортных граничных ГИС;
4. Диспетчерское задание ЦПДД направляемое в ПДС ГТО в обязательном порядке должно определять:
   - потоки газа (объёмы) на границах ГТО по каждой ГТС;
   - потоки газа по межсистемным перемычкам;
   - объёмы отбора/закачки газа в ПХГ;
   - величину изменения запаса газа в ГТС ГТО;
   - потоки газа на экспортных граничных ГИС;
   - объёмы поставок газа в регионы Российской Федерации и отдельным крупным федеральным потребителям.
5. Диспетчерское задание ЦПДД направляемое в ПДС ГТО в обязательном порядке должно определять:
   - потоки газа (объёмы) на границах ГТО по каждой ГТС;
   - потоки газа по межсистемным перемычкам;
   - объёмы отбора/закачки газа в ПХГ;
   - величину изменения запаса газа в ГТС ГТО;
   - потоки газа на экспортных граничных ГИС;
   - объёмы поставок газа в регионы Российской Федерации и отдельным крупным федеральным потребителям и по каждой ГРС;
   - давление и температуру на входе и выходе на каждой КС (КЦ);

- параметры качества газа на выходе из ГТС ГТО;

ВОПРОС 207.

Что такое баланс газа по объекту диспетчерского управления?

ОТВЕТЫ:

1. Баланс газа по объекту диспетчерского управления – это количество газа, находящееся в технологических газопроводах и оборудовании объекта диспетчерского управления с учётом изменения его запаса, затрат на собственные технологические нужды и потери.
2. Баланс газа по объекту диспетчерского управления – это соотношение, определяющее равенство поступлений и отборов газа по объекту диспетчерского управления с учётом изменения его запаса, затрат на собственные технологические нужды и потери.
3. Баланс газа по объекту диспетчерского управления – это соотношение, определяющее равенство между скоростью, *млн м^3/сут,* поступлений и отборов газа по объекту диспетчерского управления.
4. Баланс газа по объекту диспетчерского управления – это соотношение, возможных ресурсов газа (план) для объекта диспетчерского управления и возможных (прогноз) отборов газа.
5. Баланс газа по объекту диспетчерского управления – это соотношение, между поступлением газа плюс имеющийся запас газа и отбором газа по объекту диспетчерского управления.

ВОПРОС 208.

В соответствии с требованиями какого документа производится расчёт балансов газа на верхнем уровне управления ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. Расчёт балансов газа на верхнем уровне управления ЕСГ производится в соответствии с требованиями СТО Газпром «Требования по формированию балансов газа по России и ЕСГ России».
2. Расчёт балансов газа на верхнем уровне управления ЕСГ производится в соответствии с требованиями Федеральных законов и Правительственных постановлений Российской Федерации.
3. Расчёт балансов газа на верхнем уровне управления ЕСГ производится в соответствии с положениями Инструкции по формированию балансов газа по России и ЕСГ России, утверждённой начальником ЦПДД.
4. Расчёт балансов газа на верхнем уровне управления (ЦПДД) производится в соответствии с требованиями Регламента по формированию балансов газа по России и ЕСГ России, утвержденного Федеральной службой по тарифам (ФСТ) Российской Федерации.
5. Расчёт балансов газа на верхнем уровне управления (ЦПДД) производится в соответствии с требованиями Регламента по формированию балансов газа по России и ЕСГ России, утверждённого председателем Правления ПАО «Газпром».

ВОПРОС 209.

Из каких двух основных статей состоит структура любого баланса газа?

ОТВЕТЫ:

1. Структура любого баланса газа состоит из двух основных статей:

- ресурсов газа;
- запасов газа.

2. Структура любого баланса газа состоит из двух основных статей:
   - поступление газа;
   - распределение газа.
3. Структура любого баланса газа состоит из двух основных статей:
   - экспорта газа;
   - импорта газа.
4. Структура любого баланса газа состоит из двух основных статей:
   - добыча газа;
   - потребление газа.
5. Структура любого баланса газа состоит из двух основных статей:
   - хранение газа;
   - транспорт газа.

ВОПРОС 210.

Что такое простой магистральный газопровод с точки зрения гидравлических расчётов?

ОТВЕТЫ:

1. Под простым магистральным газопроводом в данном тексте понимаем газопровод с разницей диаметров D не более 100 *мм,* условной длиной l между двумя КС, с перепадом высот не более 100 *м* на всём его протяжении, не имеющий подводных переходов через водные преграды.
2. Под простым магистральным газопроводом в данном тексте понимаем любой газопровод длиной l между двумя КС, находящийся на горизонтальной поверхности на всём его протяжении.
3. Под простым магистральным газопроводом в данном тексте понимаем любой газопровод постоянного диаметра D.
4. Под простым магистральным газопроводом в данном тексте понимаем газопровод постоянного диаметра D, условной длиной l между двумя КС без отбора газа и поставок газа на всём его протяжении, находящийся на горизонтальной поверхности
5. Под простым магистральным газопроводом в данном тексте понимаем газопровод постоянного диаметра D, условной длиной l между двумя КС без отбора газа и поставок газа на всём его протяжении, находящийся на горизонтальной поверхности, транспортируемой средой которого является идеальный газ.

ВОПРОС 211.

По какой формуле СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (НТП 2006 г.) рассчитывается объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях?

ОТВЕТЫ:

1. Объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (НТП 2006 г.) рассчитывается по формуле:

$$G = g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l}}$$

где G – объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях, *млн м³/сут*;
D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
Δ – относительная плотность газа по воздуху;
$T_{ср}$ – средняя по длине газопровода температура газа, *К*;
$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода;
l – длина газопровода, *км*.

2. Объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (НТП 2006 г.) рассчитывается по формуле:

$$G = g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2/3} \sqrt{\frac{p_н^3 - p_к^3}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot T_{ср} \cdot l}}$$

где G – объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях, *млн м³/сут*;
D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
$T_{ср}$ – средняя по длине газопровода температура газа, *К*;
$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода;
l – длина газопровода, *км*.

3. Объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (НТП 2006 г.) рассчитывается по формуле:

$$G = g = 3{,}32 \cdot 10^{-3} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_к^2 - p_н^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l}}$$

где G – объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод или в данном случае пропускная способность газопровода при стандартных условиях, *млн м³/сут*;
D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
Δ – относительная плотность газа по воздуху;
$T_{ср}$ – средняя по длине газопровода температура газа, *К*;
$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода;
l – длина газопровода, *км*.

4. Объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (НТП 2006 г.) рассчитывается по формуле:

$$G = g = 5{,}58 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}1} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\rho_{ст} \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l}}$$

где G – объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях, *млн м³/сут*;
D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;
$\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях;
Δ – относительная плотность газа по воздуху;
$T_{ср}$ – средняя по длине газопровода температура газа, *К*;
$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода;
l – длина газопровода, *км*.

5. Объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» (НТП 2006 г.) рассчитывается по формуле:

$$G = g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot l \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot D^{2{,}5} \cdot T_{ср}}}$$

где G – объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод (пропускная способность газопровода) при стандартных условиях, *млн м³/сут*;
D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;
$p_н$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
Δ – относительная плотность газа по воздуху;
$T_{ср}$ – средняя по длине газопровода температура газа, *К*;
$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода;
l – длина газопровода, *км*.

ВОПРОС 212.

От чего зависит коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ?

ОТВЕТЫ:

1. Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ зависит только от сопротивления элементов магистрального газопровода (запорная арматура, отводы, переходы, повороты и т. д.).
2. Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ зависит только от шероховатости внутренней поверхности трубы, т.е. высоты (линейных размеров) выступов внутренней поверхности трубы.
3. Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ зависит только от режима течения газа по газопроводу.
4. Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ зависит от:
   - шероховатости внутренней поверхности трубы, т.е. высоты (линейных размеров) выступов внутренней поверхности трубы;
   - сопротивления элементов магистрального газопровода (запорная арматура, отводы, переходы, повороты и т. д.);
   - режима течения газа по газопроводу;
   - плотности транспортируемого газа;
   - коэффициента сжимаемости транспортируемого газа;
   - влажности транспортируемого газа.
5. Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ зависит от:
   - шероховатости внутренней поверхности трубы, т.е. высоты (линейных размеров) выступов внутренней поверхности трубы;
   - сопротивления элементов магистрального газопровода (запорная арматура, отводы, переходы, повороты и т. д.);
   - режима течения газа по газопроводу.

ВОПРОС 213.

Что такое коэффициент гидравлической эффективности Е?

ОТВЕТЫ:

1. Коэффициент гидравлической эффективности *Е*, *К/МПа* – коэффициент, отражающий отношение фактической и теоретической пропускной способности газопровода при нормальных условиях.
2. Коэффициент гидравлической эффективности *Е* – безразмерный коэффициент, отражающий отношение теоретической и фактической пропускной способности газопровода.
3. Коэффициент гидравлической эффективности *Е* – безразмерный коэффициент, отражающий отношение фактической и теоретической годовой производительности газопровода.
4. Коэффициент гидравлической эффективности *Е* – безразмерный коэффициент, отражающий отношение фактической и теоретической пропускной способности газопровода.
5. Коэффициент гидравлической эффективности *Е* – безразмерный коэффициент, отражающий отношение фактического и теоретического давления в конце газопровода при его одинаковой пропускной способности.

ВОПРОС 214.

От чего зависит средняя температура газа в магистральном газопроводе?

ОТВЕТЫ:

1. Средняя температура газа в магистральном газопроводе зависит от его длины и параметров теплопередачи от газопровода к окружающей среде (температуре окружающего воздуха, вида грунтов, глубины заложения, температура грунта и т. д.).
2. Средняя температура газа в магистральном газопроводе зависит от его длины, разницы давлений в начале и конце газопровода, параметров теплопередачи от газопровода к окружающей среде (температуре окружающего воздуха, вида грунтов, глубины заложения, температура грунта и т. д.).
3. Средняя температура газа в магистральном газопроводе зависит от его длины, разницы давлений в начале и конце газопровода, загрузки газопровода, параметров теплопередачи от газопровода к окружающей среде (температуре окружающего воздуха, вида грунтов, глубины заложения, температура грунта и т. д.).
4. Средняя температура газа в магистральном газопроводе зависит от его длины и диаметра, разницы давлений в начале и конце газопровода, загрузки газопровода, состава транспортируемого газа, параметров теплопередачи от газопровода к окружающей среде (температуре окружающего воздуха, вида грунтов, глубины заложения, температура грунта и т. д.).
5. Средняя температура газа в магистральном газопроводе зависит только от параметров теплопередачи от газопровода к окружающей среде (температуре окружающего воздуха, вида грунтов, глубины заложения, температура грунта и т. д.).

ВОПРОС 215.

В каком ответе представлена формула Шухова?

ОТВЕТЫ:

1. $$T_0 = p_{\text{ср}} + \frac{(T_{\text{н}} - T_{\text{гр}})}{al} \cdot e^{-al}$$
2. $$T_{\text{ср}} = T_0 + \frac{T_{\text{н}} - T_0}{a \cdot l}(1 - e^{-al}) - D_i \cdot \frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{2alp_{\text{ср}}} \cdot \left[1 + \frac{1}{al}(1 - e^{-al})\right]$$
3. $$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3}\left(p_{\text{н}} + \frac{p_{\text{к}}^2}{p_{\text{н}} + p_{\text{к}}}\right)$$
4. $$g = E \cdot 17{,}0316 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}} \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{l}}$$
5. $$T_{\text{ср}} = T_{\text{гр}} + \frac{(T_{\text{н}} - T_{\text{гр}})}{al} \cdot (1 - e^{-al})$$

ВОПРОС 216.

В чём заключается эффект Джоуля-Томсона в понимании магистрального транспорта газа?

ОТВЕТЫ:

1. Эффект Джоуля – Томсона в понимании магистрального транспорта газа заключается в повышении температуры газа при его компремировании.
2. Эффект Джоуля – Томсона в понимании магистрального транспорта газа заключается в понижении температуры газа при движении его по газопроводу с постоянным снижением давления (расширении) не только за счёт передачи тепла окружающей среде.
3. Эффект Джоуля – Томсона в понимании магистрального транспорта газа заключается в понижении температуры газа при движении его по газопроводу за счёт передачи тепла окружающей среде.
4. Эффект Джоуля – Томсона в понимании магистрального транспорта газа заключается в понижении давления (расширении) газа при движении его по газопроводу с постоянным снижением температуры за счёт передачи тепла окружающей среде.
5. Эффект Джоуля – Томсона в понимании магистрального транспорта газа заключается в понижении коэффициента сжимаемости газа при движении его по газопроводу с постоянным снижением давления (расширении) и температуры.

ВОПРОС 217.

Что такое внутренний условный диаметр газопровода D_y?

ОТВЕТЫ:

1. Внутренний условный диаметр газопровода D_y является величиной внутреннего диаметра газопровода, выраженный в дюймах.
2. Внутренний условный диаметр газопровода D_y является величиной внутреннего диаметра газопровода, с учётом толщины стенки трубопровода.
3. Внутренний условный диаметр газопровода D_y является величиной внешнего диаметра газопровода минус толщина стенки трубопровода.
4. Внутренний условный диаметр газопровода D_y является величиной внутреннего диаметра газопровода, округлённой до чисел определённого порядка и не учитывает толщину стенки трубопровода.
5. Внутренний условный диаметр газопровода D_y является величиной внутреннего диаметра газопровода, округлённой до целых чисел выраженных в *см* и не учитывает толщину стенки трубопровода и величину шероховатости стенки трубы.

ВОПРОС 218.

При какой величине разницы вертикальных отметок трассы газопровода пропускную способность газопровода можно рассчитывать без учёта рельефы трассы?

ОТВЕТЫ:

1. Пропускную способность газопровода можно рассчитывать без учёта рельефы трассы если разница вертикальных отметок трассы газопровода не превышает 10 *м*.

2. Пропускную способность газопровода можно рассчитывать без учёта рельефы трассы если разница вертикальных отметок трассы газопровода не превышает 50 *м*.
3. Пропускную способность газопровода можно рассчитывать без учёта рельефы трассы если разница вертикальных отметок трассы газопровода не превышает 100 *м*.
4. Пропускную способность газопровода можно рассчитывать без учёта рельефы трассы если разница вертикальных отметок трассы газопровода не превышает 200 *м*.
5. Пропускную способность газопровода можно рассчитывать без учёта рельефы трассы если разница вертикальных отметок трассы газопровода не превышает 500 *м*.

ВОПРОС 219.

Что такое лупинг магистрального газопровода?

ОТВЕТЫ:

1. Лупингом называют дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основному магистральному газопроводу при пересечении им водной преграды (реки, озеро, водохранилище и т.д.).
2. Лупингом называют дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основному магистральному газопроводу и соединённый с ним в двух сечениях: начальном и конечном.
3. Лупингом называют трубопровод, проложенный перпендикулярно (пересекающий) основному магистральному газопроводу и соединённый с ним в месте пересечения.
4. Лупингом называют дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основному магистральному газопроводу и не соединяющийся с ним на протяжении более 100 *км*.
5. Лупингом называют трубопровод, проложенный параллельно основному магистральному газопроводу в природоохранной зоне или другой зоне, находящейся под охраной государства.

ВОПРОС 220.

Чему будет равна пропускная способность газотранспортной системы, состоящей из *n* параллельно работающих магистральных газопроводов с одинаковым диаметром *D*?

ОТВЕТЫ:

1. Пропускная способность газотранспортной системы, состоящей из n параллельно работающих магистральных газопроводов с одинаковым диаметром D, будет больше, суммы пропускных способностей n магистральных газопроводов диаметром D.
2. Пропускная способность газотранспортной системы, состоящей из n параллельно работающих магистральных газопроводов с одинаковым диаметром D, будет меньше, суммы пропускных способностей n магистральных газопроводов диаметром D.
3. Пропускная способность газотранспортной системы, состоящей из n параллельно работающих магистральных газопроводов с одинаковым диаметром D, будет больше, суммы пропускных способностей n

магистральных газопроводов диаметром D на величину равную степени сжатия ГТС.

4. Пропускная способность газотранспортной системы, состоящей из n параллельно работающих магистральных газопроводов с одинаковым диаметром D, будет всегда меньше, суммы пропускных способностей n магистральных газопроводов диаметром D на величину отношения коэффициентов сжатия газа в начале и конце магистральных газопроводов.
5. Пропускная способность газотранспортной системы, состоящей из n параллельно работающих магистральных газопроводов с одинаковым диаметром D, будет равна, сумме пропускных способностей n магистральных газопроводов диаметром D.

ВОПРОС 221.

Что такое газовый поток?

ОТВЕТЫ:

1. Суммарный объём газа, транспортируемый по газотранспортной системе, состоящей из нескольких параллельных магистральных газопроводов, объединённых технологическими перемычками и работающих в одном гидравлическом режиме, называется газовый поток.
2. Суммарный объём газа, транспортируемый по нескольким параллельным магистральным газопроводам, расположенных в одном технологическом коридоре, называется газовый поток.
3. Объём газа, замеренный в конце газотранспортной системы, называется газовый поток.
4. Объём газа, переданный в газотранспортную систему для транспортировки газа по ней, состоящей из нескольких магистральных и распределительных газопроводов, газопроводов отводов, объединённых единым технологическим режимом, называется газовый поток.
5. Газовый поток – это образное название, не имеющее ничего общего с технологическими режимами газотранспортных систем.

ВОПРОС 222.

Что представляет собой потоковая схема ГТС ЕСГ?

ОТВЕТЫ:

1. Потоковая схема ГТС ЕСГ представляет собой схему, определяющую направление движения потоков газа по газотранспортным системам.
2. Потоковая схема ГТС ЕСГ представляет собой схему расположения объектов ЕСГ на газотранспортных системах.
3. Потоковая схема ГТС ЕСГ представляет собой схему расположения объектов ЕСГ в виде месторождений, ПХГ, ГПЗ, КЦ, крановых узлов МГ, УРГ, ГРС, ГИС, технологических и межсистемных перемычек, участков МГ и распределительных газопроводов, газопроводов-отводов и др. объединённых в газотранспортные системы с указанием места их расположения на МГ (*км*) и основных характеристик МГ (D и p).
4. Потоковая схема ГТС ЕСГ представляет собой схему расположения объектов ЕСГ в виде узлов и соединяющих их направленных дуг (они являются элементами потоковой схемы), которые определяют направление движения потоков газа по газотранспортным системам.

5. Потоковая схема ГТС ЕСГ представляет собой схему направления движения газа по магистральным газопроводам от одной КС до другой.

ВОПРОС 223.

Что такое так называемая «ноль-точка» на потоковой схеме ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Так называемая «ноль–точка» – это условная точка на потоковой схеме ГТС, которая соответствует началу реверсной дуги.
2. Так называемая «ноль–точка» – это условная точка на потоковой схеме ГТС, которая соответствует месту (узлу) пересечения двух газовых потоков, месту, где сходятся или расходятся газовые потоки.
3. Так называемая «ноль–точка» – это условная точка на потоковой схеме ГТС, которая соответствует положению точки на дуге схемы, где поток газа равен нулю.
4. Так называемая «ноль–точка» – это условная точка на потоковой схеме ГТС, которая соответствует положению точки на схеме (узел) с которой начинается поток газа на дуге.
5. Так называемая «ноль–точка» – это условная точка на потоковой схеме ГТС, которая соответствует положению точки на реверсной дуге, при котором соблюдается равенство величин (баланс) поступления объёмов газа для потребителей с обоих концов дуги.

ВОПРОС 224.

Чему равна длина дуги на потоковой схеме ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Длина дуги равна наибольшей величине из длин всех газопроводов на соответствующей части ГТС (с учётом резаных пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ).
2. Длина дуги равна наименьшей величине из длин всех газопроводов на соответствующей части ГТС (с учётом резаных пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ).
3. Длина дуги равна среднеарифметической величине длин всех газопроводов на соответствующей части ГТС (с учётом резаных пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ).
4. Длина дуги равна средневзвешенной величине длин всех газопроводов на соответствующей части ГТС (с учётом резаных пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ) по показаниям среднесуточной производительности.
5. Длина дуги равна сумме длин всех газопроводов на соответствующей части ГТС (с учётом резаных пикетов газопроводов, изменений километража газопроводов при изменении его названий и пересечения границ газотранспортных обществ).

ВОПРОС 225.

Чем определяется потребление газа на дуге потоковой схемы ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Потребление газа на дуге потоковой схемы определяется точкой (узлом), к которой условно подключены множество ГРС, агрегирующийся выбранной дугой.
2. Потребление газа на дуге потоковой схемы определяется точками подключения газопроводов-отводов к МГ части ГТС, которую выбранная дуга агрегирует.
3. Потребление газа на дуге потоковой схемы определяется путём определения разницы потоков на входе и выходе дуги. Точкой приложения этой разницы является точка посредине дуги.
4. Потребление газа на дуге потоковой схемы определяется путём построения сектора выхода дуги, который представляет собой множество ГРС, подключенных через газопроводы-отводы и распределительные газопроводы к газопроводам части ГТС, которую выбранная дуга агрегирует.
5. Потребление газа на дуге потоковой схемы определяется путём приложения вектора потребления к концу дуги, величина которого равна сумме всех ГРС, подключенных через газопроводы-отводы и распределительные газопроводы к газопроводам части ГТС, которую выбранная дуга агрегирует.

ВОПРОС 226.

Чем определяется протяжённость транспортировки газа по выбранному маршруту?

ОТВЕТЫ:

1. Протяжённость транспортировки газа по выбранному маршруту определяется как сумма длин участков газотранспортных систем, участков распределительных газопроводов и газопроводов-отводов, соединяющих заданную точку/зону входа и заданную точку/сектор выхода.
2. Протяжённость транспортировки газа по выбранному маршруту определяется как длина газотранспортных систем, соединяющих заданную точку/зону входа и заданную точку/сектор выхода.
3. Протяжённость транспортировки газа по выбранному маршруту определяется как разница, выраженная в *км* заданной точки/сектора выхода и заданной точки/зоны входа.
4. Протяжённость транспортировки газа по выбранному маршруту определяется как длина линии, выраженная в *км,* соединяющей заданную точку/сектор выхода и заданную точку/зону входа.
5. Протяжённость транспортировки газа по выбранному маршруту определяется как сумма длин участков газотранспортных систем, участков распределительных газопроводов и газопроводов-отводов, соединяющих месторождение или ПХГ с ГРС или ГИС на границе ГТС.

ВОПРОС 227.

Что должно непременно сохраняться в результате идентификации потоков газа?

ОТВЕТЫ:

1. В результате идентификации потоков газа должны сохраняться потоки газа на входе в каждую ГТС ЕСГ России.
2. В результате идентификации потоков газа должны сохраняться потоки газа на каждом экспортном ГИС ЕСГ России.
3. В результате идентификации потоков газа должен сохраняться баланс газа на каждом участке ГТС (дуге), в каждом узле, в ГТС каждого ГТО и в ГТС ЕСГ России в целом.
4. В результате идентификации потоков газа должен сохраняться баланс газа между поступлением и распределением в ГТС ЕСГ России.
5. В результате идентификации потоков газа должна сохраняться схема движения газа по межсистемным перемычкам между ГТС ЕСГ России.

ВОПРОС 228.

Что такое расчётный баланс газа?

ОТВЕТЫ:

1. Расчётный баланс газа – это баланс, рассчитанный на основе фактических потоков газа (идентификации).
2. Расчётный баланс газа – это баланс, который создаётся на основе специально подготовленных данных необходимых для расчёта фактических потоков газа (идентификации).
3. Расчётный баланс газа – это баланс, который создаётся на основе фактических параметров технологических режимов работы ГТС.
4. Расчётный баланс газа – это баланс, который создаётся на основе данных диспетчерских журналов.
5. Расчётный баланс газа – и оперативный баланс ГТО (форма 301) это одно и тоже.

ВОПРОС 229.

В чём заключается управление потоками газа?

ОТВЕТЫ:

1. Управление потоками газа заключается в перераспределении потоков газа через межсистемные перемычки ГТС ЕСГ.
2. Управление потоками газа заключается в оптимизации потоков газа по ГТС ЕСГ.
3. Управление потоками газа заключается в моделировании потоков при заданных критериях оптимизации для формирования соответствующих диспетчерских заданий.
4. Управление потоками газа заключается в расчёте режимов работы ГТС и подготовке диспетчерских заданий по эксплуатации объектов ГТС ЕСГ.
5. Управление потоками газа заключается в распределении ресурсов газа по ГТС ЕСГ.

ВОПРОС 230.

Что такое товаротранспортная работа?

ОТВЕТЫ:

1. Товаротранспортная работа это – работа производимая ГПА на КС по компремированию газа для обеспечения его транспорта по газопроводу (газопроводам).
2. Товаротранспортная работа это – показатель, характеризующий объём производства газотранспортной организации по эксплуатации объектов и оборудования магистрального газопровода (газопроводов) и представляющий собой условную работу по обеспечению бесперебойной работы газотранспортных мощностей.
3. Товаротранспортная работа это – показатель, характеризующий объём производства газопровода (газопроводов) и представляющий собой условную работу по компремированию единицы объёма транспортируемого газа на один *МПа*.
4. Товаротранспортная работа это – показатель, характеризующий объём производства газопровода (газопроводов) и представляющий собой условную работу по перемещению 1 $м^3$ газа в трубопроводе диаметром 1 *м* на 1 *км* газопровода (газопроводов), находящегося в газопроводе при стандартных условиях.
5. Товаротранспортная работа это – показатель, характеризующий объём производства газопровода (газопроводов) и представляющий собой условную работу по перемещению единицы объёма транспортируемого газа на единицу длины участка газопровода (газопроводов).

ВОПРОС 231.

Что такое процесс замещения газа?

ОТВЕТЫ:

1. Процесс замещения газа – это процесс замещения определённого объёма газа поставляемого в одной точке/зоне входа в ГТС ЕСГ таким же объёмом в другой точке/зоне входа.
2. Процесс замещения газа – это процесс замещения определённого объёма газа поставляемого в точке/зоне входа в ГТС ЕСГ от месторождения таким же объёмом газа в другой точке/зоне входа в ГТС ЕСГ поставляемого от ПХГ.
3. Процесс замещения газа – это процесс замещения газа поставляемого потребителю по одному маршруту транспортировки на другой маршрут с сохранением первоначальной товаротранспортной работы.
4. Процесс замещения газа – это процесс виртуального замещения определённого объёма газа поставляемого в определённой точке/зоне входа в ГТС ЕСГ одним поставщиком на такой же объёмом газа другого поставщика поставляемого в той же точке/зоне входа в ГТС ЕСГ.
5. Процесс замещения газа – это процесс замещения газа одной энергетической ценности (калорийности) на газ другой ценности с перерасчётом цены газа.

ВОПРОС 232.

Какие режимы эксплуатации должны иметь современные программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем (ПВК)?

ОТВЕТЫ:

1. Современные ПВК имеют следующие режимы эксплуатации: идентификацию, планирование, прогнозирование.
2. Современные ПВК имеют следующие режимы эксплуатации: Off-line, On-line, Real-time, Future-time.
3. Современные ПВК имеют следующие режимы эксплуатации: основной, дополнительный.
4. Современные ПВК имеют следующие режимы эксплуатации: технологический, экономический.
5. Современные ПВК имеют следующие режимы эксплуатации: Off-net, On-net, Real-net, Future-net.

ВОПРОС 233.

Что такое Off-line режим работы программно-вычислительного комплекса моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем (ПВК)?

ОТВЕТЫ:

1. Off-line режим – это когда ПВК выполняет имитацию динамики поведения системы и режимов, имитацию ввода диспетчером виртуальных управленческих команд, имитацию работы SCADA системы.
2. Off-line – это режим, когда для решения задач, ПВК использует входные данные из БД SCADA систем (предыстория реального состояния системы и процесса).
3. Off-line – это режим реального времени характеризуется тем, что данные для ПВК поступают с частотой сеансов телеизмерения.
4. Off-line это режим пакетного или многовариантного решения задач оптимального планирования (стационарных и динамических) диспетчерских графиков.
5. Off-line – это режим на основе прогнозных данных.

ВОПРОС 234.

Что такое On-line режим работы программно-вычислительного комплекса моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем (ПВК)?

ОТВЕТЫ:

1. On-line режим – это когда ПВК выполняет имитацию динамики поведения системы и режимов, имитацию ввода диспетчером виртуальных управленческих команд, имитацию работы SCADA системы.
2. On-line – это режим, когда для решения задач, ПВК использует входные данные из БД SCADA систем (предыстория реального состояния системы и процесса).
3. On-line – это режим реального времени характеризуется тем, что данные для ПВК поступают с частотой сеансов телеизмерения.

4. On-line это режим пакетного или многовариантного решения задач оптимального планирования (стационарных и динамических) диспетчерских графиков.
5. On-line – это режим на основе прогнозных данных.

ВОПРОС 235.

В каком режиме работы программно-вычислительных комплексов моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем (ПВК) производят оптимизационные расчёты режима работы ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. On-line режим.
2. Off-line режим.
3. В любом из режимов работы ПВК можно производить оптимизационные расчёты режимов работы ГТС.
4. Future-time режим.
5. Real-time режим.

ВОПРОС 236.

Что такое не стационарный режим работы ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. Не стационарный режим работы ГТС – это когда параметры работы ГТС не изменяются в установленном диапазоне на протяжении всего периода времени решения, какой-либо задачи.
2. Не стационарный режим работы ГТС – это когда возникает не установившийся режим работы ГТС, в процессе которого параметры изменяются в хаотичном порядке и ПВК не может учесть эти изменения.
3. Не стационарный режим работы ГТС – это когда параметры работы ГТС изменяются в установленном диапазоне на протяжении всего периода времени решения, какой-либо задачи и ПВК учитывает эти изменения.
4. Не стационарный режим работы ГТС – это когда параметры работы ГТС изменяются в диапазоне, в котором ПВК не может учитывать эти изменения.
5. Не стационарный режим работы ГТС – это когда параметры работы ГТС изменяются в установленном диапазоне на протяжении всего периода времени решения, какой-либо задачи, но ПВК не учитывает эти изменения.

ВОПРОС 237.

Какими основными задачами являются задачи, решаемыми при *on-line* – режиме работы ПВК?

ОТВЕТЫ:

1. Основной задачей, решаемой при on-line – режиме работы ПВК является: оптимизация режимов работы ГТС по различным критериям.
2. Основной задачей, решаемой при on-line – режиме работы ПВК является: расчёт изменения (динамика) запасов газа в магистральных газопроводах ГТС.
3. Основной задачей, решаемой при on-line – режиме работы ПВК является: моделирование режимов работы газотранспортных систем.

4. Основными задачами, решаемыми при on-line – режиме работы ПВК являются: расчёт изменения (динамика) основных параметров режима ГТС на основе статистических данных и расчёт прогноза изменения основных параметров на предстоящий период времени (от 5 минут до нескольких часов).
5. Основными задачами, решаемыми при on-line – режиме работы ПВК являются: расчёт изменения (динамика) основных параметров режима ГТС при проведении ремонтных работ и расчёт прогноза изменения основных параметров на период времени проведения комплексов ППР.

ВОПРОС 238.

В каком режиме работы программно-вычислительных комплексов моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем (ПВК) производят расчёты не стационарного режима работы ГТС?

ОТВЕТЫ:

1. On-line режим.
2. Off-line режим.
3. В любом из режимов работы ПВК можно производить оптимизационные расчёты режимов работы ГТС.
4. Future-time режим.
5. Real-time режим.

6.3. Таблица правильных ответов на вопросы

№ вопроса	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
№ ответа	1	3	2	3	4	5	5	1	2	2

№ вопроса	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
№ ответа	1	2	3	4	1	3	1	3	3	5

№ вопроса	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
№ ответа	1	3	3	5	2	2	3	4	3	3

№ вопроса	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
№ ответа	1	1	5	2	4	1	3	2	3	1

№ вопроса	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
№ ответа	5	1	3	4	2	4	1	5	4	3

№ вопроса	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
№ ответа	4	1	4	5	3	2	1	5	4	2

№ вопроса	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
№ ответа	2	1	4	2	1	5	2	3	4	3

№ вопроса	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
№ ответа	1	4	3	5	2	1	4	3	2	3

№ вопроса	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
№ ответа	5	2	4	1	3	1	4	4	5	2

№ вопроса	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
№ ответа	3	4	3	2	3	1	4	1	2	1

№ вопроса	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
№ ответа	2	1	5	4	2	4	2	1	5	2

№ вопроса	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120
№ ответа	5	4	4	2	1	3	5	4	2	4

№ вопроса	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130
№ ответа	1	3	4	2	1	1	3	5	2	4

№ вопроса	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140
№ ответа	1	2	5	4	3	2	4	5	1	5

№ вопроса	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150
№ ответа	2	4	3	4	2	4	1	4	3	2

№ вопроса	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160
№ ответа	5	2	5	4	4	3	3	4	4	2

№ вопроса	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170
№ ответа	5	3	2	4	1	3	4	5	1	2

№ вопроса	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180
№ ответа	3	4	5	3	4	1	2	4	2	1

№ вопроса	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190
№ ответа	5	3	4	1	3	5	1	2	4	4

№ вопроса	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200
№ ответа	2	5	2	4	1	4	3	1	5	4

№ вопроса	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210
№ ответа	4	4	3	4	2	4	2	5	2	4

№ вопроса	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220
№ ответа	1	5	4	2	5	2	4	3	2	5

№ вопроса	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230
№ ответа	1	4	5	3	4	1	3	2	3	5

№ вопроса	231	232	233	234	235	236	237	238
№ ответа	4	2	1	2	2	3	4	1

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЮМЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шировский А.И. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», Недра, 1987 г.
2. Козаченко А.Н. «Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов». Нефть и газ, 1999 г.
3. Козаченко А.Н., Никишин В.И., Поршаков Б.П. Энергетика трубопроводного транспорта газов. М.: Нефть и газ, 2001 г.
4. Сарданашвили С.А. «Расчётные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа)», Нефть и газ, 2005 г.
5. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Шировский А.И., Чугунов Л.С. «Физика пласта, добыча и подземное хранение газа», Наука, 1996 г.
6. Селивёрстов В.Г. «Аналитические основы очистки полости и испытания газонефтепроводов», «ИРЦ Газпром», 2008 г.
7. Апостолов А.А., Вербило А.С., Панкратов В.С. Автоматизация диспетчерского управления газотранспортными предприятиями. - М.: ООО “ИРЦ Газпром “. 1999.
8. Панкратов В.С., Берман Р.Я. Разработка и эксплуатация АСУ газотранспортными системами. - Л.: Недра, 1982.
9. Панкратов В.С., Дубинский А.В., Сиперштейн Б.И. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами. - Л.: Недра, 1988.
10. Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Расчеты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин. М.: Недра, 1971.
11. Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Оптимизация систем транспорта газа. М.: Недра, 1975.
12. Панкратов В.С. Совершенствование расчетов газотранспортных систем в АСУТП. - М.: ВНИИЭгазпром, 1982.
13. Панкратов В.С., Никишин В.И., Вербило А.С. АРМ диспетчера газотранспортного объединения. - М.: ВНИИЭгазпром, 1990.
14. Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции. СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004.
15. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. М.: Недра, 1982 г.
16. Овчаров Л.А., Битюков В.С., Волков В.М., Юдовский О.В., Молотков Г.П., Кучин Б.Л., Куротепова И.С. Математические модели информационных процессов. М.: Недра, 2001 г.
17. Микаэлян Э.А. Повышение качества, обеспечение надёжности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности. М.: Топливо и энергетика, 2001 г.
18. Балавин М.А., Продовиков С.П., Шайхутдинов А.З., Назаров О.В., Яковлев В.Б., Евдокимов Я.А., Зотов Н.С., Кораблёв Ю.А. автоматизация процессов газовой промышленности. СПб.: Наука, 2003 г.
19. Решетников И.С. Автоматизация производственной деятельности газотранспортной компании. М.: НГСС, 2011 г.
20. Тюняткин А.В., Решетников И.С., Анисимов Д.Е., Козлецов А.П. MES – теория и практика. Официальные материалы ассоциации MESA International. Москва, 2009 г.

21. Миронов Н.К., Сухов И.Е., Лейн А.С, Сухова В.А. Автоматизация балансовых расчётов на уровне ЦПДУ ЕСГ. М.: ИРЦ Газпром, 1995 г.
22. Борисов С.Н., Даточный В.В. Гидравлические расчёты газопроводов. М.: Недра, 1972 г.
23. Новосёлов В.Ф., Гульянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации газопроводов. М.: Недра, 1982.
24. Сухарев М.Г., Карасевич А.М., Технологический расчёт и обеспечение надёжности газо- и нефтепроводов. М.: Нефть и газ, 2000.
25. Кязимов К.Г. Справочник молодого газовика. Книжная типография г. Владимир, 1995.
26. Васильев П.Д., Котляр И.Я., Нечаев М.А., Тихомиров Е.Н. Справочник работника магистрального газопровода. Л.: Недра, 1974.
27. Козаченко А.Н. Основы эксплуатации газотурбинных установок на магистральных газопроводах. Государственная академия нефти и газа. Москва, 1996.
28. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: Недра, 1989 г.
29. Селезнёв В.Е., Клишин Г.С., Алёшин В.В., Прялов С.Н., Киселёв В.В, Бойченко А.Л., Мотлохов В.В. Численный анализ и оптимизация газодинамических режимов транспорта природного газа. М.: Едиториал УССР, 2003.
30. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В, Клишин Г.С. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем. М.: Едиториал УССР, 2002 г.
31. Алёшин В.В, Селезнёв В.Е., Клишин Г.С., Кобяков В.В, Дикарёв К.И. Численный анализ прочности подземных трубопроводов. М.: Едиториал УССР, 2003 г.
32. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Современные компьютерные тренажёры в трубопроводном транспорте. М.: МАКС Пресс, 2007 г.
33. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Математическое моделирование магистральных газопроводных систем. М.: МАКС Пресс, 2009 г.
34. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. М.: Ком Книга, 2005 г.
35. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. Дополнительные главы. М.: МАКС Пресс, 2009 г.
36. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов. М.: МАКС Пресс, 2007 г.
37. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В, Клишин Г.С. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем. Изд. 2-е, переработанное М.: Ком Книга, 2005 г.
38. Артёмова Т.Г. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. Екатеринбург: Уральский государственный технический университет, 2000 г.
39. Н.Г. Середа, В.А. Сахаров, А.Н. Тимашев. Спутник нефтяника и газовика. Справочник. М.: недра, 1986.
40. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. М.: «Недра», 1980.
41. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2002.
42. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. М.: «Недра», 1998.

43. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. М.: «Недра», 1999.
44. Амиян В.А., Васильева Н.П. Добыча газа. М.: «Недра», 1974.
45. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: «Недра», 1999.
46. Бриксман А.А, Иванов А.К., Козлов А.Л., Минский Е.М., Палта Р.С., Раабен В.Н., Ходанович И.Е., Шахназаров М.Х. Добыча и транспорт газа. М.: «Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы», 1955.
47. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: «Недра», 1988.
48. Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поетманн Ф.Х., Вери Дж.А., Еленбаас Дж.Р., Уайнауг Ч.Ф. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: «Недра», 1965.
49. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: «Недра», 2003.
50. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М.: «Недра», 1999.
51. Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. Спутник газовика. М.: «Недра», 1978.
52. Скафтымов Н.А. Основы газа-снабжения. Л.: «Недра», 1975.
53. Волков М.М, Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: «Недра», 1978.
54. Кязимов К.Г. Справочник работника газового хозяйства. М.: «Высш. Шк..», 2006.
55. Станкевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: «Недра», 1990.
56. Энциклопедия газовой промышленности под редакцией Басниева К.С. М.: «Твант», 1994.
57. Алиев А.А., Белоусов В.Д., Немудров В.А., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: «Недра», 1988.
58. Коршар А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Уфа.: «ДизайенПолиграфСервис», 2001.
59. Новосёлов В.Ф., Коршар А.А. Трубопроводный транспорт. М.: «Недра», 1990.
60. Земенков Ю.Д. Эксплуатация магистральных газопроводов. ТюмГНГУ, 2002.
61. Котляр И.Я., Пиляк В.М. Эксплуатация магистральных газопроводов. Л.: «Недра», 1971.
62. Пешехонов Н.И. Проектирование газоснабжения. Киев.: «Будевельнік», 1970.
63. Березин В.Л., Бобрицкий Н.В. Сооружение насосных и компрессорных станций. М.: «Недра», 1985.
64. Шварц В.А. Конструкции газотурбинных установок. М.: «Машиностроение», 1970.
65. Ревзин. Газотурбинные двигатели судового типа для энергетических и газотранспортных установок.
66. Манушин Э.А. Комбинированные энергетические установки с паровыми и газовыми турбинами. М.: «ВИНИТИ», 1990.

67. Манушин Э.А. Газовые турбины: проблемы и перспективы. М.: «Энергоатомиздат», 1986.
68. Суринович В.К., Борщенко Л.И. Машинист технологических компрессоров. М.: «Недра», 1986.
69. Гольянов А.И. Газовые сети и хранилища. Уфа.: «Монография», 2004.
70. Мустафин Ф.М., Гумеров А.Г., Квятковский О.П. и др. Очистка полости и испытание трубопроводов. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2001.
71. Карманов В.Г. «Математическое программирование», Москва, «ФИЗМАТЛИТ», 2004 год.
72. Панкратов В.С., Ажикин В.А., Степанян А.А. «АСДУ транспортом газа», Москва, ЗАО «Эком-информ», 2014 год.
73. Салюков В.В., Хариновский В.В. «Магистральные газопроводы. Диагностика и упарвление техническим состоянием». М.: «Недра», 2016.
74. Инструкция по расчёту запаса газа в магистральных газопроводах, утверждённая начальником ЦПДД Б.С. Посягиным.
75. Бизнес модель Диспетчерского управления ОАО «Газпром», утверждённая начальником ЦПДД Б.С. Посягиным.
76. СТО Газпром 2-3.5-046 Экспертиза на ремонт и диагностику МГ и КС.
77. СТО Газпром 3.3-2-024-2011 Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа.
78. СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности. газотранспортных объектов и систем.
79. СТО Газпром 093-2011 Компьютерные программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации режимов систем добычи и трубопроводного транспорта газа. Методики оценки. Методы испытаний.
80. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы.
81. СТО Газпром 2-3.5-454-210 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
82. СТО Газпром 2-1.13-317-2009 Графическое отображение объектов Единой системы газоснабжения на технологических схемах.
83. СТО Газпром 2-2.1-512-2010 Обеспечение системной надёжности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям.
84. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
85. Р Газпром 2-3.5-433-2010 Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов.
86. СНиП 23-01-99 Строительная климатология.
87. Методика определения и нормирования расхода газа на технологические потери при эксплуатации магистральных газопроводов (утверждена Министерством газовой промышленности СССР 22 июля 1983 г.).
88. СТО Газпром 3.3-2-024-2011 Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа.
89. СТО Газпром 2-1.20-601-2011 Методика расчёта эффекта энергосбережения топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа.
90. СТО Газпром 8-003-2013 Диспетчерское управление. Общие положения.

91. СТО Газпром 8-011-2013 Бизнес-модель диспетчерского управления системами газоснабжения. Общие положения.
92. СТО Газпром 8-008-2013 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс диспетчерского упарвления. Организация взаимодействия диспетчерских подразделений организаций, имеющих доступ к системам газоснабжения.
93. СТО Газпром 8-007-2013 Диспетчерское управление. Диспетчерская документация. Общие требования.
94. СТО Газпром 8-009-2013 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс приема/передачи данных. Правила организации оперативного информационного взаимодействия.
95. СТО Газпром 8-006-2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского упарвления. Нормативно-справочная информация диспетчерского управления системами газоснабжения. Общие требования.
96. СТО Газпром 8-004-2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского упарвления. Нормативно-справочная информация диспетчерского управления системами газоснабжения. Объекты диспетчерского управления.
97. СТО Газпром 8-010-2013 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс диспетчерского упарвления. Правила оперативно-диспетчерского управления системами газоснабжения.
98. СТО Газпром 8-005-2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского упарвления. Системы поддержки принятия диспетчерских решений. Общие требования.
99. СТО Газпром 8-002-2013 Диспетчерское управление. Термины и определения.
100. СТО Газпром 8-016-2018 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс работы с данными. Требования к планированию, синхронизации, согласованию, контролю ремонтных работ на различных уровнях диспетчерского управления.
101. СТО Газпром 8-015-2017 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс работы с данными. Оперативные балансы газа.
102. Р Газпром 8-014-2016 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс работы с данными. Диспетчерские задания.
103. Р Газпром 2-3.5-647-2012 Методика экономичного управления низконапорными режимами газотранспортной системы.
104. Р Газпром 098-2011 Моделирование и оптимизация потоков газа по участкам ГТС для решения задач оперативного диспетчерского управления на основе базы данных ЦПДД ОАО «Газпром.
105. Р Газпром 099-2011 Расчет средневзвешенных расстояний транспортировки газа по магистральным газопроводам ОАО «Газпром» с учетом динамики функционирования и развития ЕСГ на среднесрочную перспективу.
106. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».
107. СНиП 2.05.06-85 «Магистральные газопроводы».
108. Методические рекомендации по расчету протяженности транспортировки газа от зон входа в ЕСГ до субъектов и границ Российской Федерации. 2005 год.
109. Р Газпром 117-2012 Методика определения фактических маршрутов транспортировки газа.

110. АСДУ ЕСГ.204 2.1.008 Методика построения потоковых схем для решения различных задач диспетчерского управления.
111. Методические рекомендации по расчету ТВПС распределительных газопроводов и газопроводов-отводов.
112. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
113. Концепция стандартизации диспетчерского управления, утвержденная приказом ОАО «Газпром» от 18.07.2011 № 179.
114. Инструкция по применению стальных труб системами газоснабжения (утв. Приказом ОАО «Газпром» от 18.07.2011 № 179) – М.:ВНИИГАЗ, 2007.

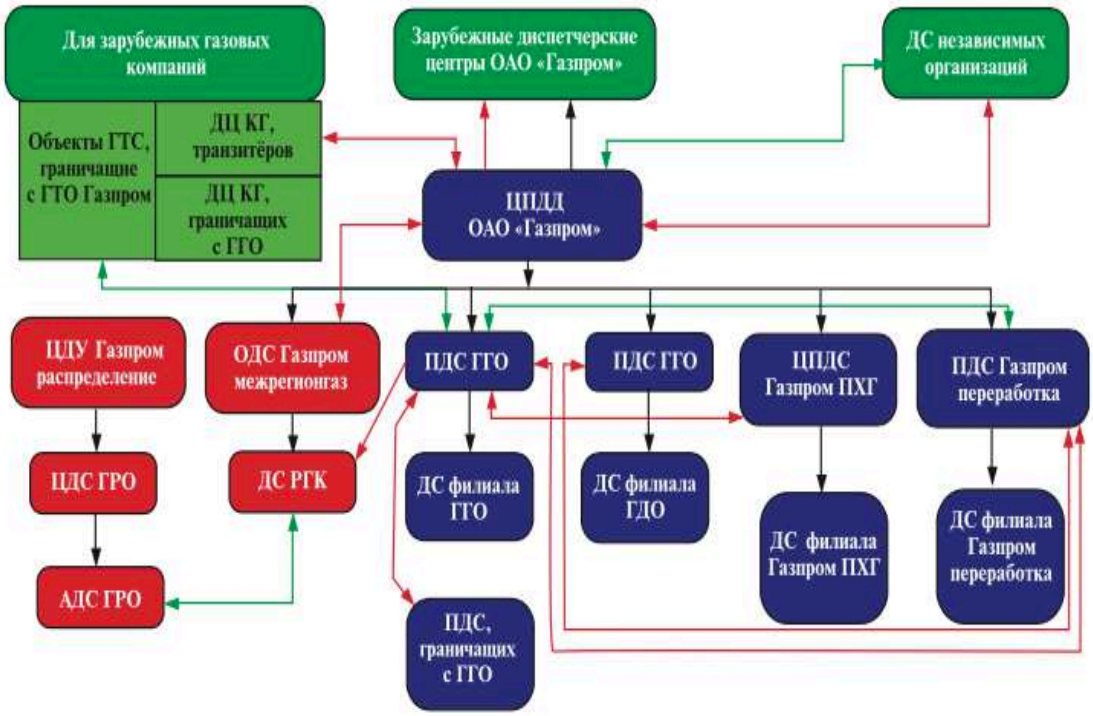
Перечень приложений

1. Схема диспетчерского взаимодействия организаций Группы Газпром, зарубежных газовых компаний и независимых организаций.
2. Проектные характеристики подземных хранилищ газа.
3. Типы нагнетателей природного газа.
4. Газодинамические характеристики нагнетателей.
5. Типы газораспределительных станций, установленных на ЕСГ.
6. Зависимость псевдокритических параметров газа от плотности газа при нормальных условиях.
7. Зависимость пределов воспламеняемости природного газа от давления его смеси с воздухом.
8. Зависимость плотности природного газа от температуры, давления и удельного веса по воздуху.
9. Зависимость изобарной теплоемкости природного газа от температуры и давления по ОНТП 51-1-85.
10. Зависимость изобарной теплоемкости природного газа от давления и температуры для условий $0{,}8 \le p_{\text{пр}} \le 3{,}2$ и $1{,}4 \le T_{\text{пр}} \le 2$
11. Зависимость изобарной теплоемкости природного газа от давления и температуры по НТП 2006 для диапазона температур 250–400 К.
12. Зависимость изобарной теплоемкости метана от давления и температуры.
13. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры по рекомендациям ОНТП 51-1-85.
14. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого давления и температуры (для условий $0{,}2 < p_{\text{пр}} < 24{,}0$; $1{,}15 < T_{\text{пр}} < 3{,}0$) по процедуре Холла – Ярбурга.
15. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры по процедуре Редлиха – Квонга.
16. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры (для условий $p_{\text{пр}} = 25$ *МПа* и $T_{\text{пр}} = 250$–400 *К*) по рекомендациям НТП 2006 года.
17. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенных давлений и температуры.
18. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенных давления и температуры.
19. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от температуры, давления и относительной плотности по воздуху.
20. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от давления, средней температуры и односильной влажности по воздуху.
21. Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ГОСТ 30319.1–96.
22. Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ОНТП 51-1-85.
23. Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры на основе формулы Lee A.L.
24. Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации СТО Газпром 2-3.5-051-2006.
25. Зависимость вязкости различных газов от температуры при нормальном давлении.

26. Зависимость вязкости различных газов от атмосферного давления.
27. Зависимость влагосодержания природного газа от температуры и давления.
28. Зависимость показателя адиабаты от давления и температуры.
29. Определение времени опорожнения газопровода.
30. Зависимость скорости звука в природном газе от давления и температуры.
31. Энергетические показатели ГПА.
32. Значение параметров ГТУ для расчета располагаемой мощности и расхода топливного газа.
33. Технические характеристики некоторых ЦБН и СПЧ.
34. Значения средних температур наружного (атмосферного) воздуха в различных пунктах по СНиП 23-01-99.
35. Норматив расхода газа при работе пневмокранов, согласно СТО Газпром 11-2005 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром».
36. Индивидуальные нормы (нормативы) расхода условного топлива ГТУ.
37. Среднемесячная температура грунта (данные 1989 года).
38. Коэффициент теплопередачи от газа к окружающей среде.
39. Значение величины e^{-ax}.
40. Зависимость коэффициента Джоуля – Томсона от давления и температуры.
41. Коэффициент теплопроводности талого грунта.
42. Вспомогательные данные для гидравлического расчета газопровода.
43. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \le 1000$ *мм* и $L \le 250$ *км* $T_{ср} = T_1 = 298–323$ *К;* $T_{ср} = T_2 = 283–298$ *К;* $T_{ср} = T_3 = 332–348$ *К.*
44. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \ge 1000$ *мм* и $L \le 250$ *км* $T_{ср} = T_1 = 298–323$ *К;* $T_{ср} = T_2 = 283–298$ *К;* $T_{ср} = T_3 = 332–348$ *К.*
45. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \ge 1000$ *мм* и $L \le 2000$ *км* $T_{ср} = T_1 = 298–323$ *К;* $T_{ср} = T_2 = 283–298$ *К;* $T_{ср} = T_3 = 332–348$ *К.*
46. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \ge 1000$ *мм* и $L \le 2000$ *км* $T_{ср} = T_1 = 298–323$ *К;* $T_{ср} = T_2 = 283–298$ *К;* $T_{ср} = T_3 = 332–348$ *К.*
47. Перечень зон входа в ЕСГ.
48. Перечень зон выхода из ЕСГ.
49. Единицы измерения некоторых физических величин.

Приложение 1

Схема диспетчерского взаимодействия организаций Группы Газпром, зарубежных газовых компаний и независимых организаций



Приложение 2

Проектные характеристики подземных хранилищ газа

Песчано-Уметское ПХГ

Местоположение – пос. Красный Октябрь, Саратовская обл.
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1966

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	400, 6	3863,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2400,0	400,0
	- буферного газа	*млн м³*	1605,6	1463,0
2	Остаточные геологические запасы		496,0	496,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,50	4,20 11,10
	-максимальное		12,74	2400,00
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*	2400,0	112
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	125	19,68
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	20,0	27,60
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	27,6	21,6
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	23,3	4,20 11,10
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		37,80
11	Подключение к МГ			Сторожевка–П. Умет II, 21 км Сторожевка–П. Умет I, 20 км
12	Пласт-коллектор			Бобриковско-кизеловский горизонт Тульский горизонт

Елшано-Курдюмское ПХГ
(бобриковско-кизеловско-чепетский горизонт)

Местоположение – Сокурский тракт, Ленинский р-н, г. Саратов
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1966

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	4398,2	4241,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2710,0	2710,0
	- буферного газа	*млн м³*	1688,2	1531,0
2	Остаточные геологические запасы		581,0	581,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,34	3,3
	-максимальное		10,47	10,0
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*	2710,0	2710,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	129	125
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	21,0	20,8
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	30,0	29,5
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	21,6	21,6
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		55,1
11	Подключение к МГ			Сторожевка-Елшанская СПХГ I. 12,8 км Сторожевка-Елшанская СПХГ II. 6,8 км
12	Пласт-коллектор			Бобриковско-кизеловско-черепетский горизонт

Продолжение приложения 2

Елшано-Курдюмское ПХГ (тульский горизонт)

Местоположение – Сокурский тракт, Ленинский р-н, г. Саратов
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1958

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	491,0	491,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	300,0	300,0
	- буферного газа	*млн м³*	191,0	191,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	243,0	43,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,36	2,60
	-максимальное		9,32	9,32
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*	300,0	300,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	21	22
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	3,40	3,40
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	5,85	5,9
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	3,10	3,0
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		55,10
11	Подключение к МГ			*Сторожевка-Елшанское СПХГ III, 7,65 км*
12	Пласт-коллектор			*Тульский горизонт*

Степновское ПХГ (D2IV+IVb)

Местоположение – пос. Степное, Советский р-н, Саратовской обл.
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1973

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	3215,0	2304,6
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	1930,0	1912,6
	- буферного газа	*млн м³*	1285,0	392,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	455,0	455,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,6	8,6
	-максимальное		20,47	17,5
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*	2406,0	1370,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	61	60
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	13,3	19,68
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	20,0	23,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	16,5	17,1
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		158,0
11	Подключение к МГ			*Степное-Сторожевка, 0 км Степное-Балаково, 0 км*
12	Пласт-коллектор			D2 Iva+IVb

Продолжение приложения 2

Степновское ПХГ (D2V+VI)

Местоположение – пос. Красный Октябрь, Саратовская обл.
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1966

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	9007,0	6696,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	5500,0	3189,0
	- буферного газа	*млн м^3*	3507,0	3507,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м^3*	623,	623,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,60	12,40
	-максимальное		21,70	17,70
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*	3224,0	3550,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	178	138
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	40,0	27,07
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	60,0	35,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	52,60	31,60
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		158,0
11	Подключение к МГ			*САЦ-Степное I, 0 км* *САЦ-Степное III, 0 км*
12	Пласт-коллектор			D2V+VI

Канчуринское ПХГ

Местоположение – д. Канчурино, Куюрганский р-н, Республика Башкортостан
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1972

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	6018,0	5872,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	4290,0	3600,2
	- буферного газа	*млн м^3*	1728,0	2272,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м^3*	724,0	724,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,9	6,68
	-максимальное		16,92	14,88
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*		3650,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	142	141
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	54,2	26,06
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	20,0	40,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	40,0	28,9
9	Способ подготовки газа к транспорту		НТС	НТС
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		121,9
11	Подключение к МГ			*Камертау-Ишимбай, 18 км* *Поляна КСПХГ, 310 км*
12	Пласт-коллектор			Сакмаро-артинский горизонт

Продолжение приложения 2

Калужское ПХГ

Местоположение – пос. Резвань, Калужская обл.
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1959

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	630,0	630,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	410,0	410,0
	- буферного газа	*млн м^3*	220,0	220,0
2	Остаточные геологические запасы		0,0	0,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,00	5,00
	-максимальное		11,5	11,5
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*	410,0	410,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	38	38
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	5,0	4,4
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	20,0	17,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	3,7	3,9
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		19,78
11	Подключение к МГ			Якшуновская СПХГ-КС Белоусово, 4 км ДКБМ-Калуга-Белоусово, 4 км
12	Пласт-коллектор			Гдовский горизонт

Мусинское ПХГ

Местоположение – д. Канчурино, Куюргазинский р-н, Рес. Башкортостан
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1988

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	640,0	629,9
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	440,0	406,9
	- буферного газа	*млн м^3*	200,0	223,0
2	Остаточные геологические запасы		47,0	47,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,9	6,7
	-максимальное		16,92	17,1
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*		440,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	25	26
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	4,5	4,4
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	5,17	5,2
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	4,0	3,5
9	Способ подготовки газа к транспорту		НТС	НТС
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		121,9
11	Подключение к МГ			Камертау-Ишимбай, 18 км Поляна-КСПХГ, 310 км
12	Пласт-коллектор			Сакмаро-артинский горизонт

Продолжение приложения 2

Карашурское ПХГ (бобриковский горизонт)

Местоположение – Удмурдия, Можгинский р-н, 22 км ю/в г. Можги
Тип – водоносный слой
Год начала закачки газа – 2003

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	1370,0	1110,9
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	640,0	499,9
	- буферного газа	*млн м^3*	730,0	611,0
2	Остаточные геологические запасы		0,0	
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	9,06	9,2
	-максимальное		14.67	13,73
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*		640,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	25	24
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	4,7	4,4
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	7,7	9,3
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	5,5	5,0
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		20,0
11	Подключение к МГ			Ямбург-Елец II, 2063 км Прогресс, 2064 км Ямбург-Елец I, 2063 км
12	Пласт-коллектор			Бобриковский горизонт

Карашурское ПХГ (тульский горизонт)

Местоположение – Удмурдия, Можгинский р-н, 22 км ю/в г. Можги
Тип – водоносный слой
Год начала закачки газа – 2006

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	890,0	461,4
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	430,0	269,4
	- буферного газа	*млн м^3*	460,0	192,0
2	Остаточные геологические запасы		0,0	
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,31	10,8
	-максимальное		14,97	14,17
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*		0,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	12	6
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	2,9	1,51
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	7,5	1,9
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	1,0	1,7
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		20,0
11	Подключение к МГ			Ямбург-Елец II, 2063 км Прогресс, 2064 км Ямбург-Елец I, 2063 км
12	Пласт-коллектор			Тульский горизонт

Продолжение приложения 2

Касимовское ПХГ

Местоположение – дер. Телебукино, Касимовский р-н, Рязанская область
Тип – водоносный слой
Год начала закачки газа – 1977

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	22000,0	22000,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	12000,0	12000,0
	- буферного газа	*млн м³*	10000,0	10000,0
2	Остаточные геологические запасы		0,0	
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,2	6,67
	-максимальное		11,3	11,11
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		9000,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	331	287
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	67,4	69,55
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	130,0	115,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	127,0	87,9
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		138,8
11	Подключение к МГ			Горький-Центр-КС Серпухов, 244 км Увязовское ПХГ-Касимовское ПХГ, 38 км Касимовское СПХГ-КГМО, 0 км
12	Пласт-коллектор			Щигровский горизонт

Увязовское ПХГ

Местоположение – пос. Борки, Шиловский р-н, Рязанская область
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1998

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	5500,0	5500,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2500,0	2500,0
	- буферного газа	*млн м³*	3000,0	3000,0
2	Остаточные геологические запасы		0,0	0,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,5	6,85
	-максимальное		11,5	9,02
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		2500,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	95	95
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	18,0	11,82
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	23,1	10,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	17,8	6,5
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		138,8
11	Подключение к МГ			Увязовское ПХГ-Касимовское ПХГ, 40 км КС Путятино-Увязовское ПХГ, 69 км
12	Пласт-коллектор			Нихнещигровский горизонт

Продолжение приложения 2

Краснодарское ПХГ

Местоположение – с. Успенское, Успенский р-н, Краснодарский край
Тип – истощенное газоконденсатное месторождение
Год начала закачки газа – 1984

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	2100,0	2100,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	1250,0	1250,0
	- буферного газа	*млн м^3*	850,0	850,0
2	Остаточные геологические запасы		650,0	650,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,3	6,4
	-максимальное		11,1	10,8
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*		1250,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	92	92
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	9,0	8,75
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	15,0	13,5
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	10,0	9,7
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		19,1
11	Подключение к МГ			Краснодарское ПХГ, 22,4 км Макоп-Невинномыск, 104 км
12	Пласт-коллектор			Зеленая свита

Кущевское ПХГ

Местоположение – с. Новомихайловское, Кущевский р-н, Краснодарский край
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1991

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	12562,0	10748,7
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	7500,0	5686,7
	- буферного газа	*млн м^3*	5082,0	5062,0
2	Остаточные геологические запасы		1438,0	1438,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	7,5	8,88
	-максимальное		14,8	13,84
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*		4800,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	343	158
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	54,0	31,6
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	65,0	50,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	51,5	38,4
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		
11	Подключение к МГ			Кущевская КС-Кущевское СПХГ, 27,2 км Кущевская СПХГ-Кущевская КС, 0 км
12	Пласт-коллектор			Альбские и апские отложения нижнего мела

Продолжение приложения 2

Гатчинское ПХГ

Местоположение – дер. Лядино, Гатчинский р-н, Ленинградская область
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1963

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	512,0	509,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	203,0	200,0
	- буферного газа	*млн м³*	309,0	309,0
2	Остаточные геологические запасы			
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,7	2,85
	-максимальное		4,6	4,36
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		200,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	43	42
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	2,0	1,81
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	2,0	2,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	1,1	1,2
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		6,97
11	Подключение к МГ			Кипень-Гатчина, 22,8 км Ям-Ижора-Гатчиина, 41,8 км
12	Пласт-коллектор			1-й годовский горизонт

Невское ПХГ

Местоположение – 70 км к юго-востоку от г. Новгорода, 20 км к северо-западу от г. Крестцы
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1975

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	4670,0	4200,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2000,0	2000,0
	- буферного газа	*млн м³*	2670,0	2200,0
2	Остаточные геологические запасы			
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,0	7,1
	-максимальное		15,0	25,43
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		1500,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	90	90
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	18,0	11,23
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	28,0	13,90
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	17,8	
9	Способ подготовки газа к транспорту		НТС, абсорбция	НТС, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		32,9
11	Подключение к МГ			Серпухов-Ленинград, 551 км Юелоусово-Ленинград, 503,7 км
12	Пласт-коллектор			1-й годовский горизонт

Продолжение приложения 2

Щелковское ПХГ

Местоположение – г. Щелково, Московская область
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1961

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	2430,0	2430
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	750,0	1300,0
	- буферного газа	*млн м³*	1680,0	1130,0
2	Остаточные геологические запасы			
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	7,6	7,67
	-максимальное		10,5	9,62
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		1300,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	122	122
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	13,0	6,12
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	13,0	13,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	6,6	7,6
9	Способ подготовки газа к транспорту		НТС	НТС
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		15,64
11	Подключение к МГ			МСПХГ 1н., 1,6 км
12	Пласт-коллектор			Нижнещигорвский горизонт

Аманакское ПХГ

Местоположение – с. Аманак, Похвистневского района, Самарской области
Тип – истощенное газоконденсатное месторождение
Год начала закачки газа – 1959

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	123,0	103,9
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	55,0	35,0
	- буферного газа	*млн м³*	68,0	68,0
2	Остаточные геологические запасы		93,0	93,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	1,54	1,45
	-максимальное		2,11	1,47
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		55,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	5	5
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	0,43	0,35
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	0,37	0,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	0,0	0,0
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сероочистка, абсорбция	Сероочистка, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		4,4
11	Подключение к МГ			Муханово-Самара, 2,1 км Похвистнево-Самара і, 65 км
12	Пласт-коллектор			Калиновская свита

Продолжение приложения 2

Кирюшкинское ПХГ

Местоположение – с. Кирюшкино, Бугуруславский р-н, Самарска область
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1973

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	870,0	870,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	425,0	425,0
	- буферного газа	*млн м³*	445,0	445,0
2	Остаточные геологические запасы		159,0	159,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	1,52	1,79
	-максимальное		2,32	2,22
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		130,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	31	31
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	2,6	2,0
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	2,6	2,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	1,6	1,6
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сероочистка, абсорбция	Сероочистка, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		4,4
11	Подключение к МГ			Муханово-Самара, 2,1 км Похвистнево-Самара і, 65 км
12	Пласт-коллектор			Калиновская свита

Дмитриевское ПХГ

Местоположение – с. Дмитриевка, Кипель-Черкасский р-н, Самарская область
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1977

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	125,0	113,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	125,00	113,0
	- буферного газа	*млн м³*	0,0	0,0
2	Остаточные геологические запасы		162,0	162,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,5	3,28
	-максимальное		3,9	4,0
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		125,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	26	24
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	1,0	1,0
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	1,0	1,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*		0,8
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сероочистка, абсорбция	Сероочистка, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		4,4
11	Подключение к МГ			Муханово-Самара, 2,1 км Похвистнево-Самара і, 65 км
12	Пласт-коллектор			Калиновская свита

Продолжение приложения 2

Михайловское ПХГ

Местоположение – с. Михайловское, Борский р-н, Самарской области
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1963

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	218,0	218,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	218,0	218,0
	- буферного газа	*млн м³*	0,0	0,0
2	Остаточные геологические запасы		226,0	225,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,63	3,19
	-максимальное		4,31	4,0
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		218,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*		24
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	27	1,5
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	1,5	1,5
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	1,5	1,3
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сероочистка, абсорбция	Сероочистка, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		4,4
11	Подключение к МГ			Муханово-Самара, 2,1 км Похвистнево-Самара і, 65 км
12	Пласт-коллектор			Калиновская свита

Пунгинское ПХГ

Местоположение – пос. Светлый, Березовский р-н, Тюменская область
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1985

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	9063,0	9579,7
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2500,0	7279,7
	- буферного газа	*млн м³*	6563,0	2300,0
2	Остаточные геологические запасы		9937,0	9937,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,9	6,79
	-максимальное		6,7	7,48
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		2300,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	38	32
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	26,0	13,56
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	43,0	19,6
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	40,0	18,5
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сепарация	Сепарация
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		
11	Подключение к МГ			Надым-Пунга IV, 565,7 км Игрим-Серов-Н.Тагил, 0 км
12	Пласт-коллектор			Пласт «П»+ кора выветривания

Продолжение приложения 2

Совхозное ПХГ

Местоположение – с. Октябрьское, Оренбургская область
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1974

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	8315,0	7610,5
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	7000,0	6295,5
	- буферного газа	*млн м³*	1315,0	1315,0
2	Остаточные геологические запасы		1617,0	1617,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	7,2	8,95
	-максимальное		15,4	14,0
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		4900,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	110	92
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	50,0	19,87
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	70,0	40,5
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	55,0	37,9
9	Способ подготовки газа к транспорту		НТС	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		67,04
11	Подключение к МГ			Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ, 94,7 км Октябрьское-Оренбург, 0 км Совхозноя СПХГ-Канчуринское СПХГ, 0 км Лупинг Оренбург-Заинск-Совхозное, 96,4 км
12	Пласт-коллектор			Сакмаро-атинский горизонт

Северо-Ставропольское ПХГ (Зеленая свита)

Местоположение – пос. Раздвяй, Ставропольский край
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1979

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	8440,0	7847,5
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	6100,0	5507,5
	- буферного газа	*млн м³*	2340,0	2340,0
2	Остаточные геологические запасы		1060,0	1060,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,21	5,5
	-максимальное		8,91	8,6
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*		5000,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	180	180
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	28,8	25,99
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	40,0	35,6
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	34,0	30,7
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		84,48
11	Подключение к МГ			Изобильное-Невинномыск, 22,3 км КС Изобильная_КС Рождественская, 21,8 км Новопсков-Аксай-Моздок юг, 21 км
12	Пласт-коллектор			Зеленая свита

Продолжение приложения 2

Северо-Ставропольское ПХГ (Хадумский горизонт)

Местоположение – пос. Раздвяй, Ставропольский край
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1983

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	73230,0	68504,2
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	56830,0	52104,2
	- буферного газа	*млн м³*	16400,0	16400,0
2	Остаточные геологические запасы		16770,0	16770,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	0,0	2,9
	-максимальное		4,06	5,5
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*	20000,0	19252,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	667	655
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	120,0	118,8
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	160,0	150,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	146,0	141,9
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		84,48
11	Подключение к МГ			Изобильное-Невинномысск, 22,3 км КС Изобильная_КС Рождественская, 21,8 км Новопсков-Аксай-Моздок юг, 21 км
12	Пласт-коллектор			Хадумский горизонт

Осиповическое ПХГ

Местоположение – Республика Беларусь, Могилевская область, Осиповичиский район
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1976

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м³*	700,0	901,4
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	400,0	468,4
	- буферного газа	*млн м³*	300,0	433,0
2	Остаточные геологические запасы			
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	1,7	1,43
	-максимальное		7,0	7,00
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м³*	385,0	385,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	38	42
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	3,0	3,9
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	4,0	4,6
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	2,7	2,4
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сепарация	Сепарация
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		4,42
11	Подключение к МГ			Г-отвод к Осиповичскому ПХГ, 64,3 км
12	Пласт-коллектор			Блонская свита

Продолжение приложения 2

Прибугское ПХГ

Местоположение – Республика Беларусь, Брестская область, Каменецкий район
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 2000

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	1400,0	1363,7
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	600,0	511,7
	- буферного газа	*млн м^3*	800,0	852,0
2	Остаточные геологические запасы			
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,5	8,2
	-максимальное		15,5	14,5
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*	458,0	458,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	34	37
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	4,4	3,4
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	7,3	5,1
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	4,7	3,4
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		7,05
11	Подключение к МГ			Г-отвод к Прибкгтскому ПХГ, 10,5 км
12	Пласт-коллектор			Страдечская свита

Мозырское ПХГ

Местоположение – Республика Белорусь, Гомельская область, Мозырский райн, г. Мозырь
Тип – оложения каменной соли
Год начала закачки газа – 2008

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объем заканчиваемого газа	*млн м^3*	255,5	255,8
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м^3*	210,0	210,3
	- буферного газа	*млн м^3*	45,5	45,5
2	Остаточные геологические запасы			
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,5	2,5
	-максимальное		13,5	13,5
4	Объем активной емкости по обустройству	*млн м^3*	210,0	210,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	11	11
6	Максимальная суточная закачка	*млн м^3/сут*	2,0	1,82
7	Максимальный суточный отбор	*млн м^3/сут*	10,0	10,55
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м^3/сут*	2,33	5,78
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		4,67
11	Подключение к МГ			Г-отвод к Мозырскому ПХГ, 4,9 км
12	Пласт-коллектор			Лебедянско-оресский горизонт

Приложение 3

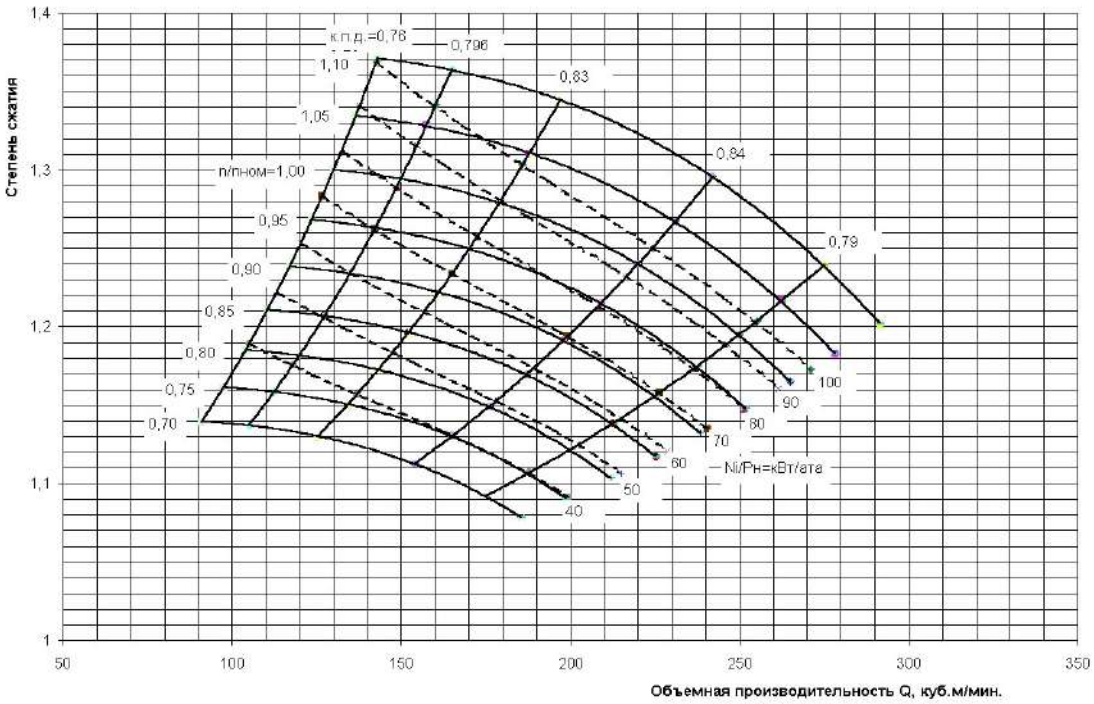
Типы нагнетателей природного газа

108-41-1Л	BCL-605	Н-6-41	Н-398-24-1Л
108-51-1Л	C-1607GKA	Н-650-21-1	Н-398-26-1Л
10ГЦ2-247/76-1,35	C-168H	Н-650-21-2	Н-398-26-1ЛСМ
10ГЦ2-250/39-56	C-304	Н-650-22-2	Н-398-28-3СМ
12MV2A	C-3342HAI-16	Н-650-22-2-1,35	Н-520-12-1
16ГЦ2-290/45-76	C-3342HAI-2508	Н-650-22-2М	Н-520-21-1
16ГЦ2-290/45-76С	C-402	Н-650-23-1	Н-598-21-1СУ
16ГЦ2-323/53-76С	CDP-224	Н-6-56	НЦ-196
16ГЦ2-330/56-84	PCL-1002/36	Н-6-56-2	НЦ-47-71-1
16ГЦ2-340/60-85М	PCL-603/24	Н-6-66	НЦ-47-71-1С
16ГЦ2-385/63-85М	PCL603-2/24	Н-6-76	НЦ-48-61-1
16ГЦ2-385/63-85М1	PCL-802/24	НЦ-12.0000-000	НЦ-6,3-150
16ГЦ2-395/53-76М1	PCL-804-2/36	НЦ-12-56	НЦ-6,3-21
16ГЦ2-395/53-76С	PCL-804-2/36/B	НЦ-12С/56	НЦ-6,3-41
16ГЦ2-415/56-76М	RC7-6B	НЦ-151-21-1С	НЦ-6,3-56
16ГЦ2-425/18-41СМ1	RC7B	НЦ-16	НЦ-6,3-76
16ГЦ2-450/26,5-45	RF2BB/30	НЦ-16.0000.000	НЦ-6ДКС
16ГЦ2-450/26-45 М5	RF2BB/36	НЦ-16-21	НЦВ-6,3/125-2,2
201ГЦ2-218/41,5-56М1	RV 080/02	НЦ-16-41	НЦВ-6,3-125
208-21-2ЛСМ	RV 090/02	НЦ-16-56	НЦВ-6,3-32К
222 ГЦ2-290/39-56	ГЦ2-360/50,5-76	НЦ-16-56-1,44	НЦВ-6,3-56
235-21-1Л	ГЦ2-395/53-76	НЦ-16-75	НЦВ-6,3-61
280-11-6	ГЦ2-420/41,5-56	НЦ-16-76	НЦВ-6,3-67К
280-12-7	ГЦ2-460/18,5-41-2,2	НЦ-16-76-1,36	НЦВ-6,3-76
291 ГЦ-2-385/53-76М	ГЦ2-519/3956С	НЦ-16-76-1,44	НЦВ-8-100-2
291ГЦ2-400/58-76М	ГЦ2-52/66-160-М2	НЦ-16-76-1,5	НЦВ-8-51
295ГЦ2-270/20-60М1	ГЦ2-535/61-76С	НЦ-16-76-1,64	НЦВЭ-56/1,45
295ГЦ2-500/26-45М	ГЦ-2-580/51-76-1,5	НЦ-16-76-1,7	УНЦ-16-76
2Н-16-76	ГЦ2-87-44,5-76	НЦ-16ДКС-02	УНЦ-16-76/1,44
2Н-16-76-1,44	Дрессер 656Р2	НЦ-16М	
2Н-25-76	Дрессер 757Р2	НЦ-16МХИ	
321ГЦ2-560/53-76М	Д223ГЦ2-75/11-82М45	НЦ-16С/56	
351ГЦ2-564/58-76М13	193ГЦ1-260/3-12-М56	НЦ-18-70-1,7	
370-1,5/76-16/5200	Н-125-31	Н-260-13-2	
370-18-1	Н-16-76	Н-280-11-1	
398-21-1СУ-АЛ31	Н-16-76-1,35	Н-280-11-6	
398-23-1Л	Н-16-76-1,44	Н-280-12-7	
398-23-1ЛСМ	Н-16-76-1,5	Н-285-22-1	
398-27-1Л	Н-196	Н-295-24-1	
408-32-1ЛСУ	Н-196-1,35	Н-300	
498-11-1Л	Н-196-1,45	Н-300-1,23	
498-21-1Л	Н-220-11-1СМП	Н-370-14-1	
498-22-1Л	Н-235-21-1	Н-370-17-1	
498-23-1ЛСМ	Н-235-21-3	Н-370-17-1М	
498-31-1Л	Н-235-23-1	Н-370-18-1	
6,3ГЦ2-65/73,5-125	Н-235-23-3	Н-370-18-2	
6V-3	Н-235-24-1	Н-370-21-2	
6ПК 32-1	Н-235-26-1	Н-385-21-1	
7V-2	Н-235-28-1	Н-395-24-1	
7V3	Н-25-75	Н-398-21-1Л	
8ГЦ2	Н-6-28	Н-398-22-3	

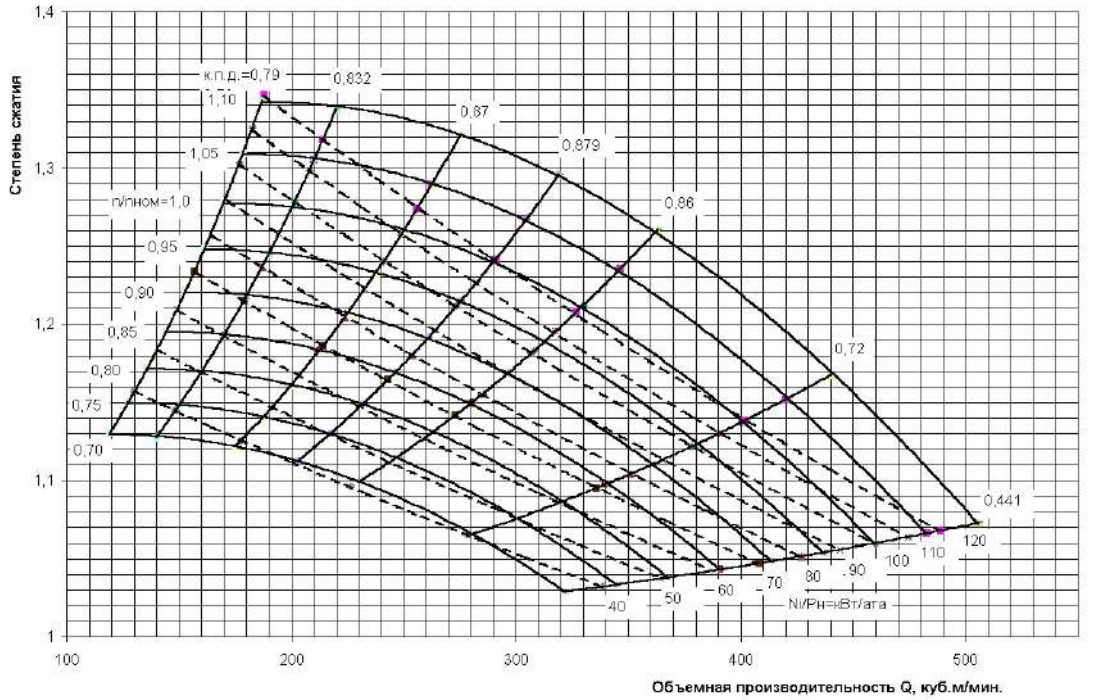
Приложение 4

Газодинамические характеристикинагнетателей

Газодинамические характеристики нагнетателя 280-11-1(2),
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.91, nн=7 950 об/мин, k=1.312

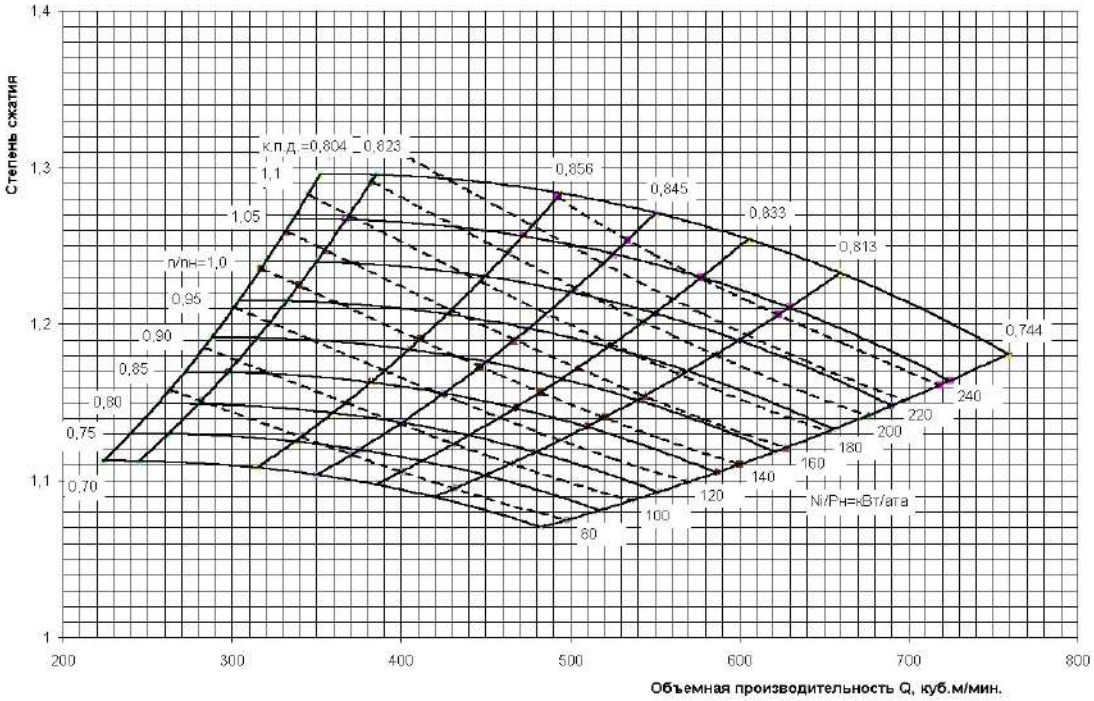


Газодинамические характеристики нагнетателя 260-13-2,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.91, nн=5 400 об/мин, k=1.312

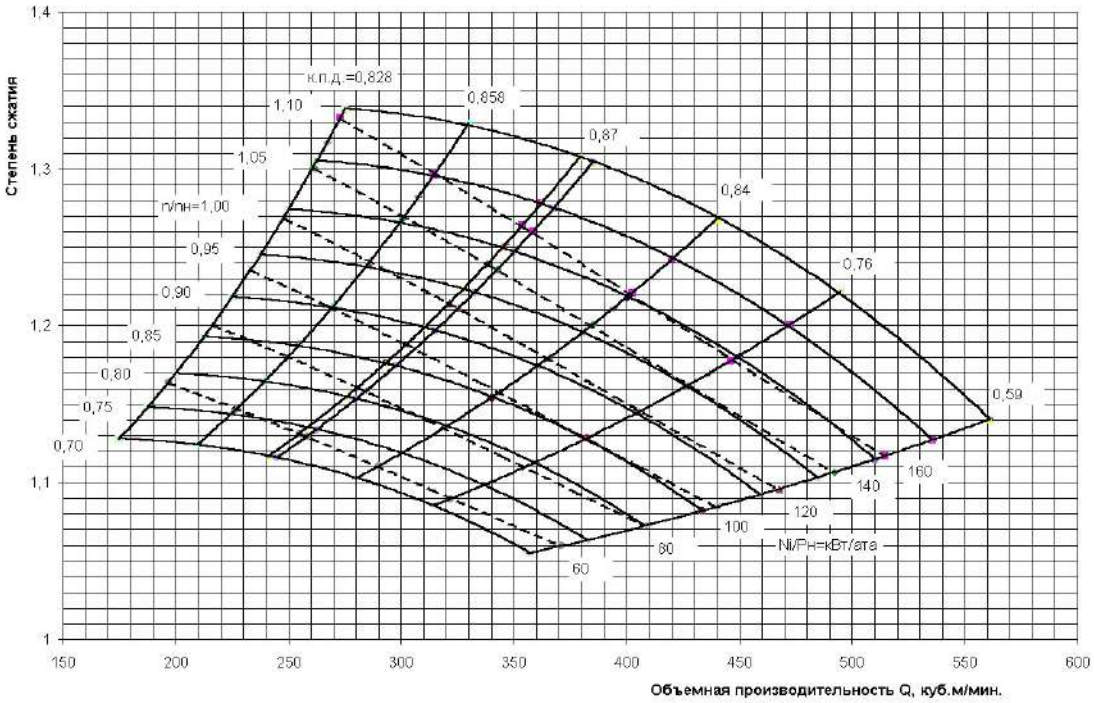


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 370-18-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.888, nн=4 800 об/мин, k=1.312

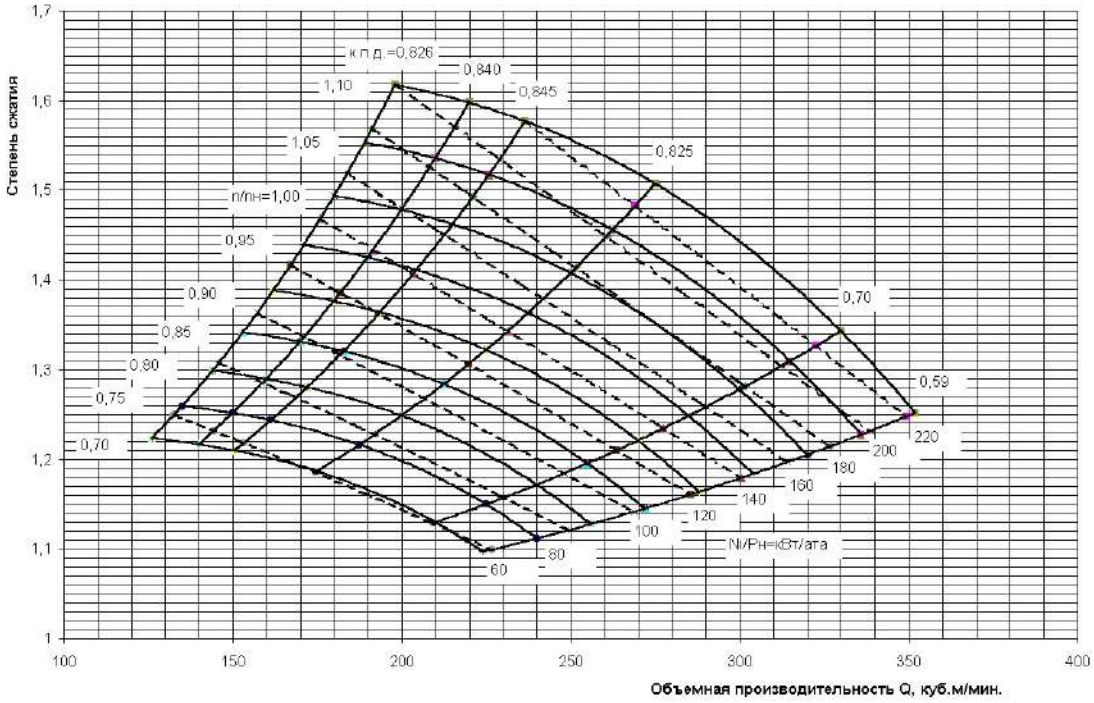


Газодинамические характеристики нагнетателя 370-17(14)-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.91, nн=5 300 об/мин, k=1.312

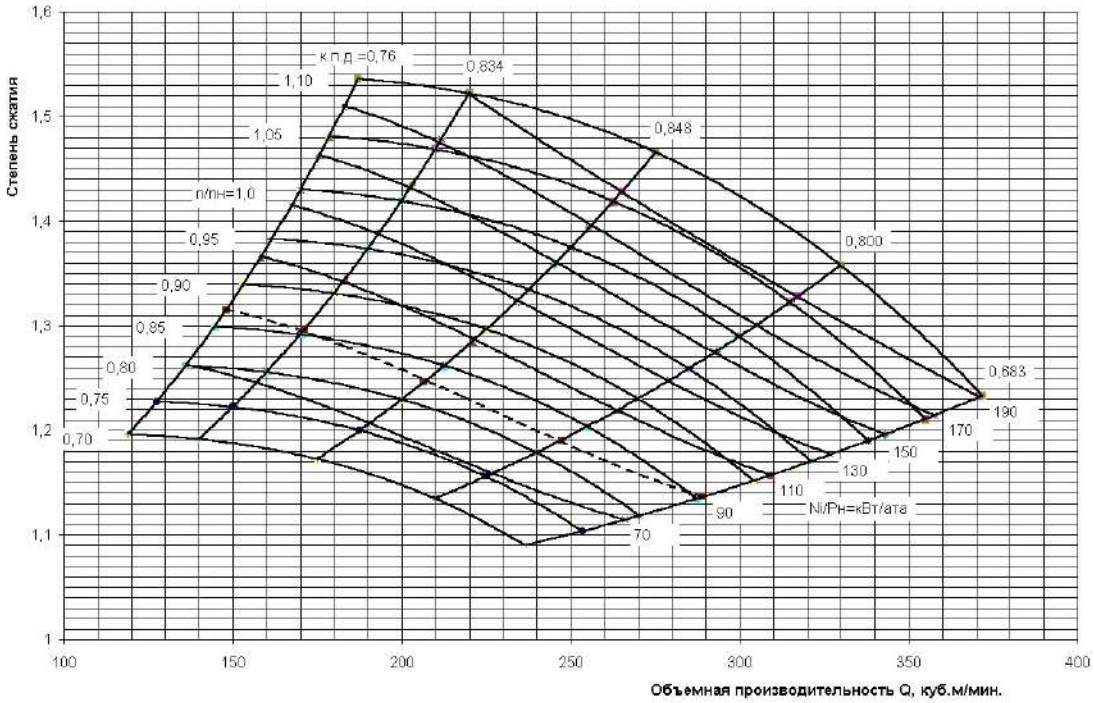


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 235-21-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.888, nн=4 800 об/мин, k=1.312

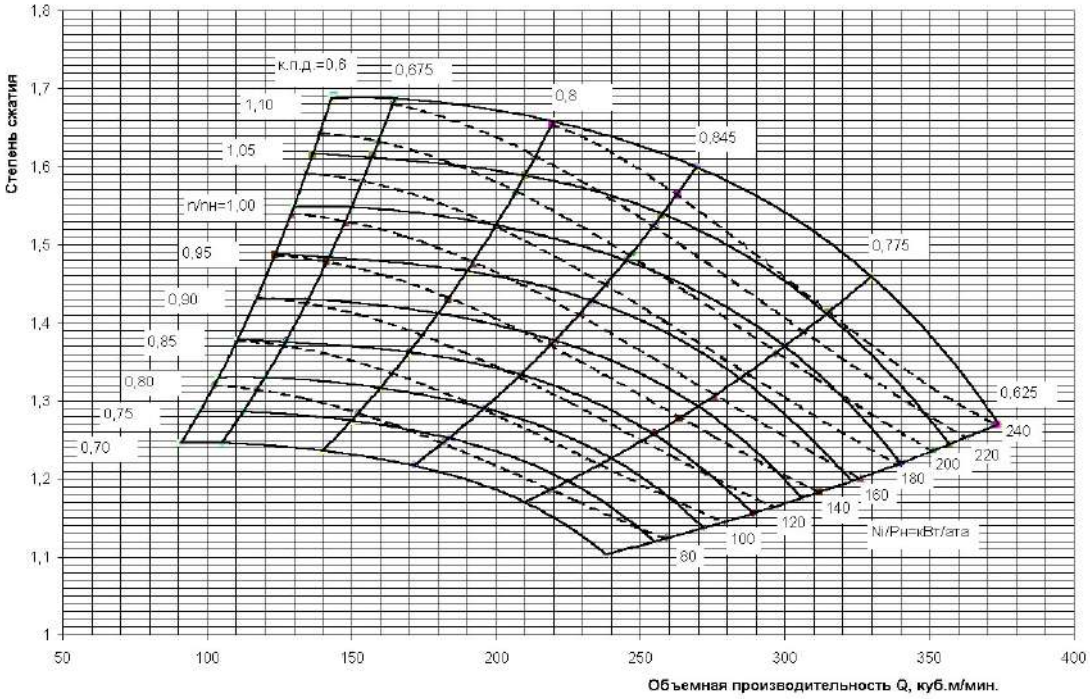


Газодинамические характеристики нагнетателя 235-22-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=4 800 об/мин, k=1.312

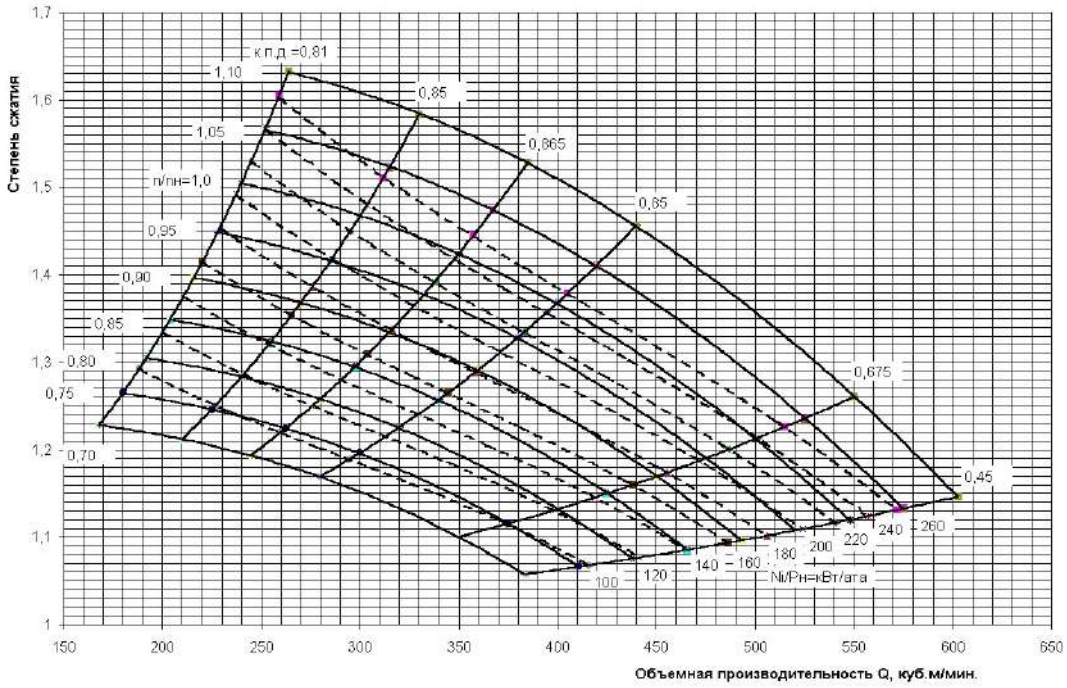


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 235-23-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=4 800 об/мин, k=1.312

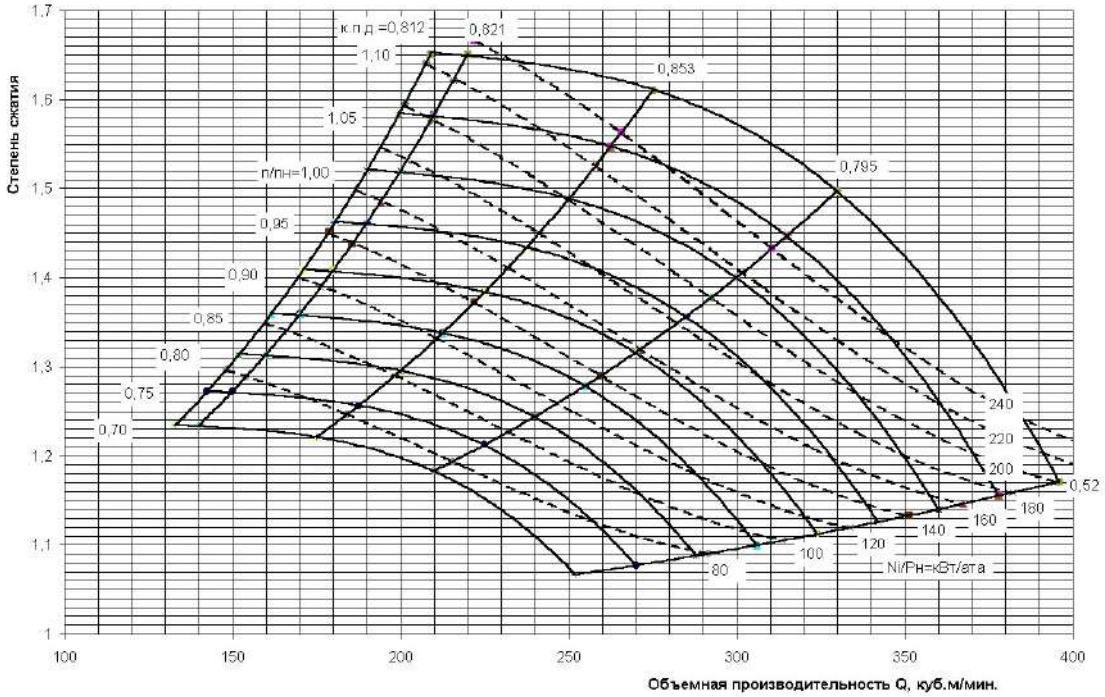


Газодинамические характеристики нагнетателя 235-24-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=4 800 об/мин, k=1.312

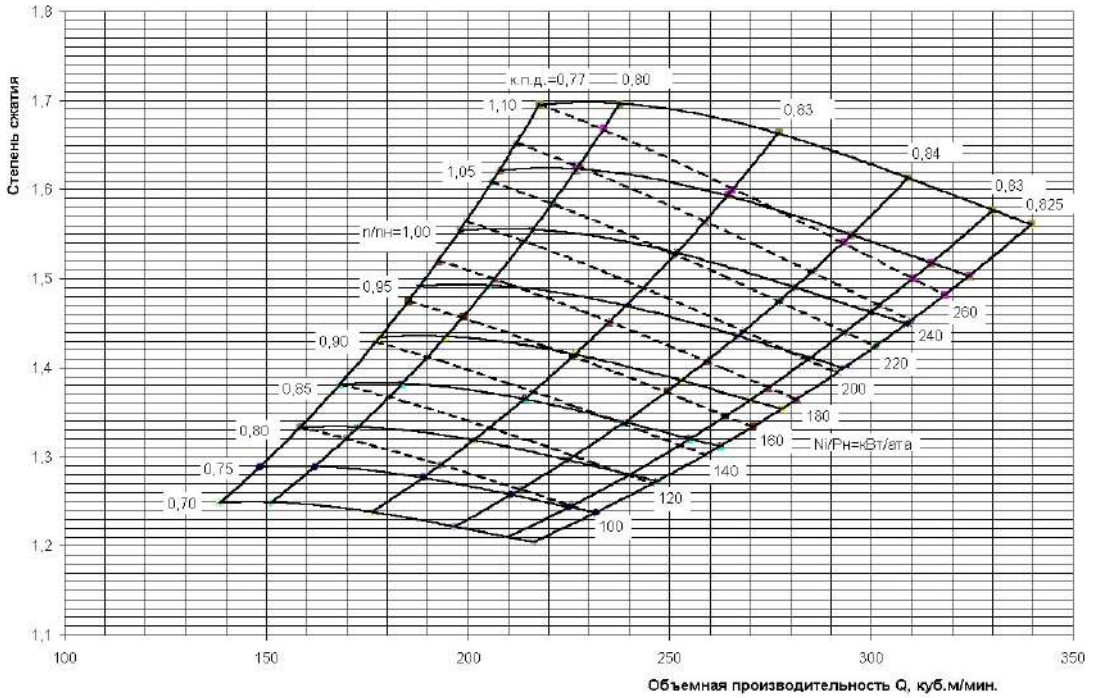


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 235-21-3,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=5 000 об/мин, k=1.312

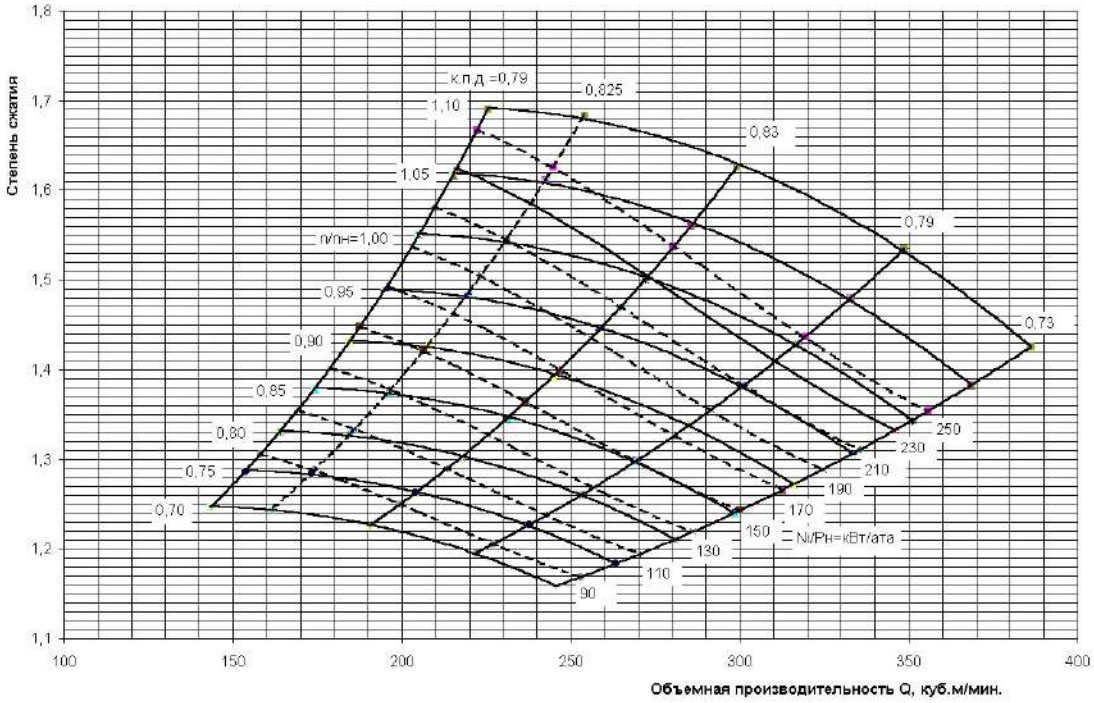


Газодинамические характеристики нагнетателя 285-22-1 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.884, nн=5 000 об/мин, k=1.312

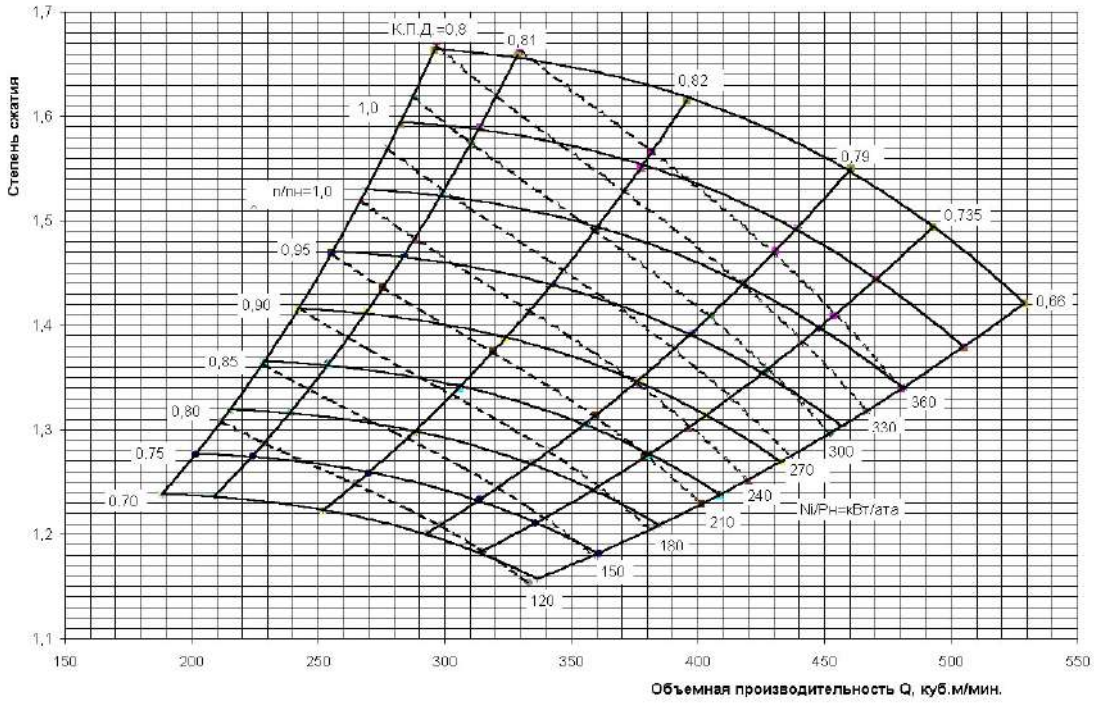


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 310-21-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.866, nн=5 000 об/мин, k=1.312

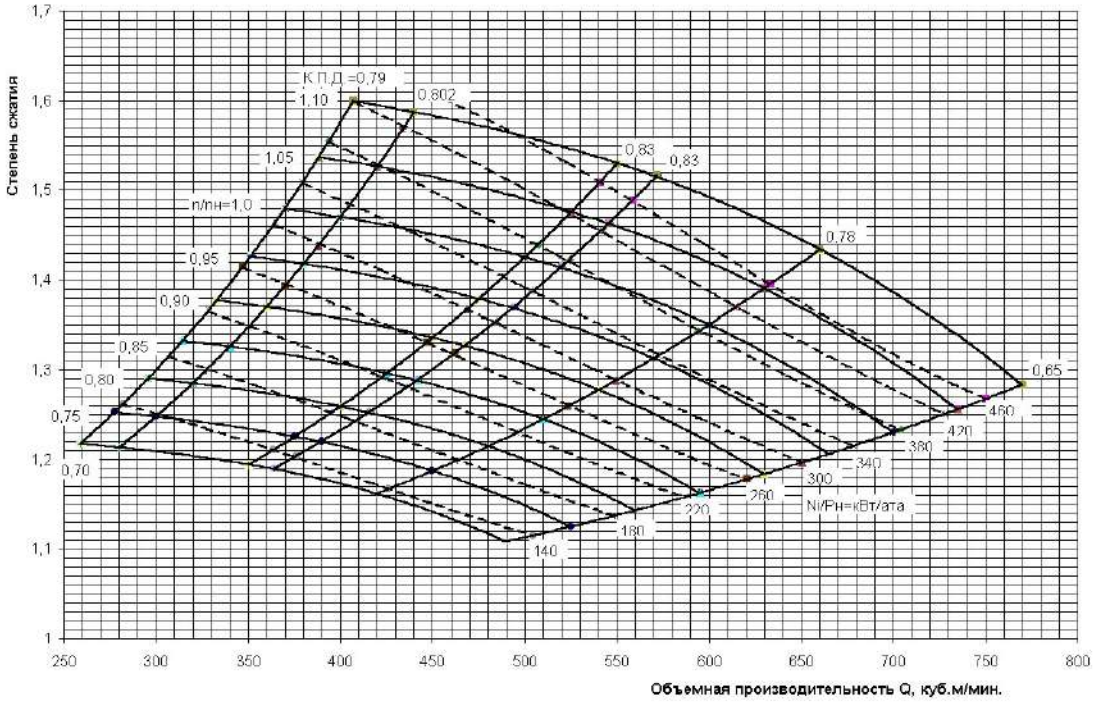


Газодинамические характеристики нагнетателя 310-24-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.89, nн=5 000 об/мин, k=1.312

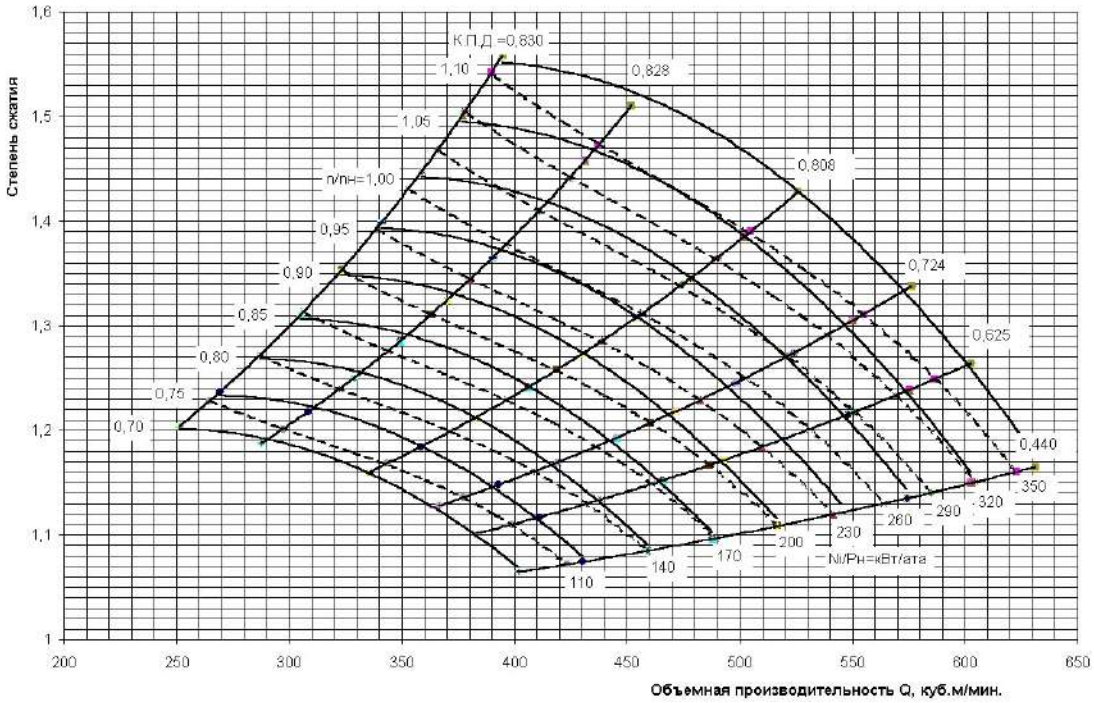


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя СПЧ 520-21-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.89, nн=5 200 об/мин, k=1.312

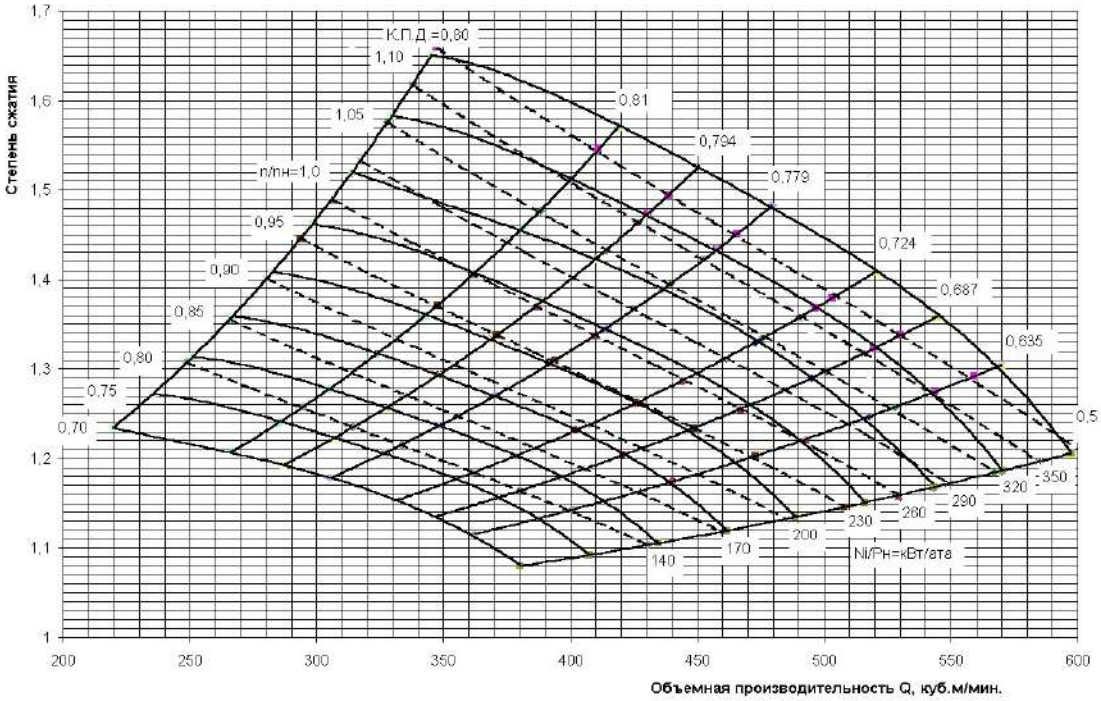


Газодинамические характеристики нагнетателя СПЧ 650-23-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.895, nн=5 200 об/мин, k=1.312

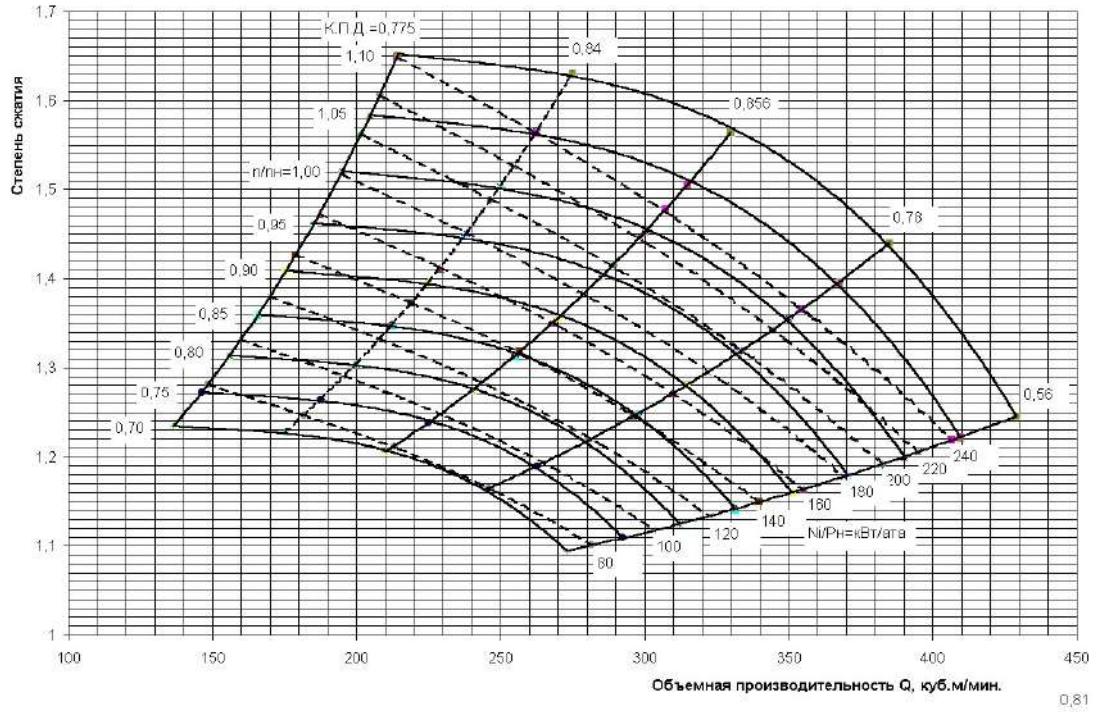


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя СПЧ 235-28-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.895, nн=5 200 об/мин, k=1.312

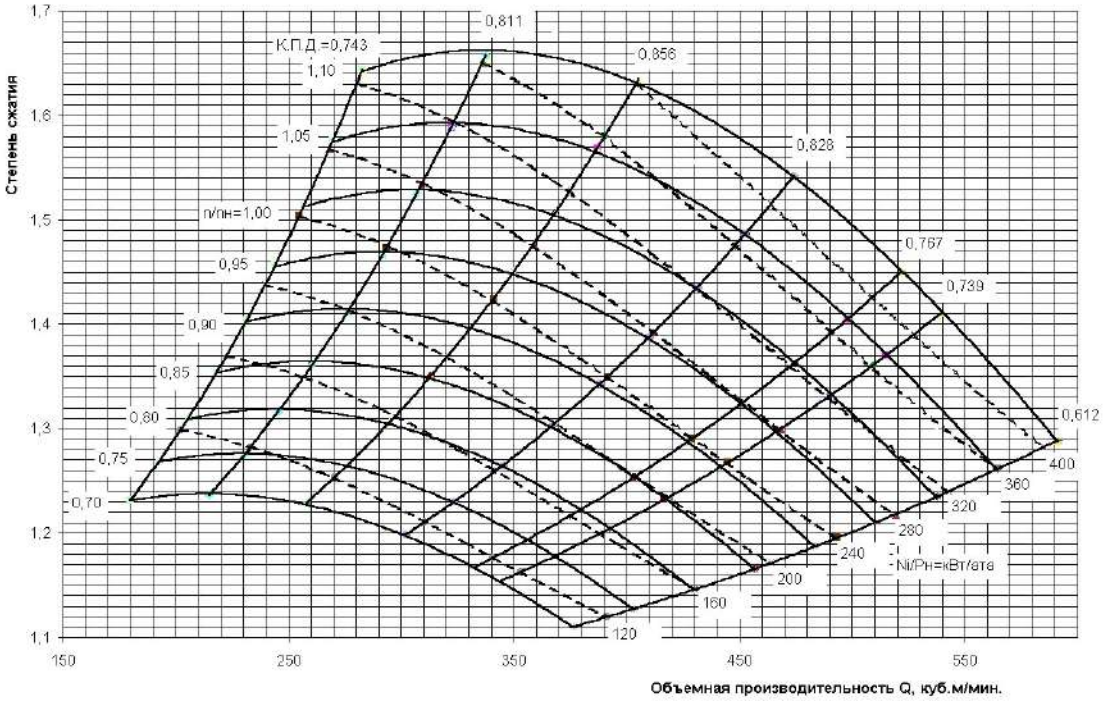


Газодинамические характеристики нагнетателя СПЧ 235-1,45/76-6500,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=6 500 об/мин, k=1.312

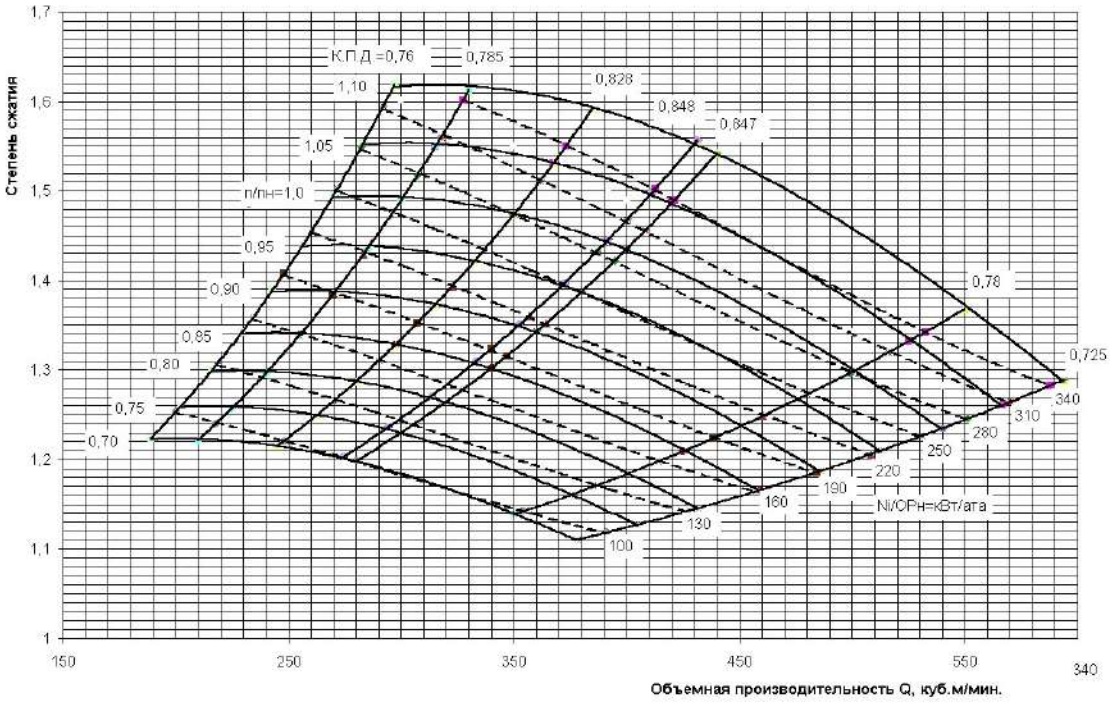


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 295-24-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.923, nн=6 500 об/мин, k=1.312

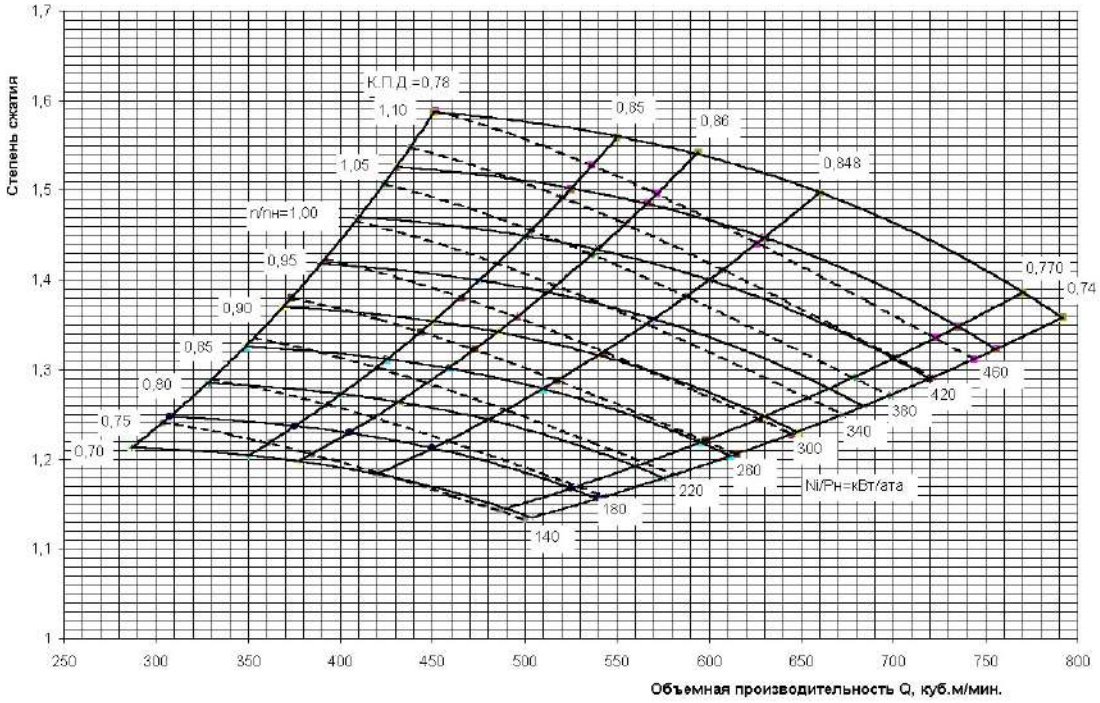


Газодинамические характеристики нагнетателя 398-21-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=5 200 об/мин, k=1.312

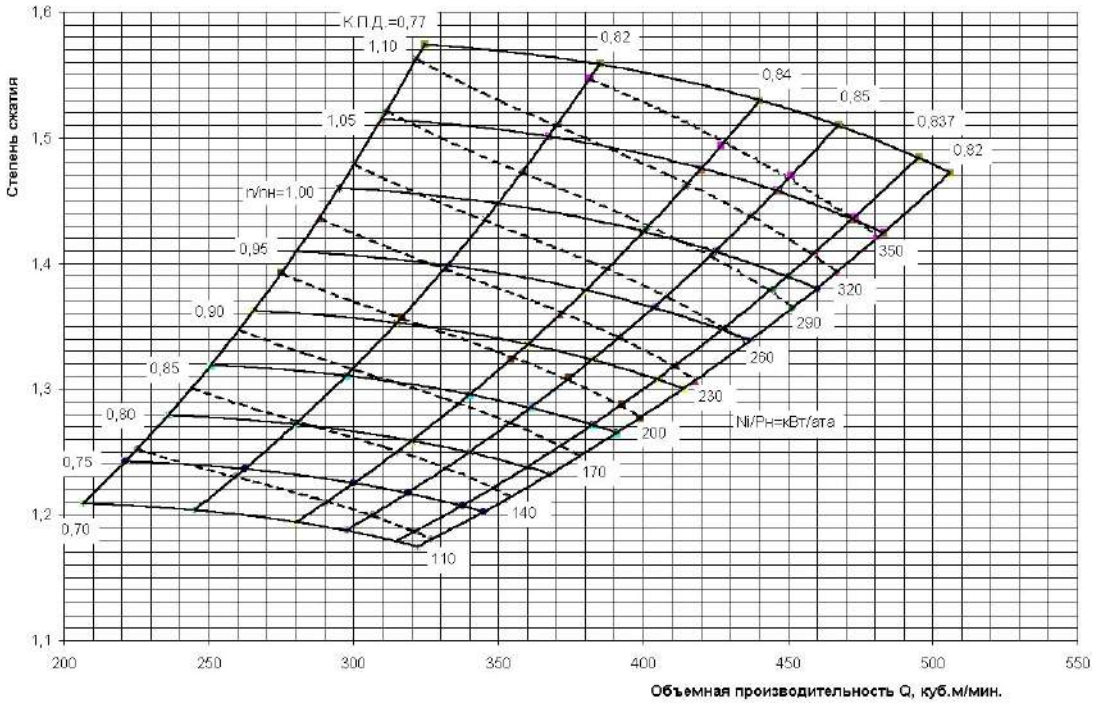


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 398-24-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.925, nн=5 200 об/мин, k=1.312

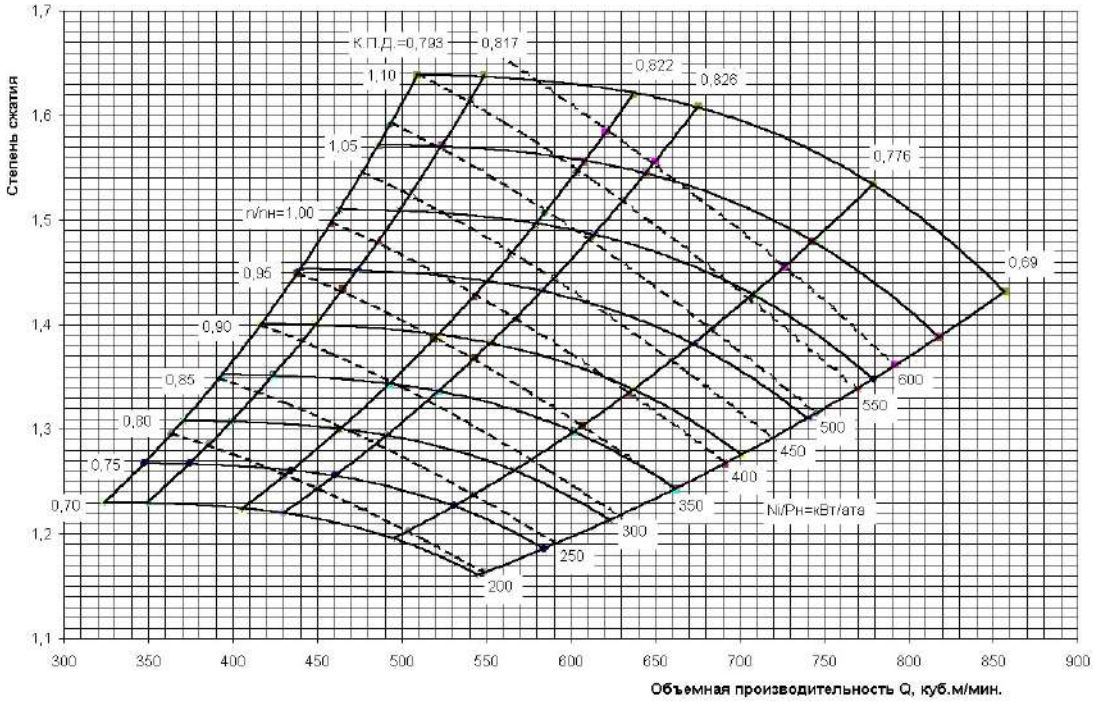


Газодинамические характеристики нагнетателя СПЧ 235-1,4/76-16/5300,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.897, nн=5 300 об/мин, k=1.312

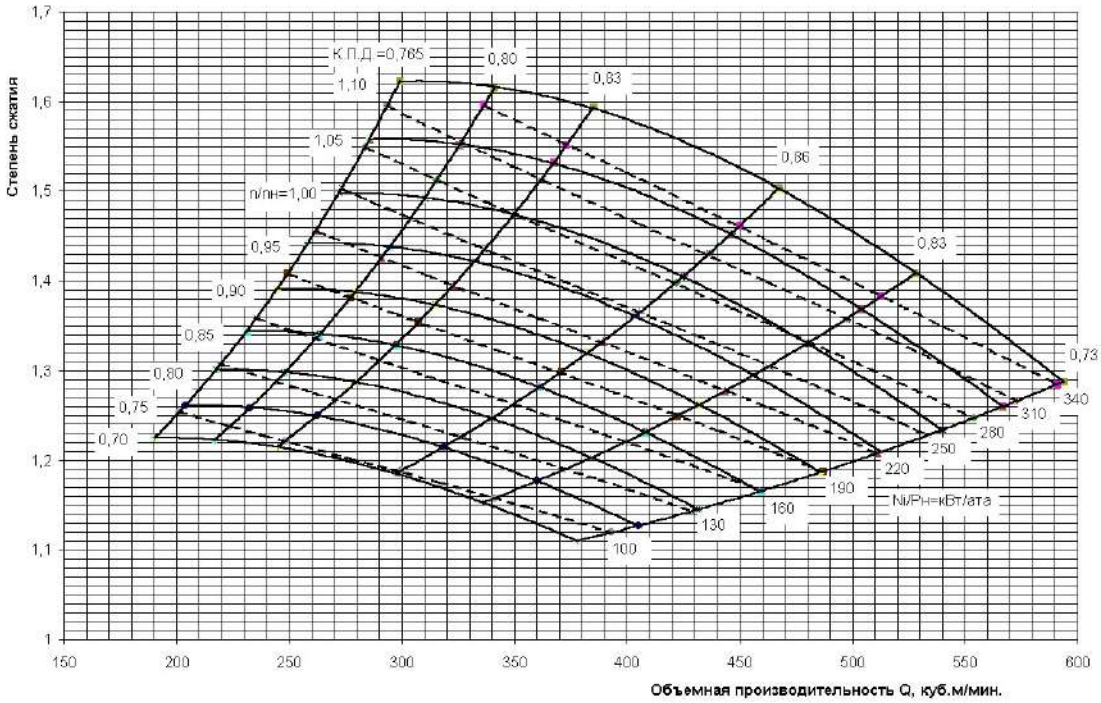


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 650-22-2,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.89, nн=3 700 об/мин, k=1.312

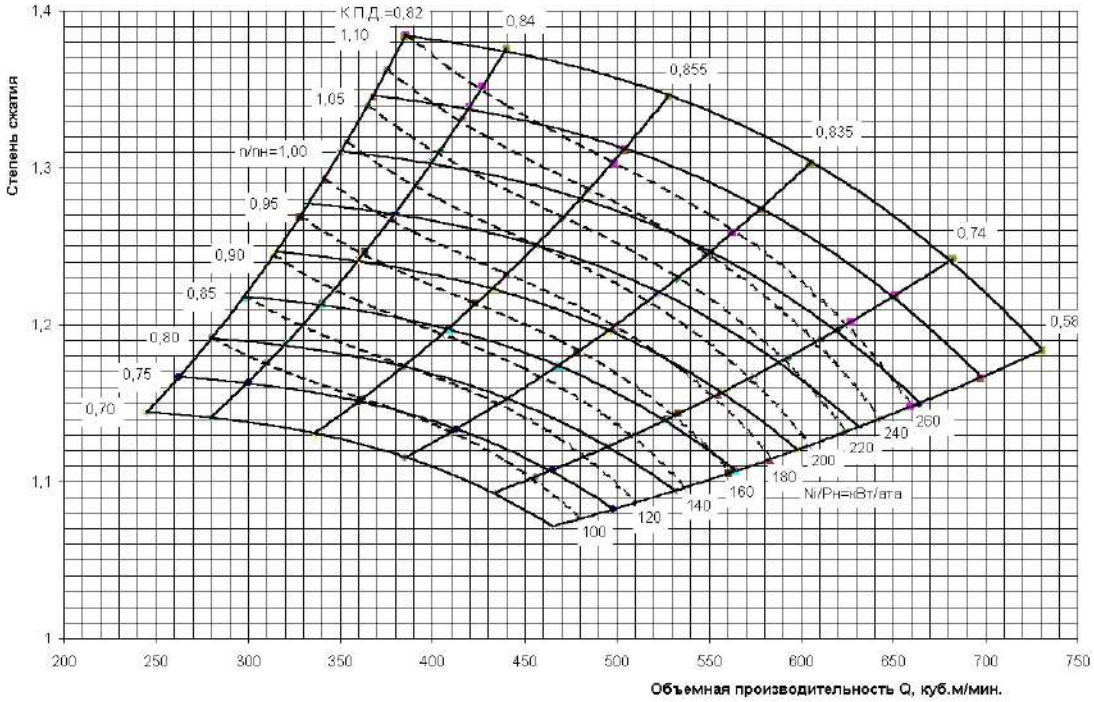


Газодинамические характеристики нагнетателя 395-21-1,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=5 300 об/мин, k=1.312

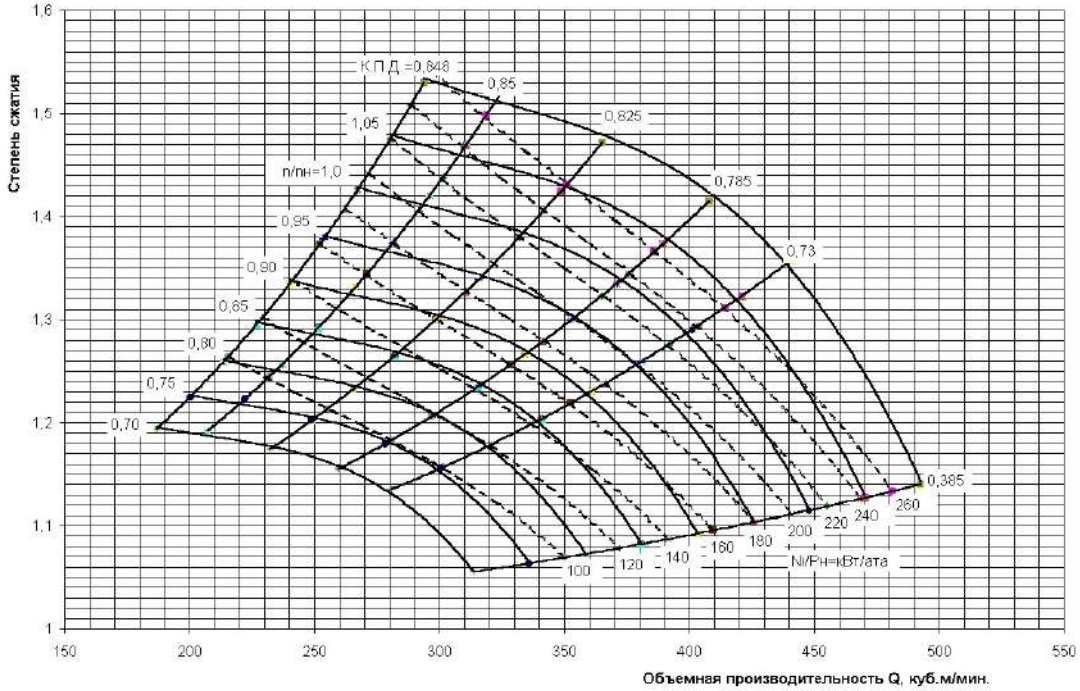


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя 520-12-1,
значения расчетных величин: Тн=293 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.91, nн=4 800 об/мин, k=1.312

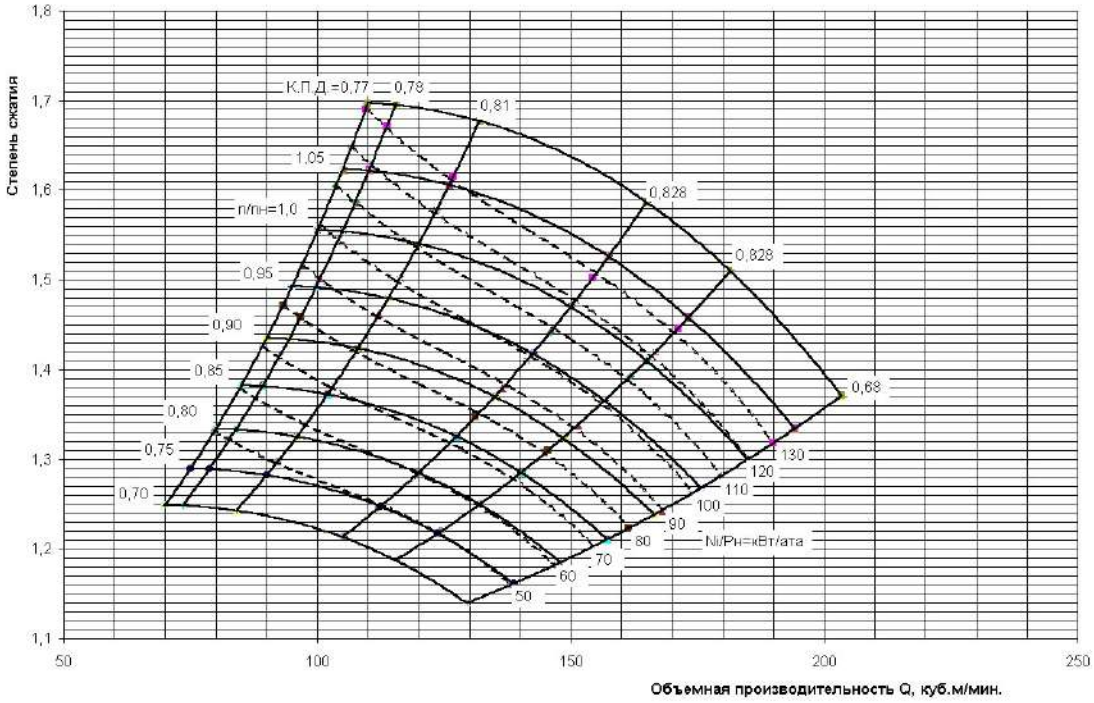


Газодинамические характеристики нагнетателя 370-21-2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.896, nн=4 800 об/мин, k=1.312

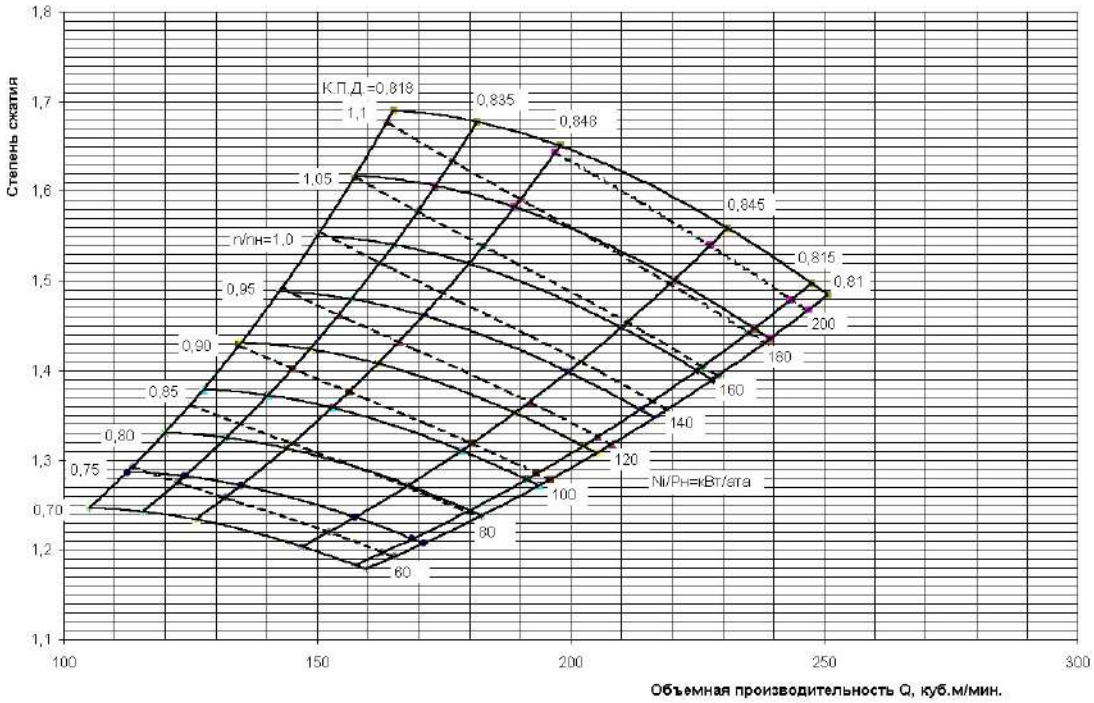


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3В/76-1,45,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.901, nн=8 200 об/мин, k=1.312

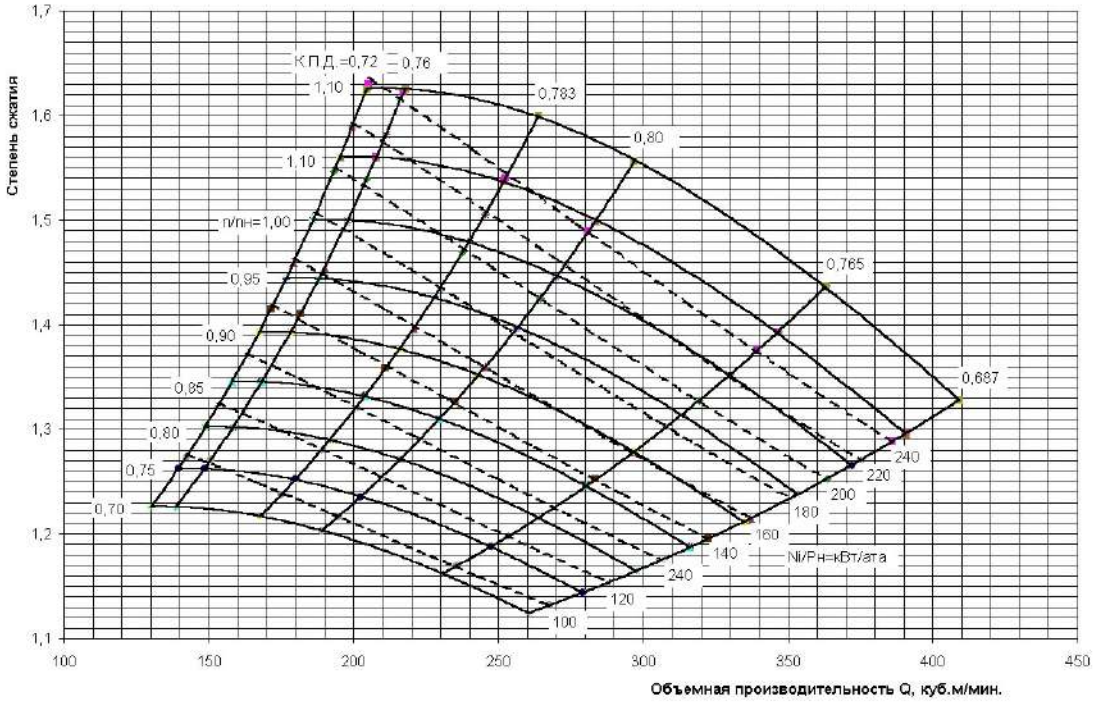


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3В/56-1,45,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.927, nн=8 200 об/мин, k=1.312

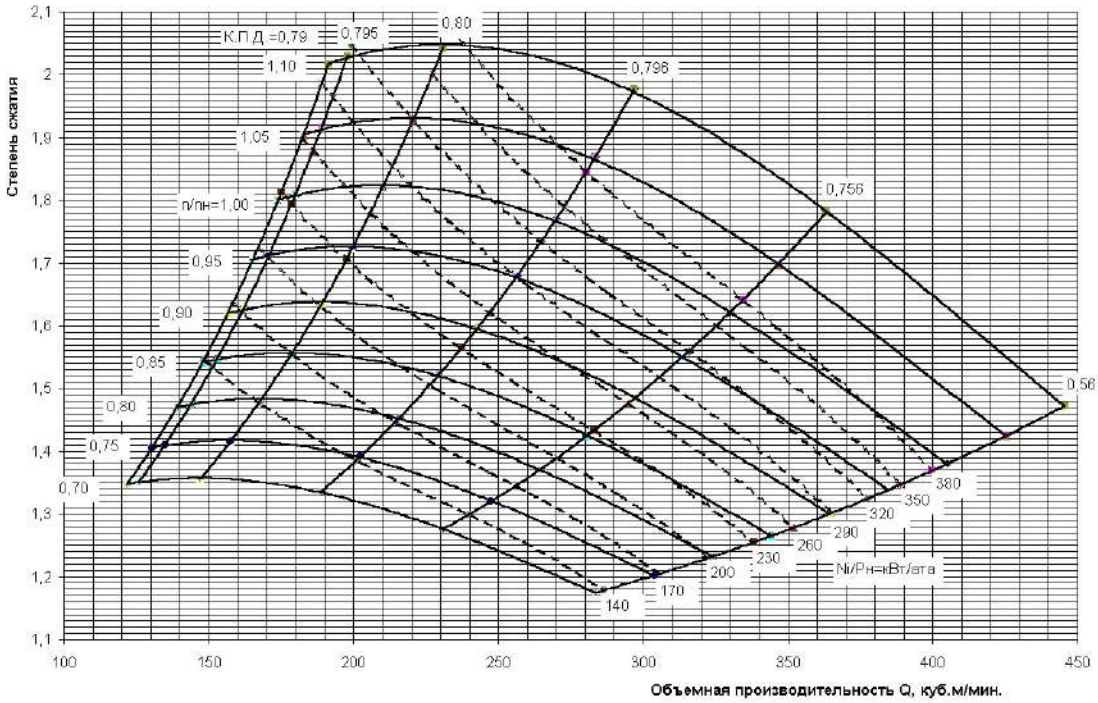


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3В/41-1,45,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.945, nн=8 200 об/мин, k=1.312

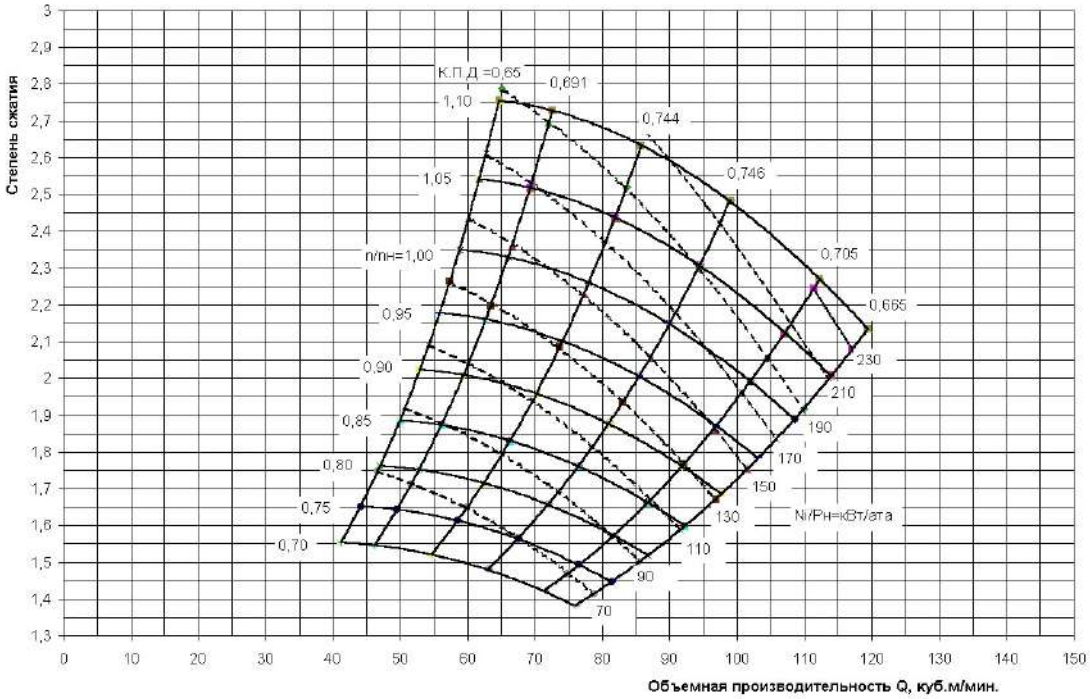


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3В/29-1,7,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.967, nн=8 200 об/мин, k=1.312

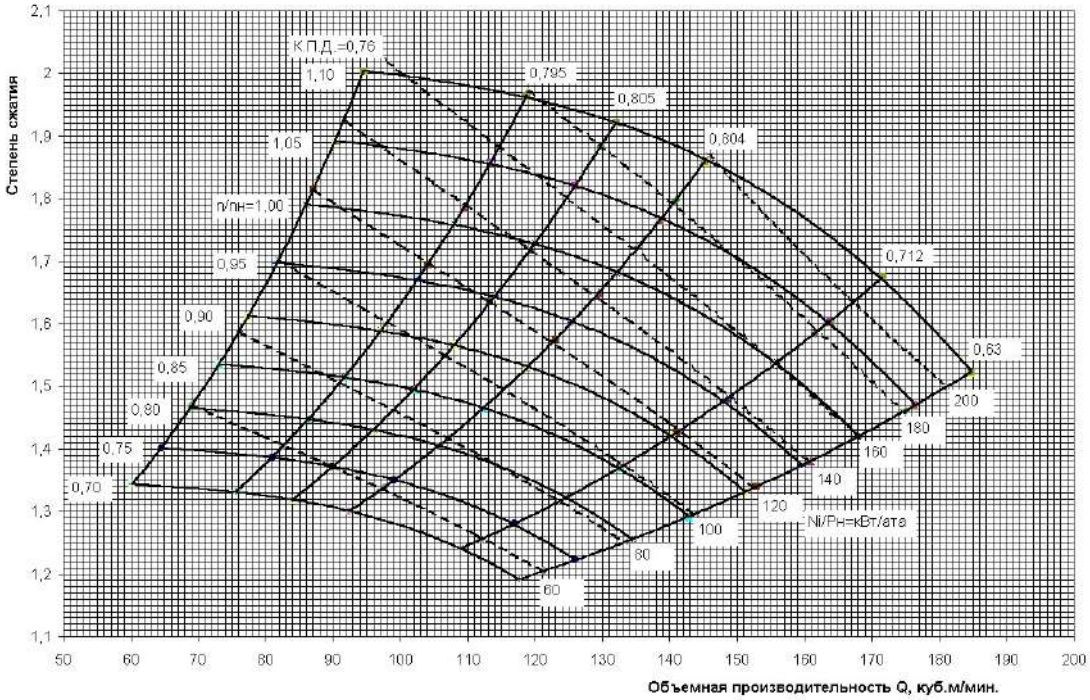


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3В/76-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.933, nн=8 200 об/мин, k=1.312

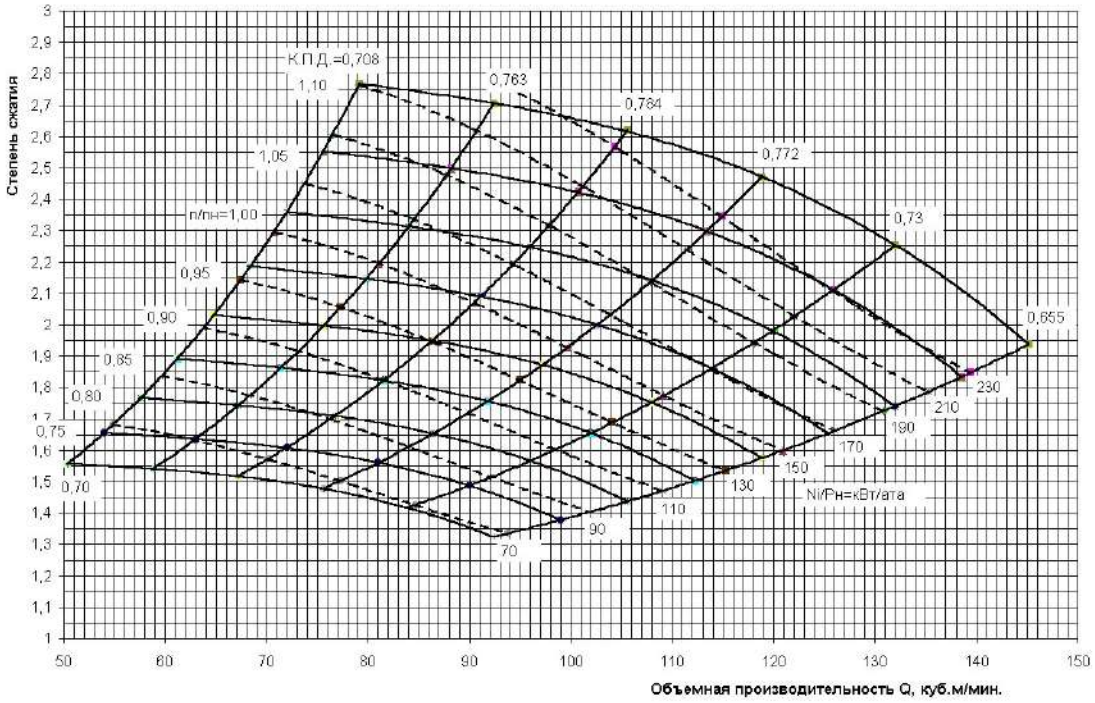


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3/67К-1,7 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=44,4 кг.м/кг.К, Z=0.911, nн=8 200 об/мин, k=1.312

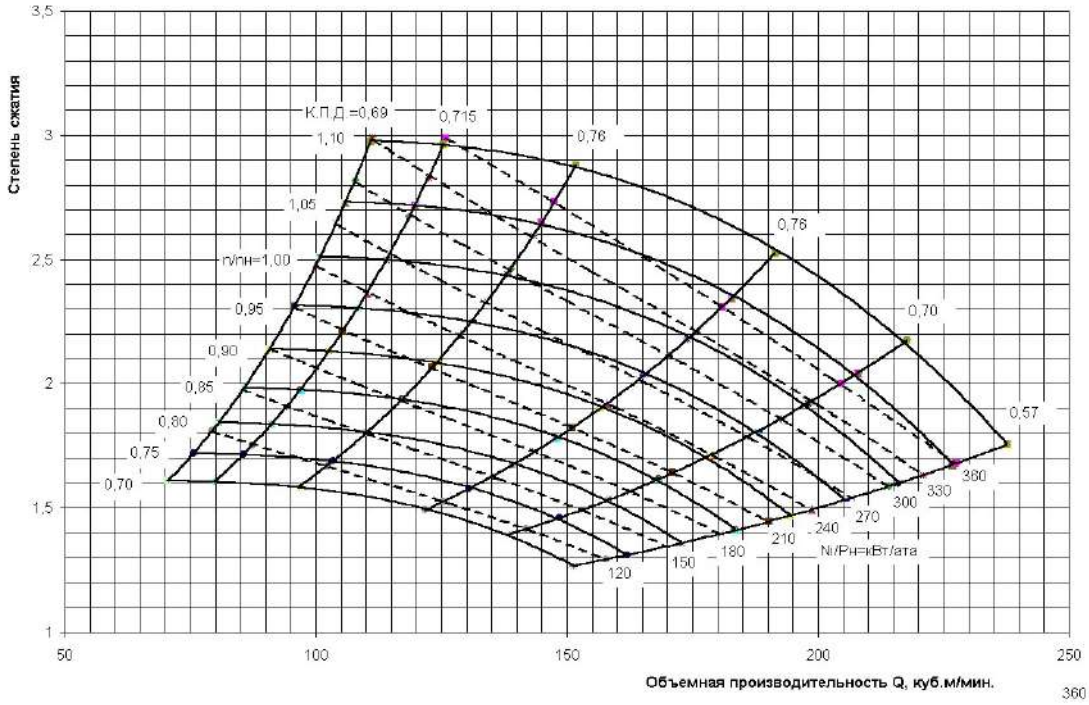


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3/67К-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=44.4 кг.м/кг.К, Z=0.931, nн=8 200 об/мин, k=1.312

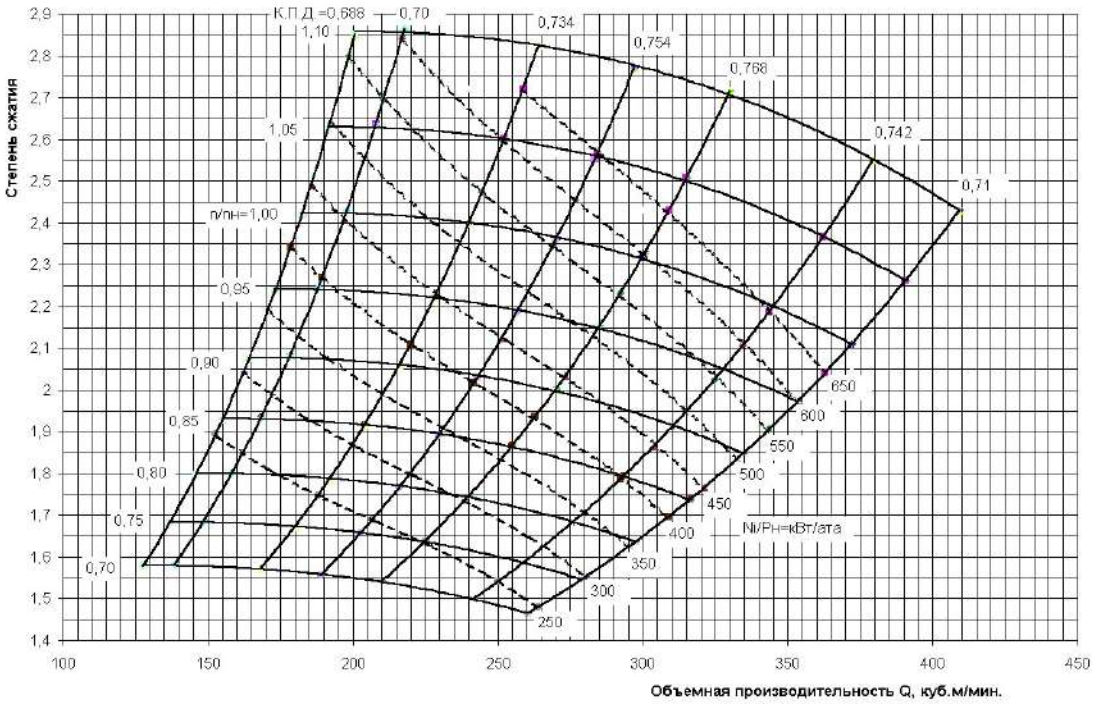


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3В/41-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.963, nн=8 200 об/мин, k=1.312

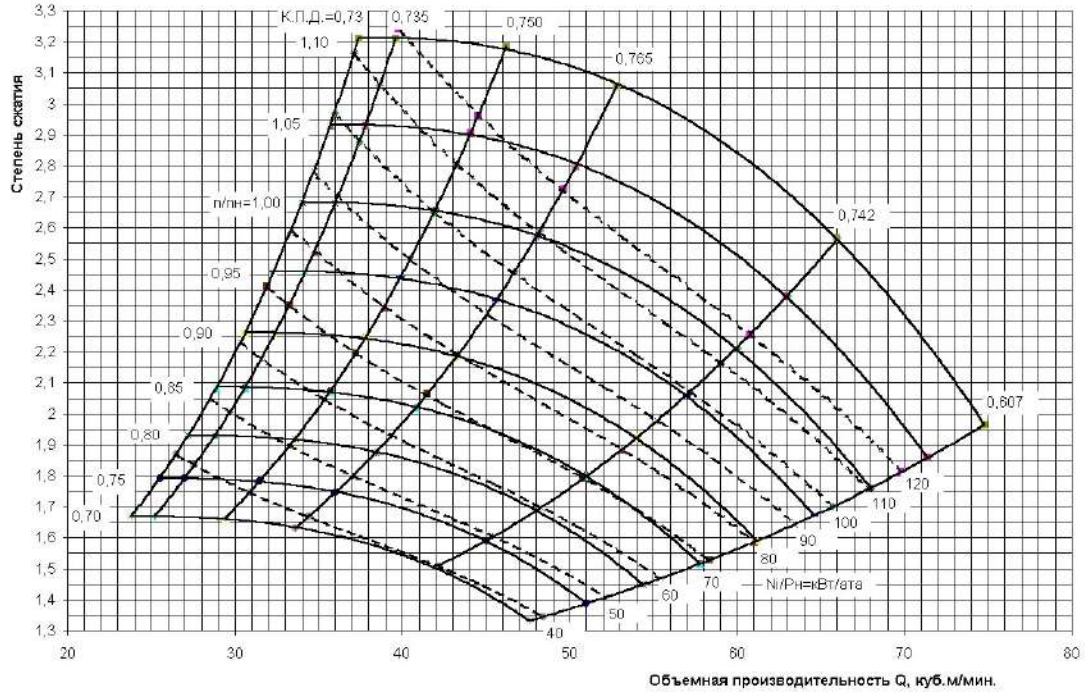


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя ГПА-Ц-6,3В/21-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.981, nн=8 200 об/мин, k=1.312

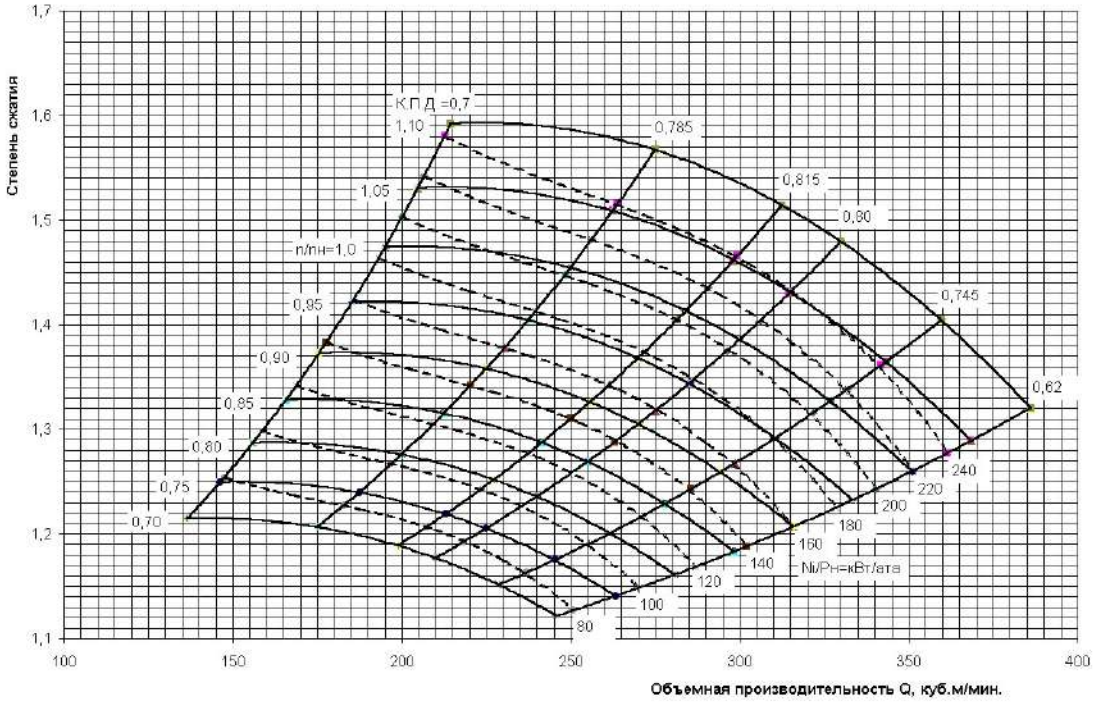


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3В/125-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.891, nн=8 200 об/мин, k=1.312

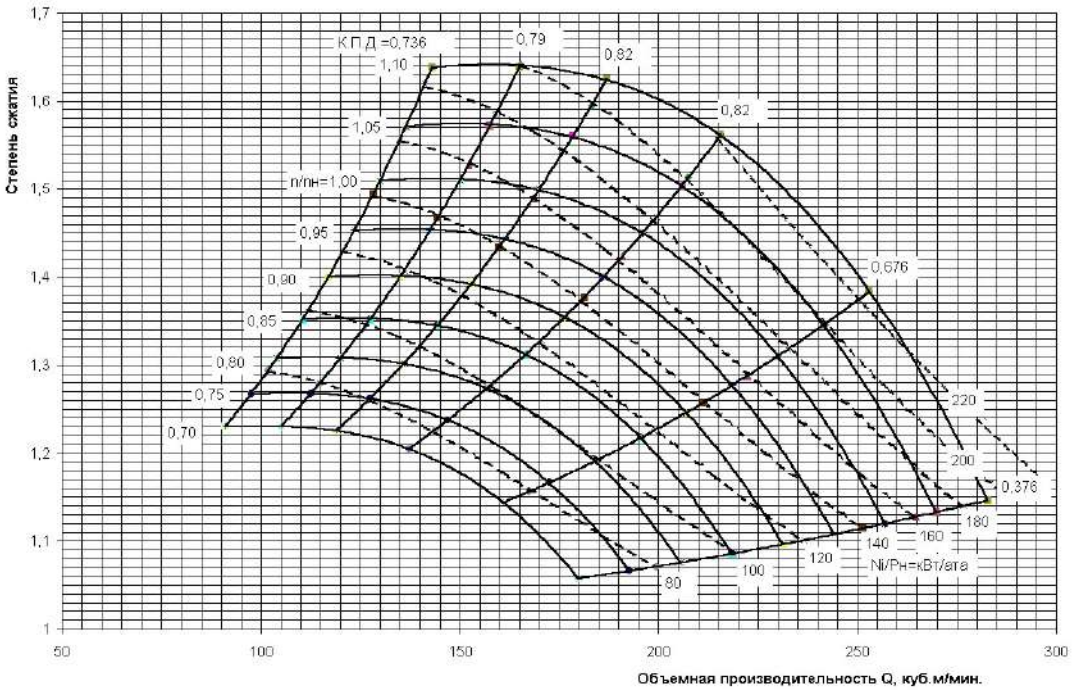


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3/41-1,45 ,
значения расчетных величин: Тн=293 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.947, nн=8 200 об/мин, k=1.312

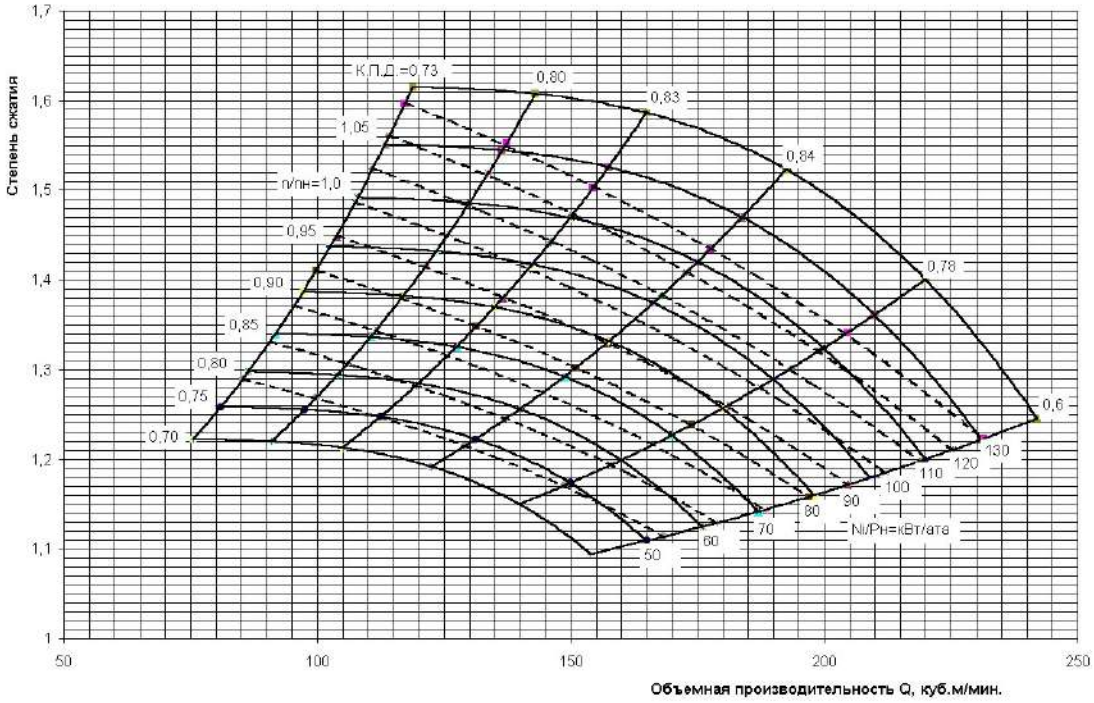


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3/56-1,45 (Н-196),
значения расчетных величин: Тн=293 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.92, nн=8 200 об/мин, k=1.312

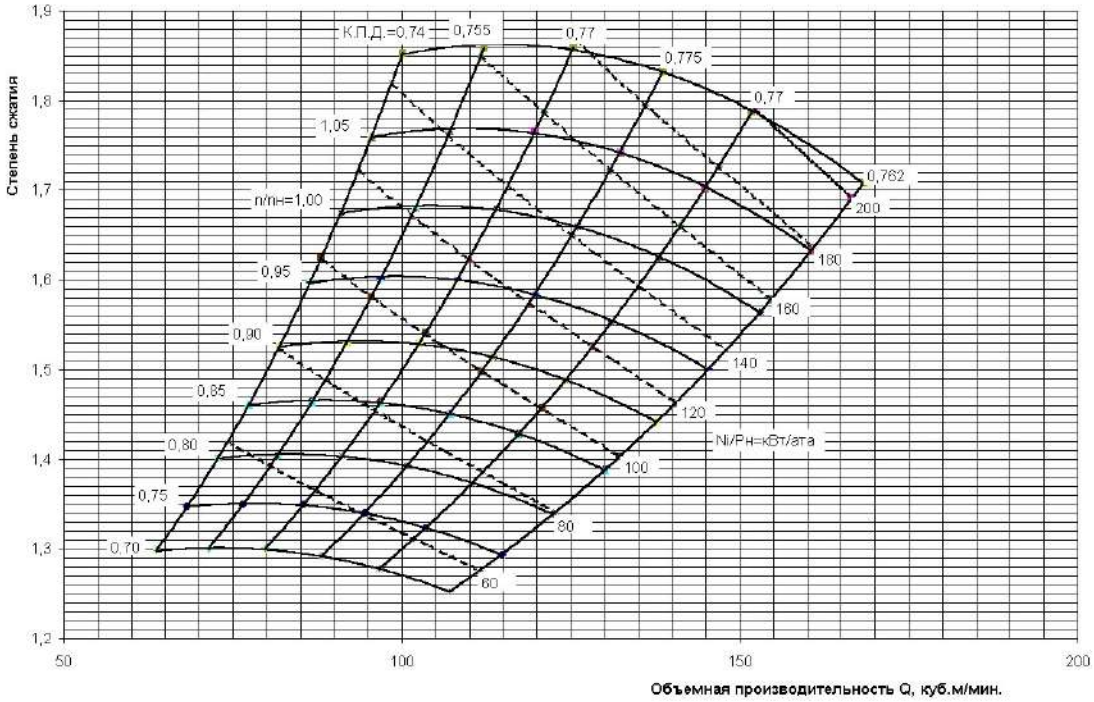


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-6,3/76-1,45 ,
значения расчетных величин: Тн=293 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=8 200 об/мин, k=1.312

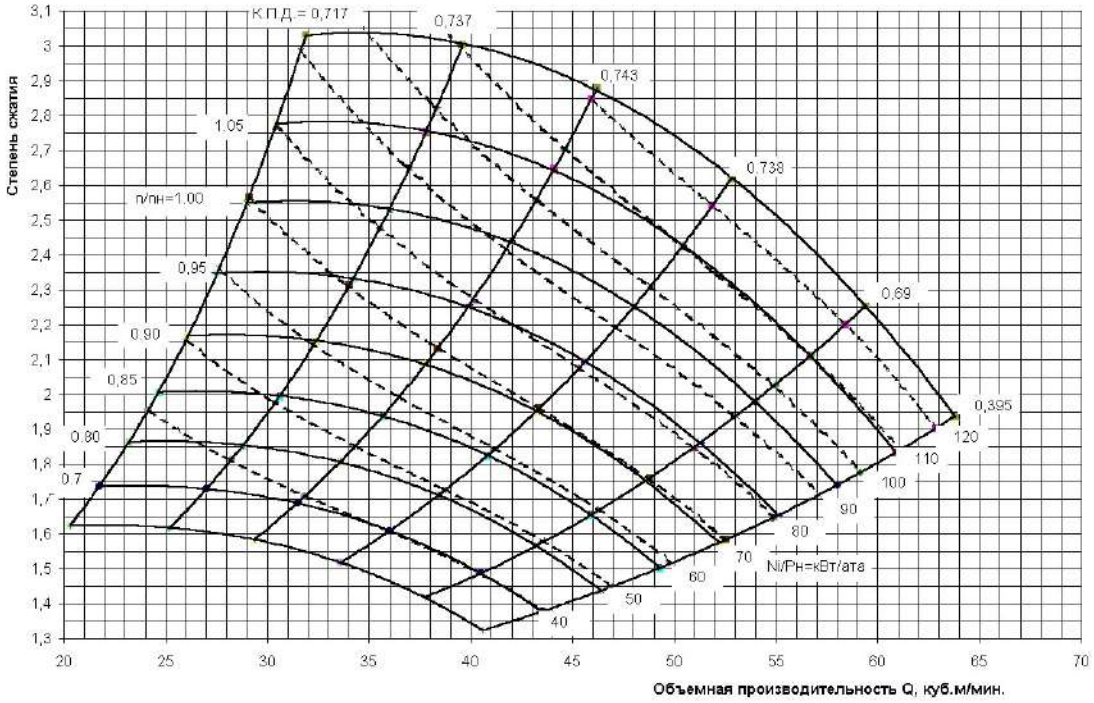


Газодинамические характеристики нагнетателя ЭГПА-Ц-6,3/56-1,65 ,
значения расчетных величин: Тн=318 К, R=49.8 кг.м/кг.К, Z=0.959, nн=7 974 об/мин, k=1.312

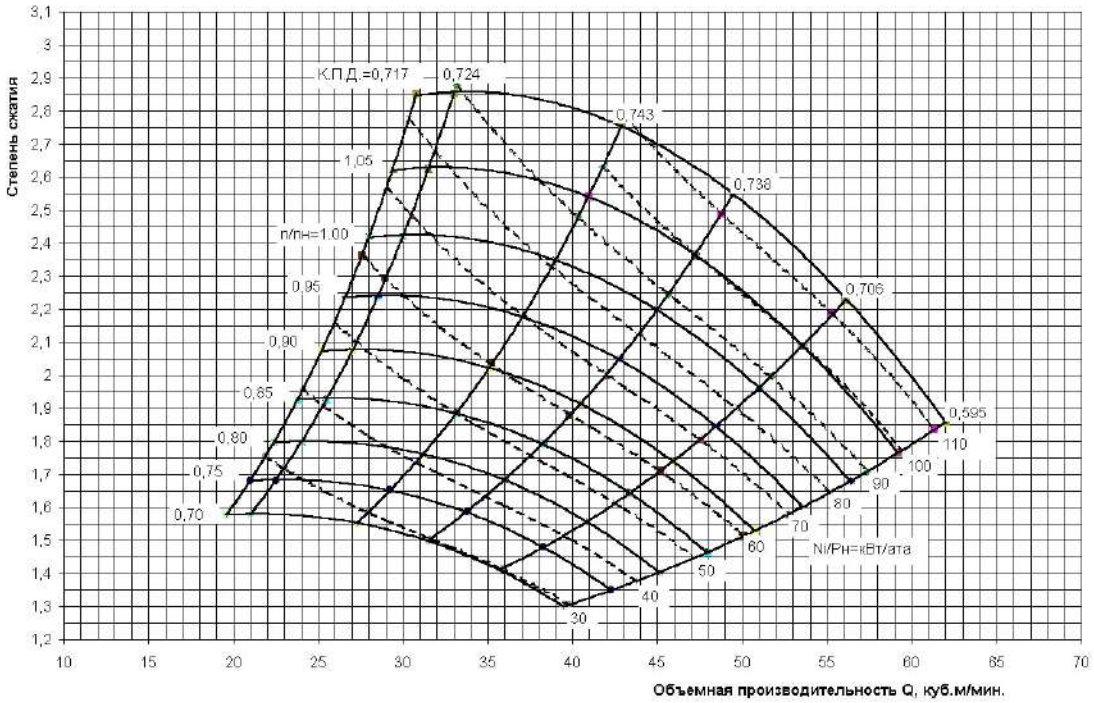


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя ЭГПА-Ц-6,3/125-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.892, nн=7 974 об/мин, k=1.312

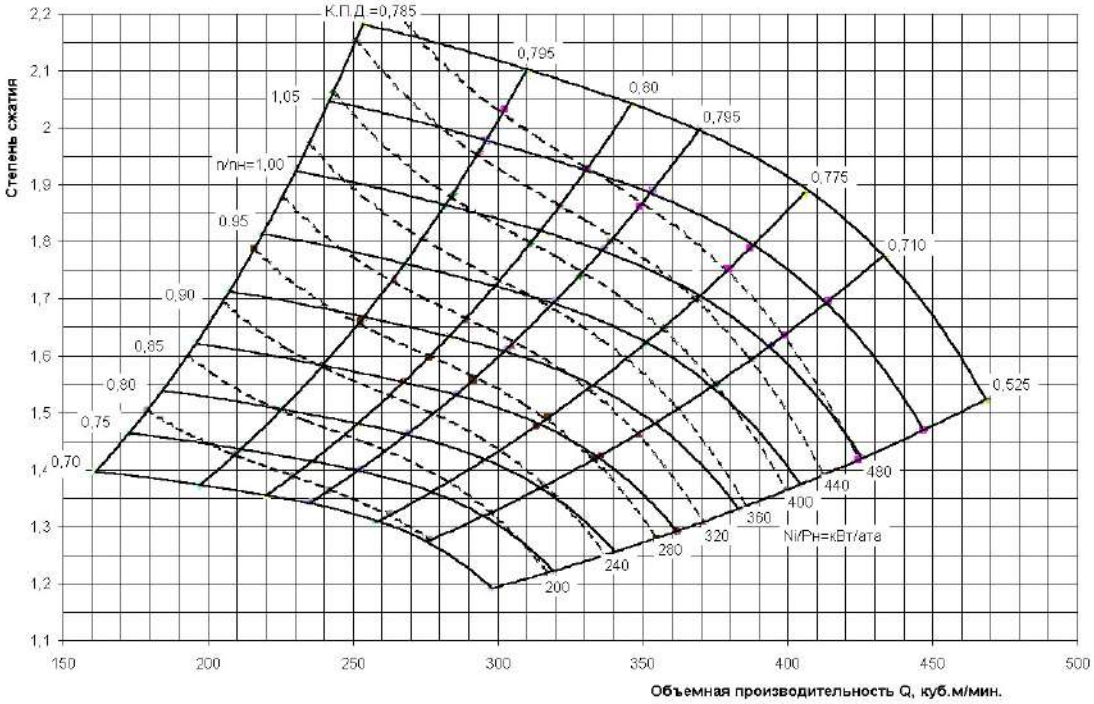


Газодинамические характеристики нагнетателя ЭГПА-Ц-6,3/150-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.873, nн=7 692 об/мин, k=1.312

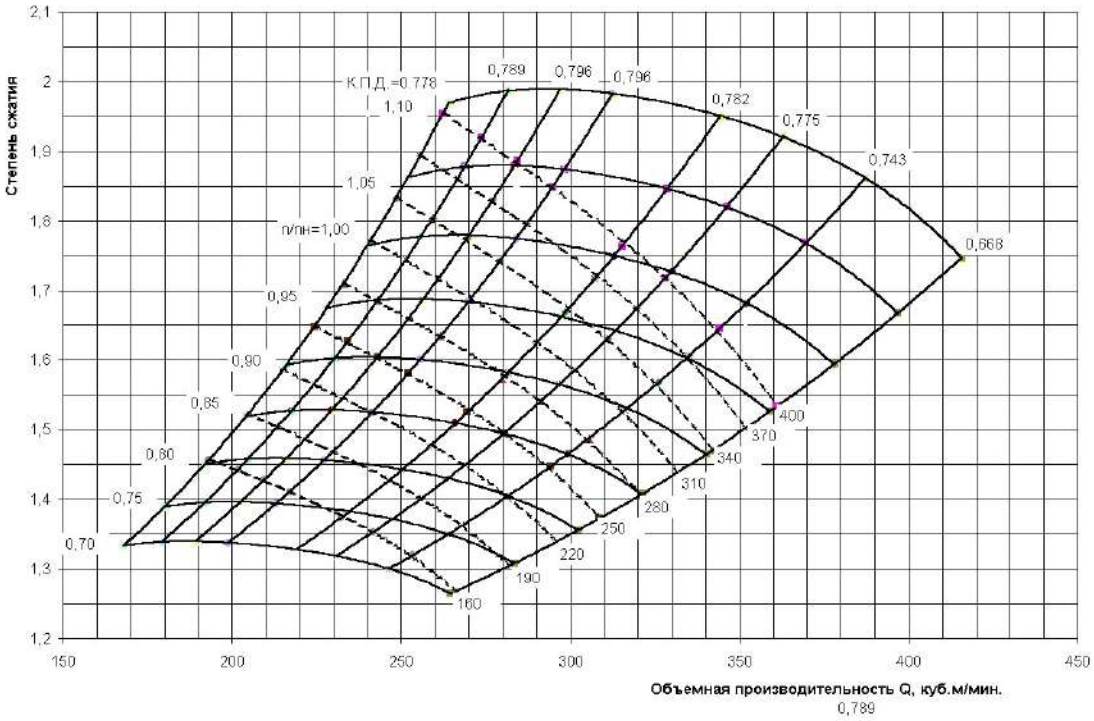


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/56-1,7 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=52.0 кг.м/кг.К, Z=0.936, nн=5 300 об/мин, k=1.312

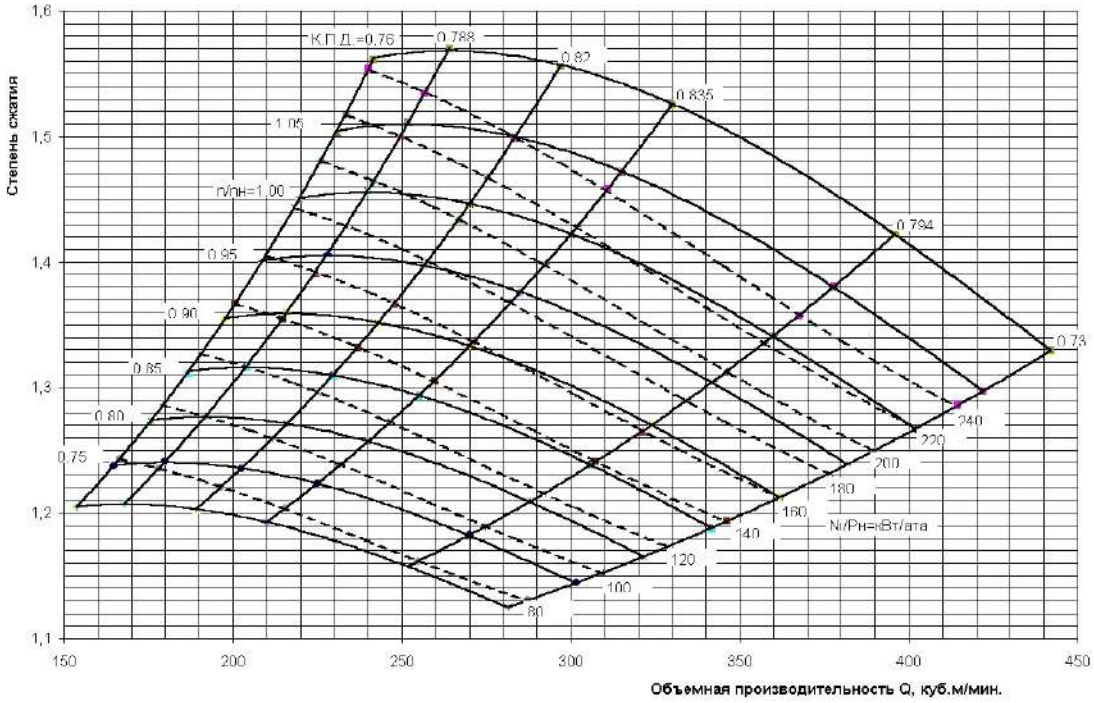


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/76-1,7 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.914, nн=5 300 об/мин, k=1.312

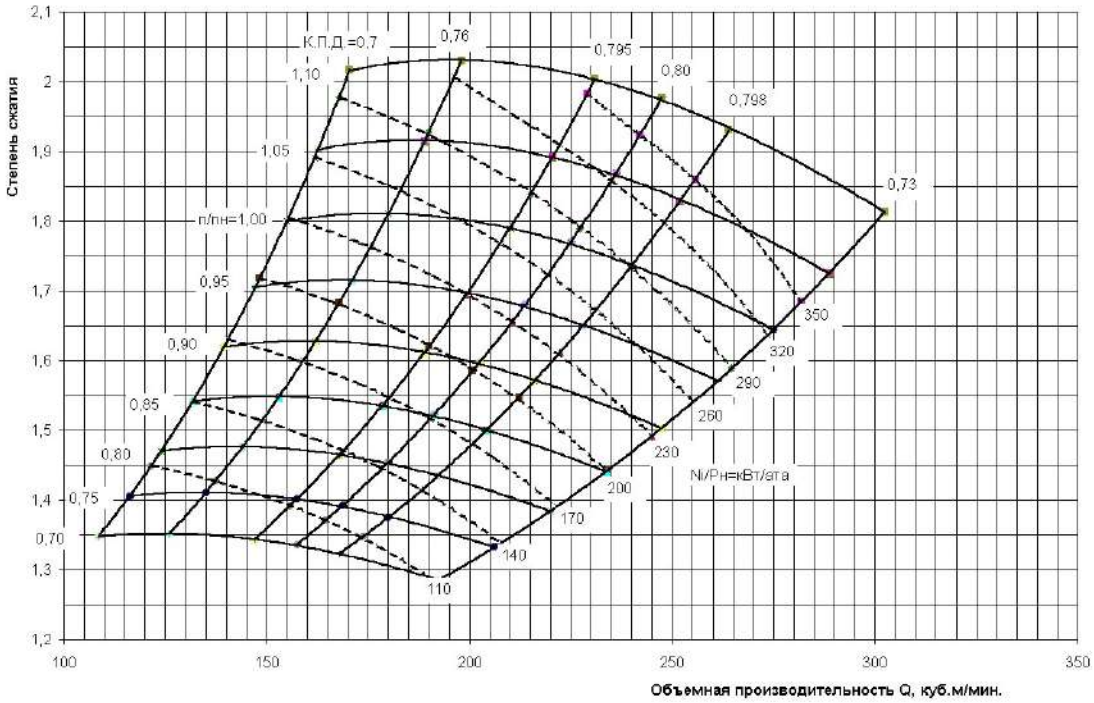


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/100-1,44 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.86, nн=5 100 об/мин, k=1.312

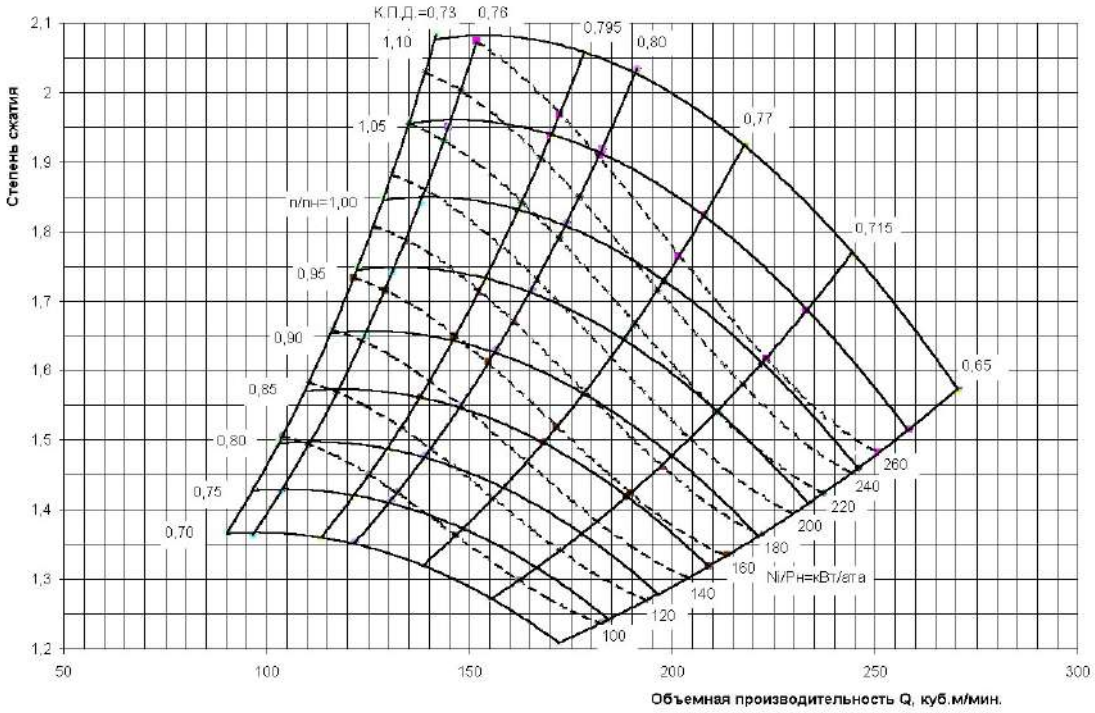


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/100-1,7 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.89, nн=5 300 об/мин, k=1.312

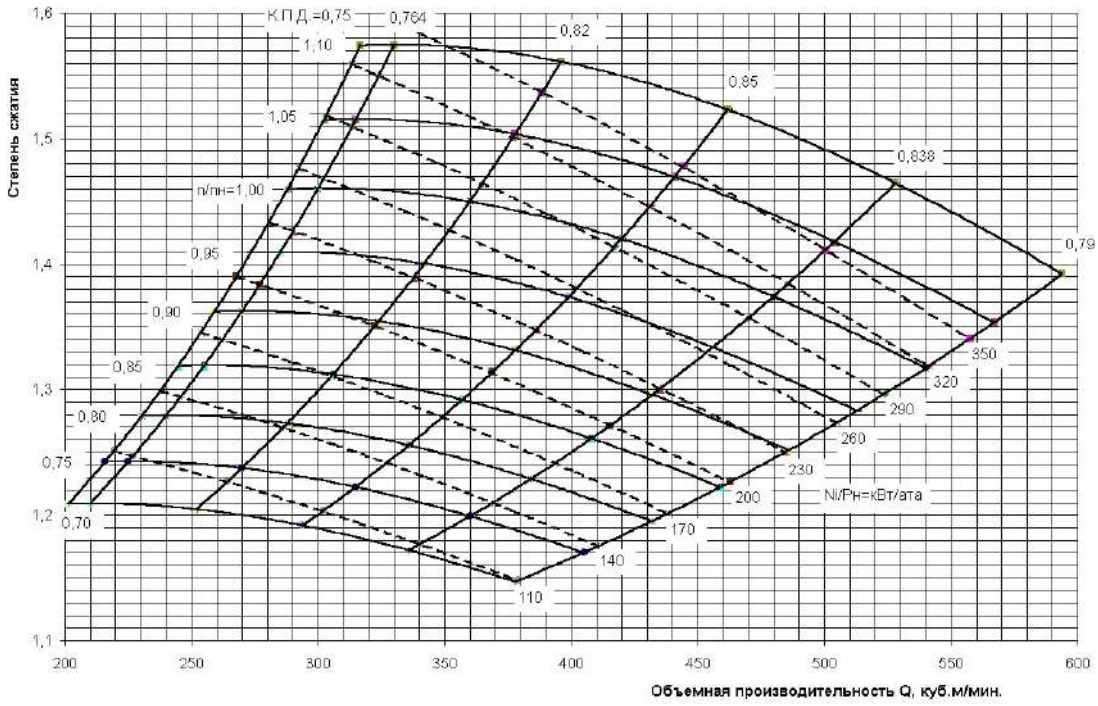


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16/125-1,7 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.862, nн=5 300 об/мин, k=1.312

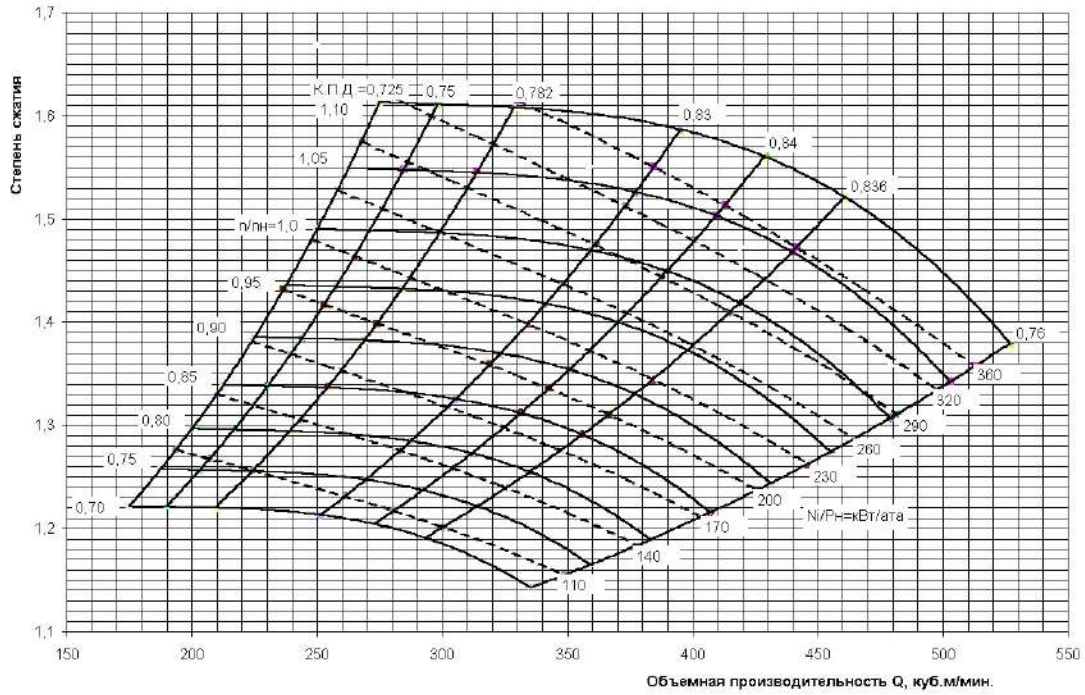


Газодинамические характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16/76-1,44 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.901, nн=4 900 об/мин, k=1.312

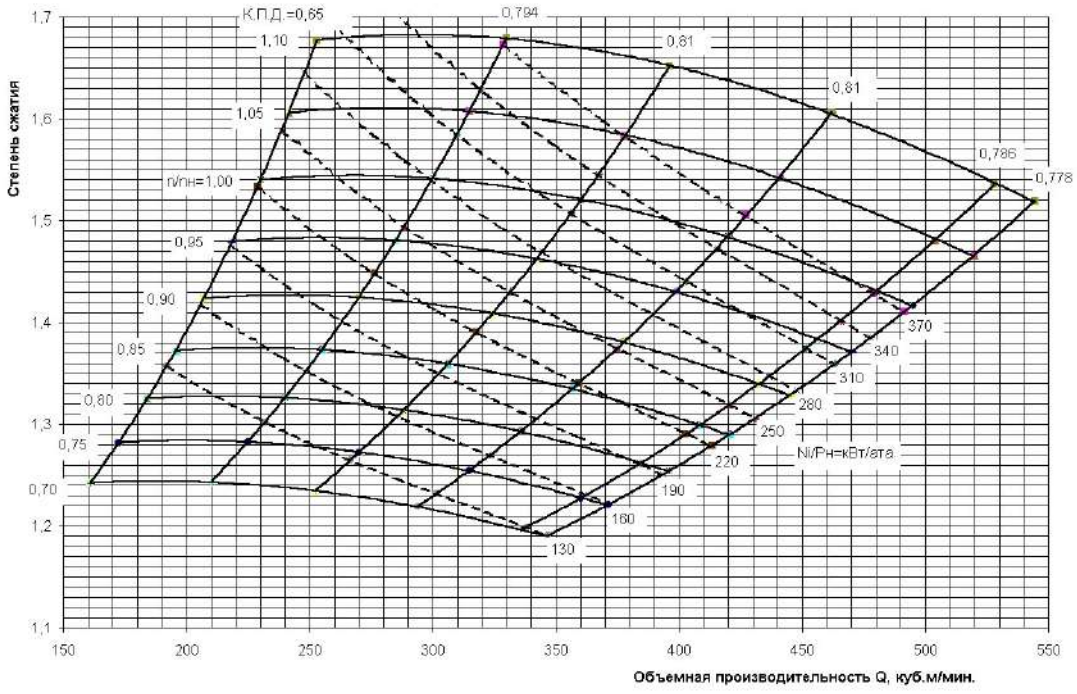


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/76-1,44 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=5 300 об/мин, k=1.312

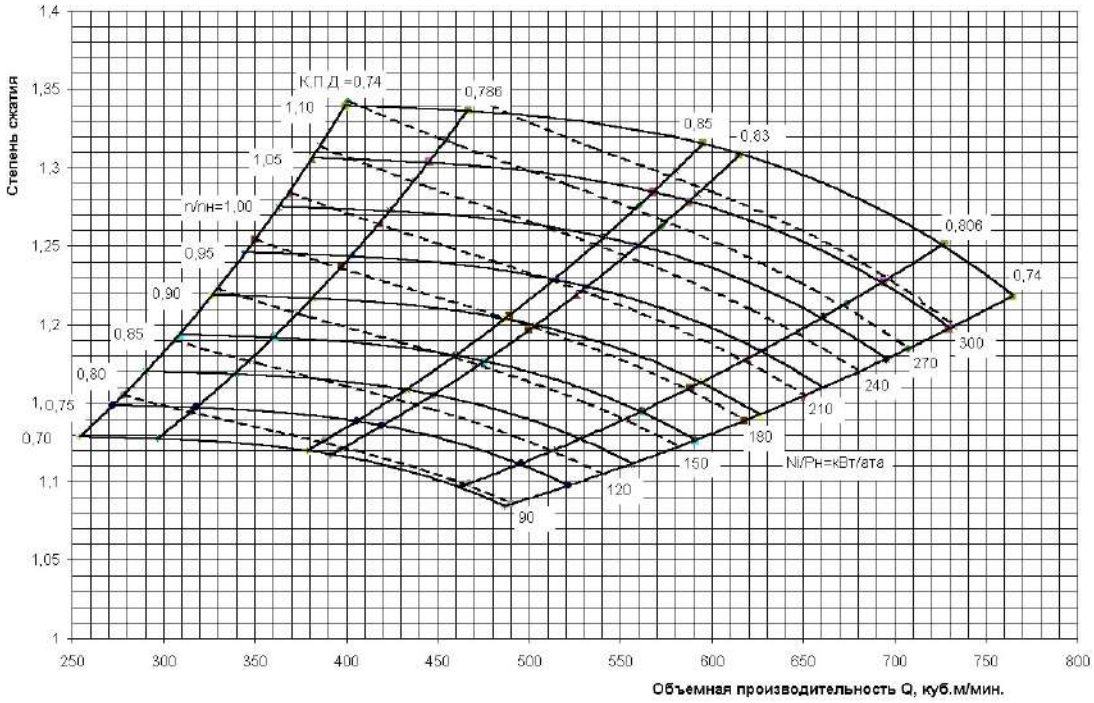


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/76-1,5 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.903, nн=5 300 об/мин, k=1.312

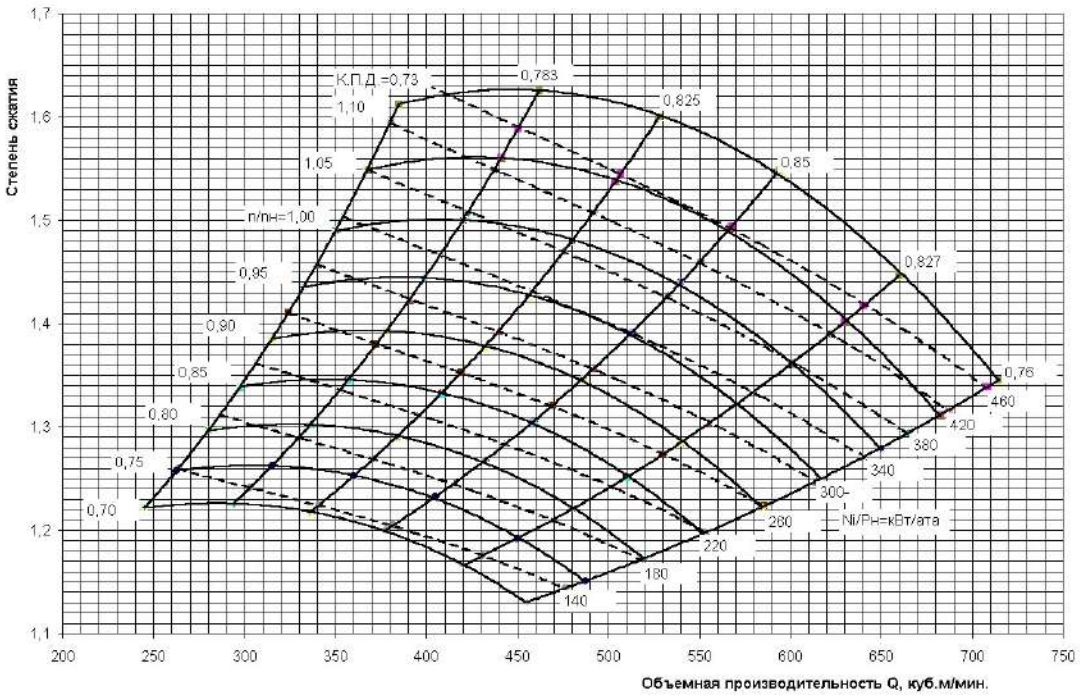


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/76-1,25 (СПЧ),
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.885, nн=5 300 об/мин, k=1.312

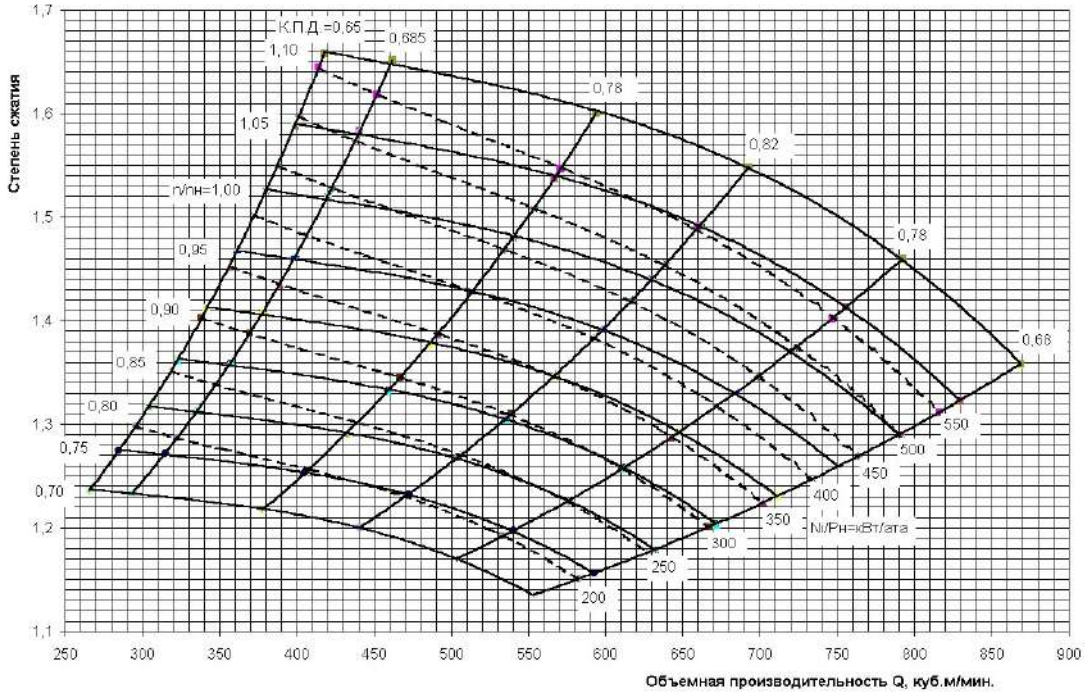


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/56-1,45 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.925, nн=5 300 об/мин, k=1.312

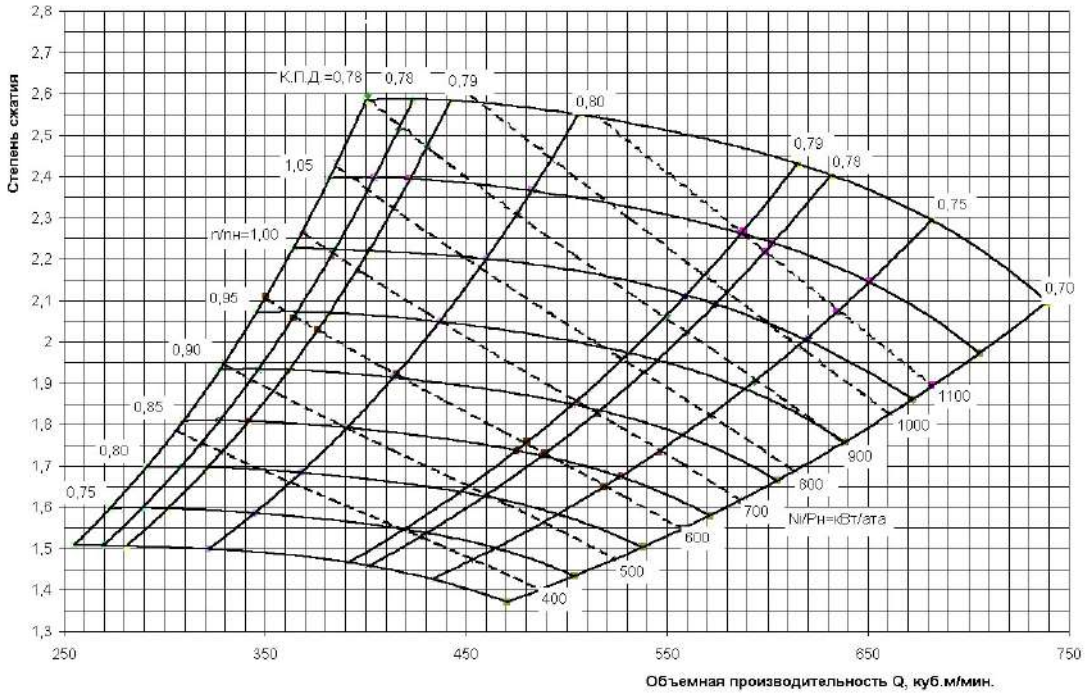


Продолжение приложения 4

**Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/41-1,45 (СПЧ),
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.945, nн=5 300 об/мин, k=1.312**

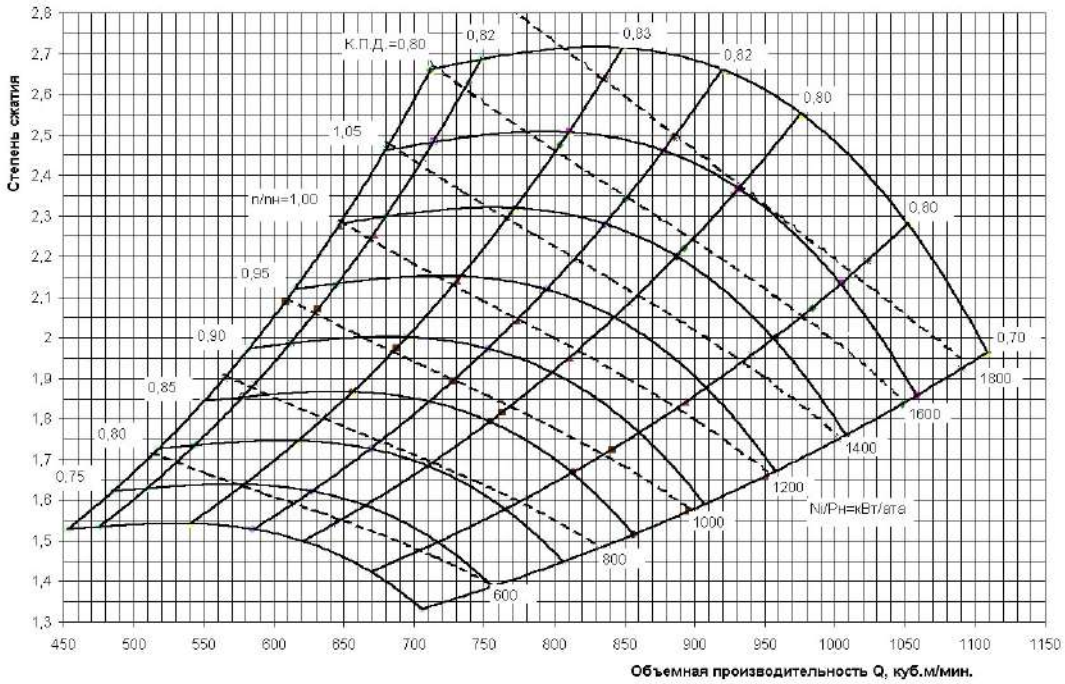


**Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/41-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.97, nн=5 300 об/мин, k=1.312**

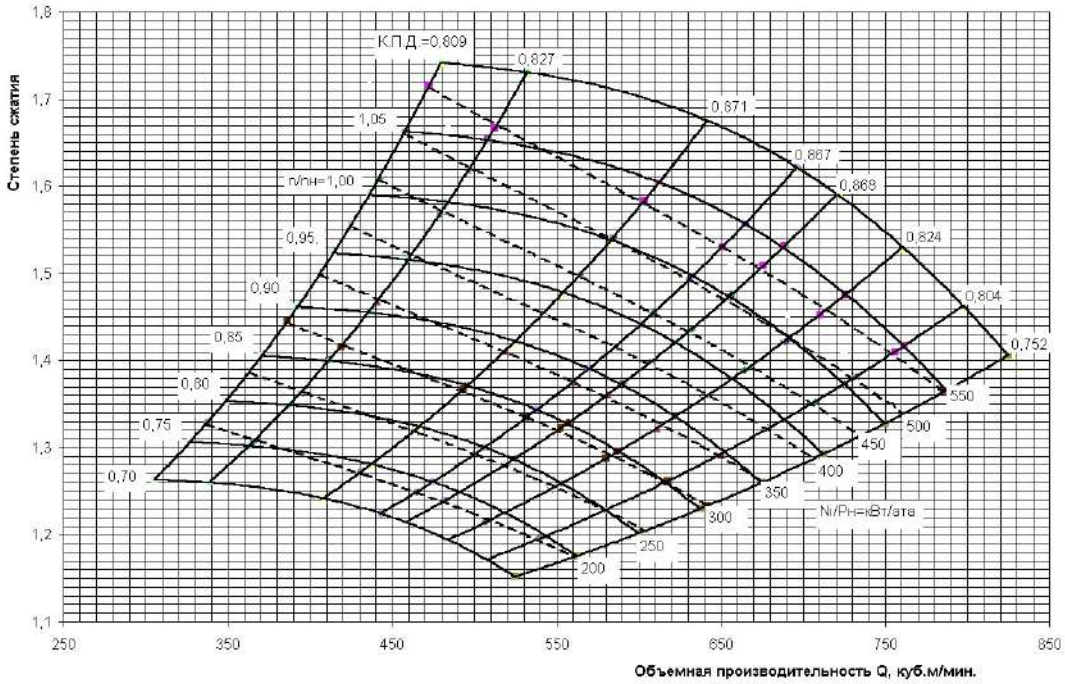


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/21-2,2 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.981, nн=5 300 об/мин, k=1.312

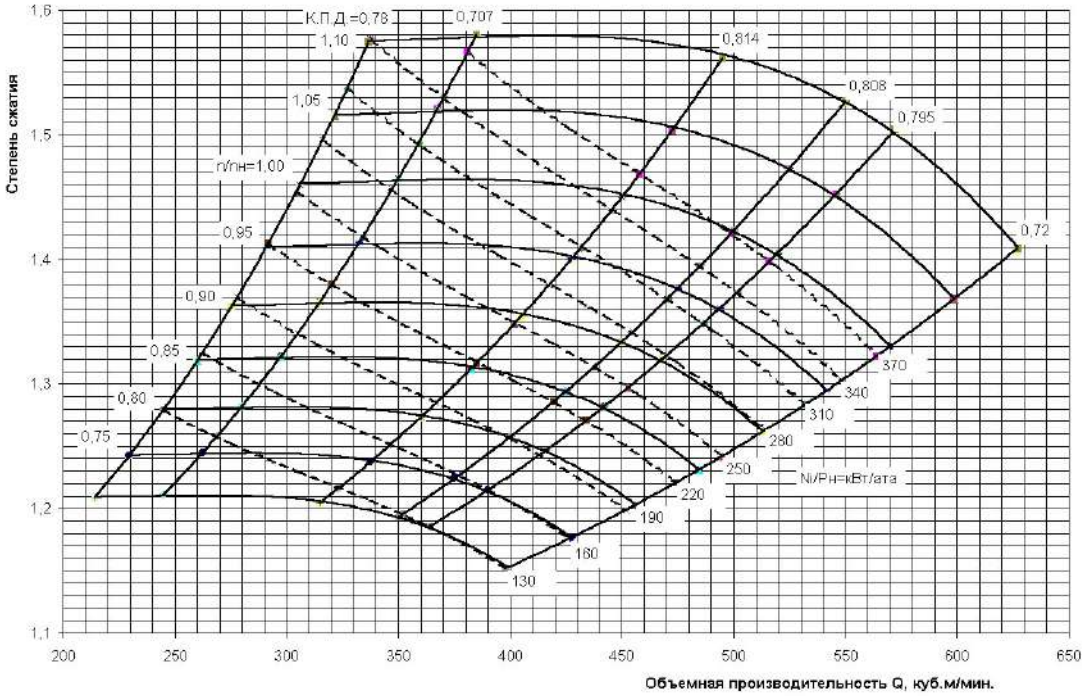


Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-25/76-1,5 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.898, nн=5 000 об/мин, k=1.312

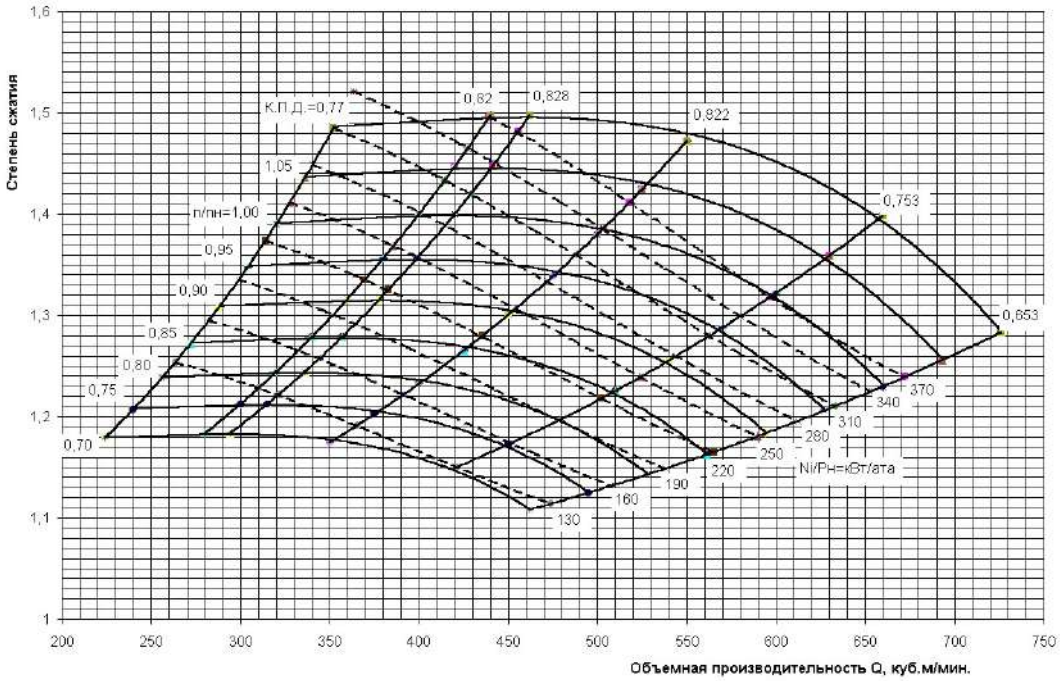


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя Н-16-76-1,44 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.898, nн=6 500 об/мин, k=1.312

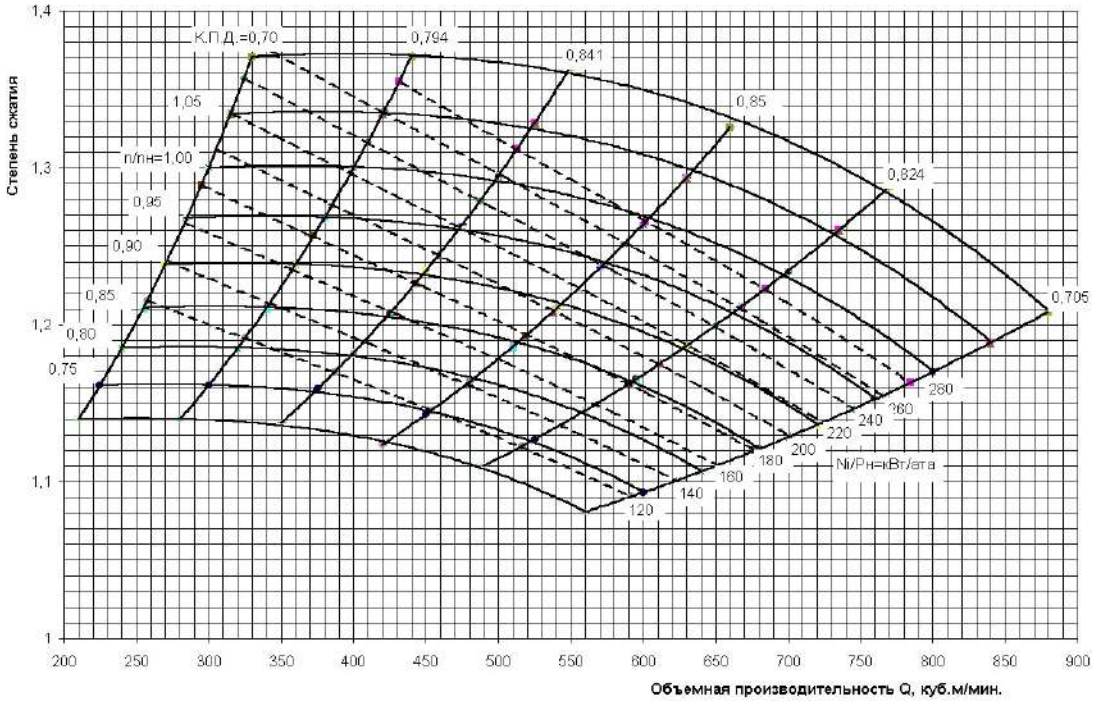


Газодинамические характеристики нагнетателя Н-16-76-1,37 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.895, nн=6 500 об/мин, k=1.312

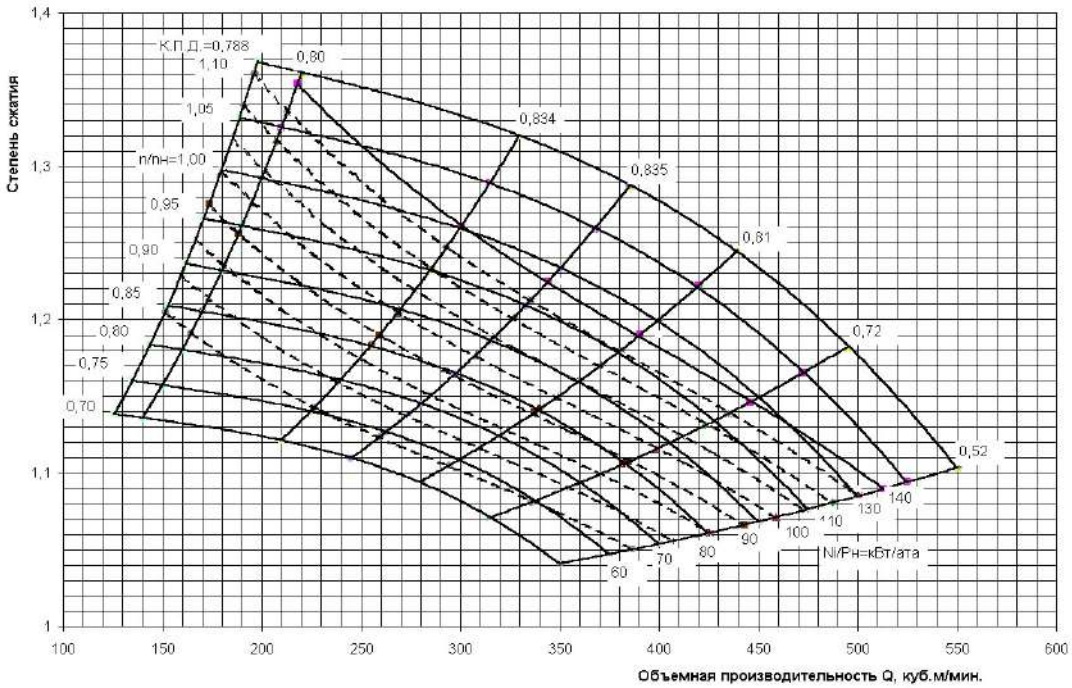


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя Н-16-76-1,25 ,
значения расчет. величин: Тн=307,1 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.893, nн=6 300 об/мин, k=1.312

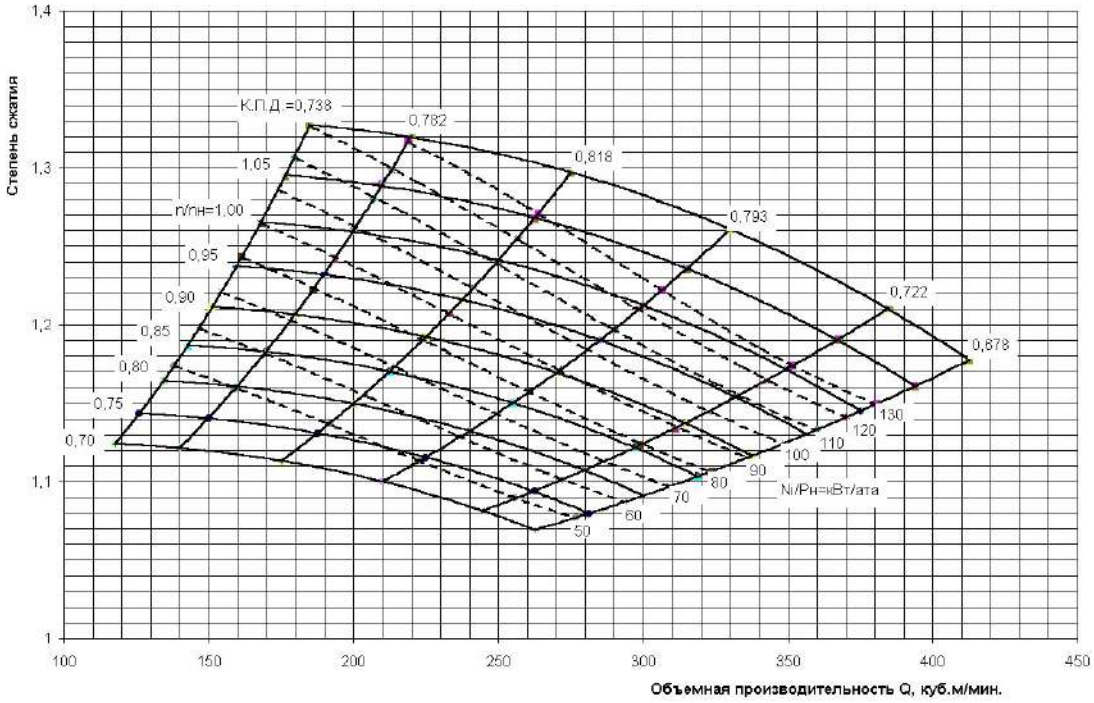


Газодинамические характеристики нагнетателя Н-300-1,23 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.91, nн=6 100 об/мин, k=1.312

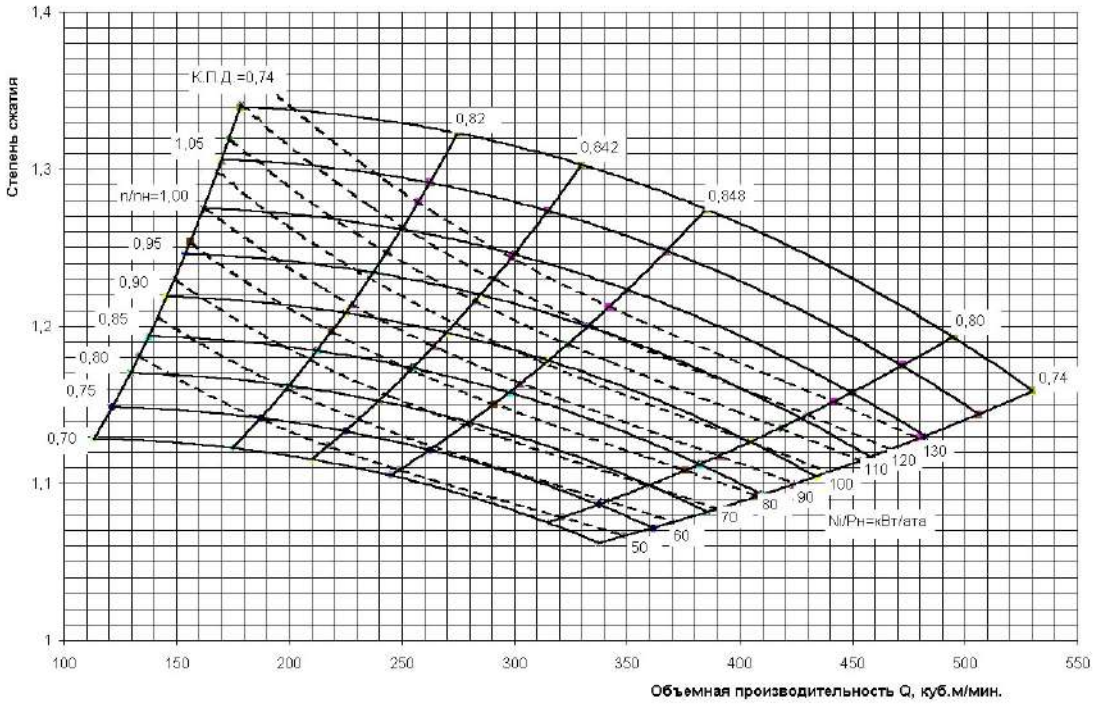


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-76 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=6 150 об/мин, k=1.312

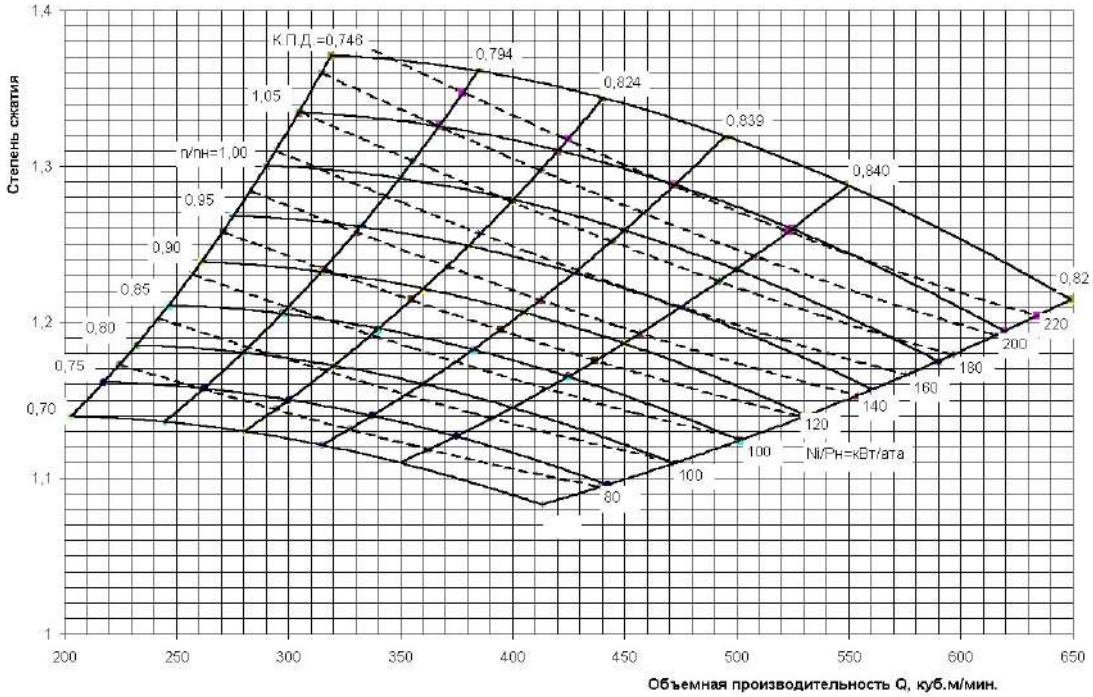


Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-56 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.90, nн=6 150 об/мин, k=1.312

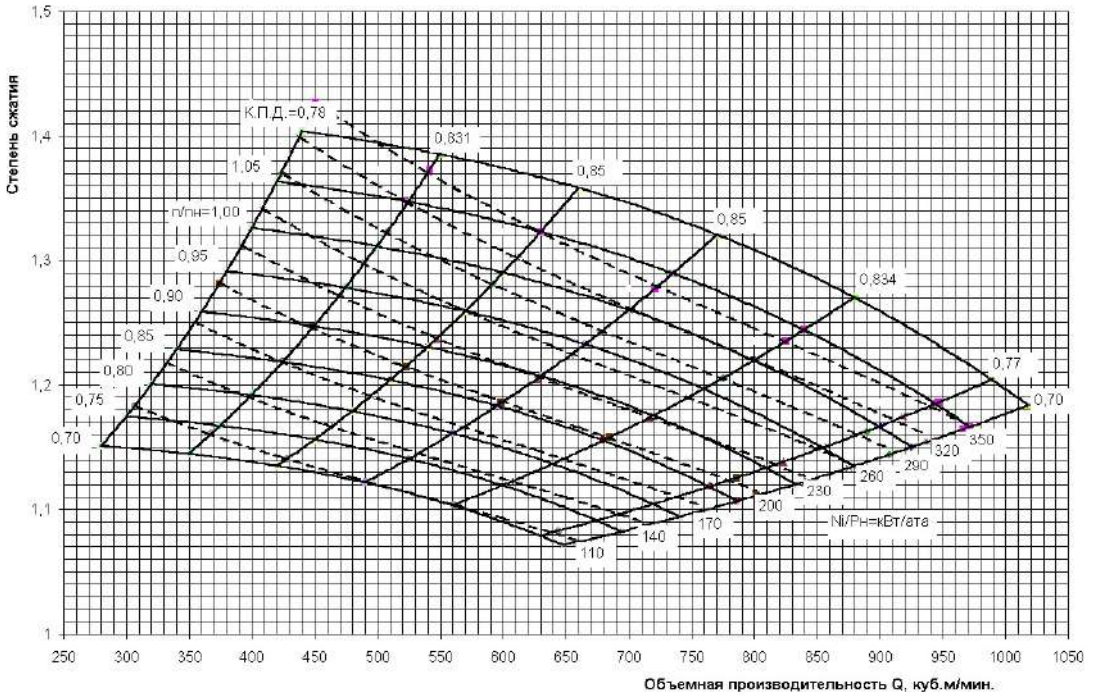


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-41 ,
значения расчетных величин: Тн=305 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.94, пн=6 100 об/мин, k=1.312

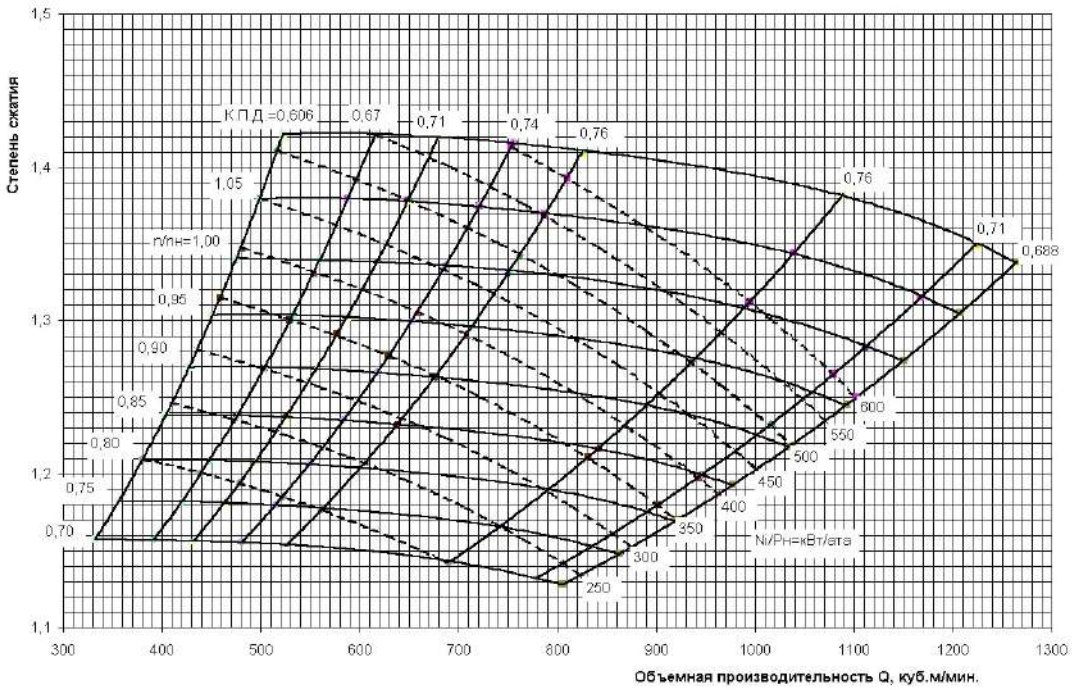


Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-28 ,
значения расчетных величин: Тн=305 К, R=50.0 кг.м/кг.К, Z=0.94, пн=6 100 об/мин, k=1.312

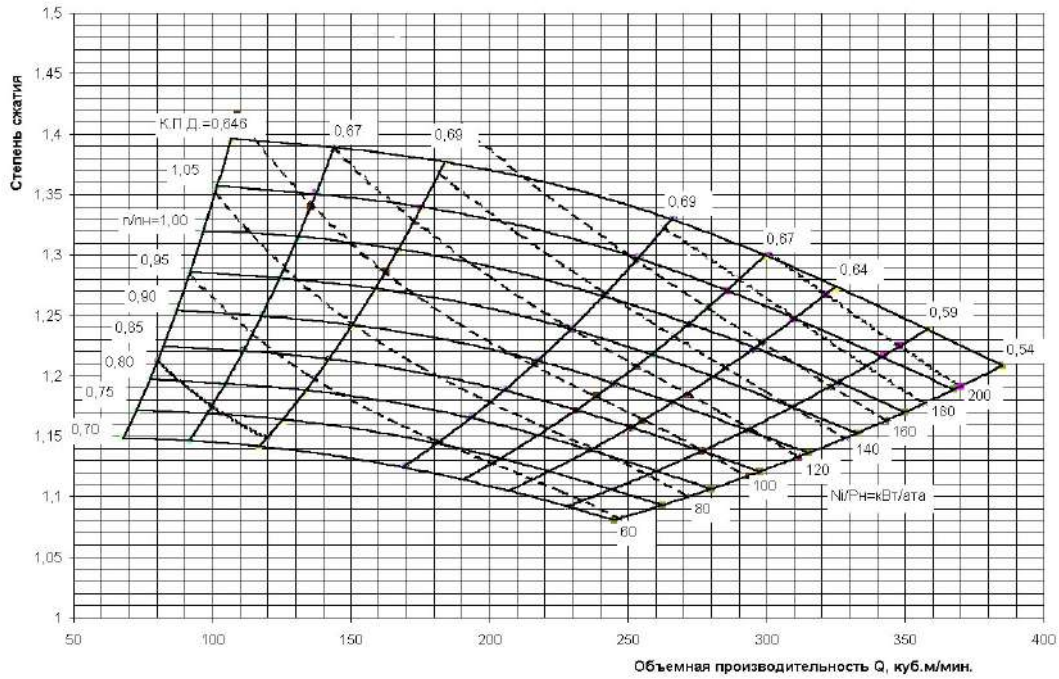


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-15-1,35 ,
значения расчет. величин: Тн=332,3 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.983, nн=6 150 об/мин, k=1.312

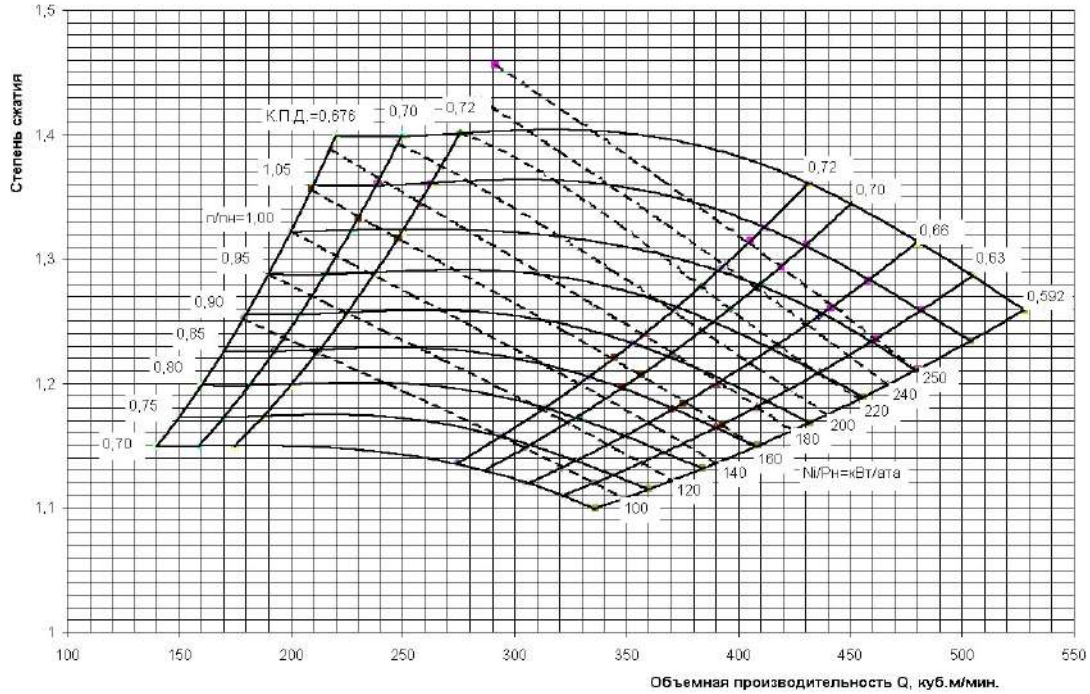


Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-66/1,3 ,
значения расчетных величин: Тн=332 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.938, nн=6 200 об/мин, k=1.312

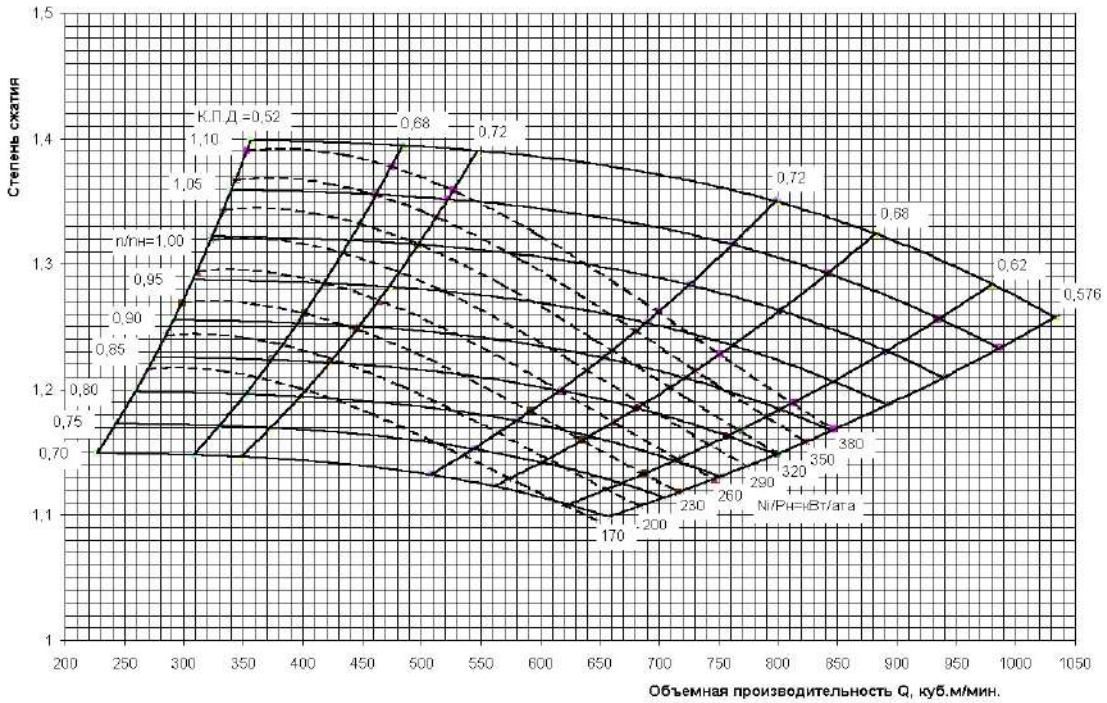


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-41-1,35 ,
значения расчетных величин: Тн=334 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.96, nн=6 150 об/мин, k=1.312

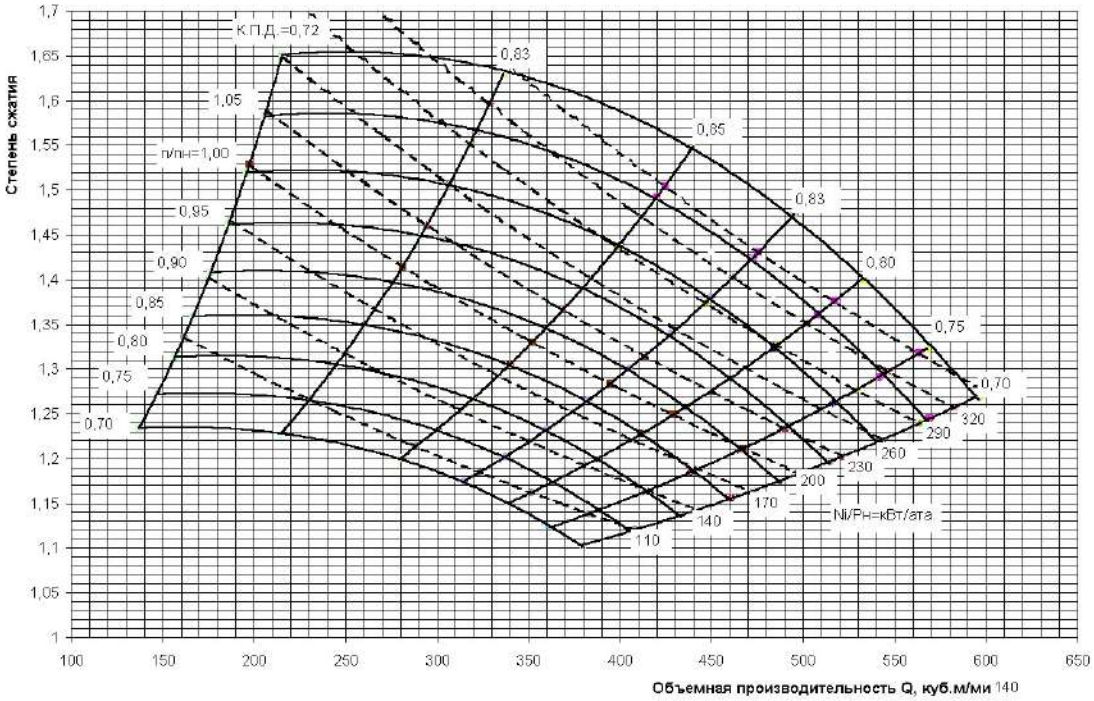


Газодинамические характеристики нагнетателя Н-6-25-1,35 ,
значения расчетных величин: Тн=334 К, R=51.7 кг.м/кг.К, Z=0.973, nн=6 050 об/мин, k=1.312

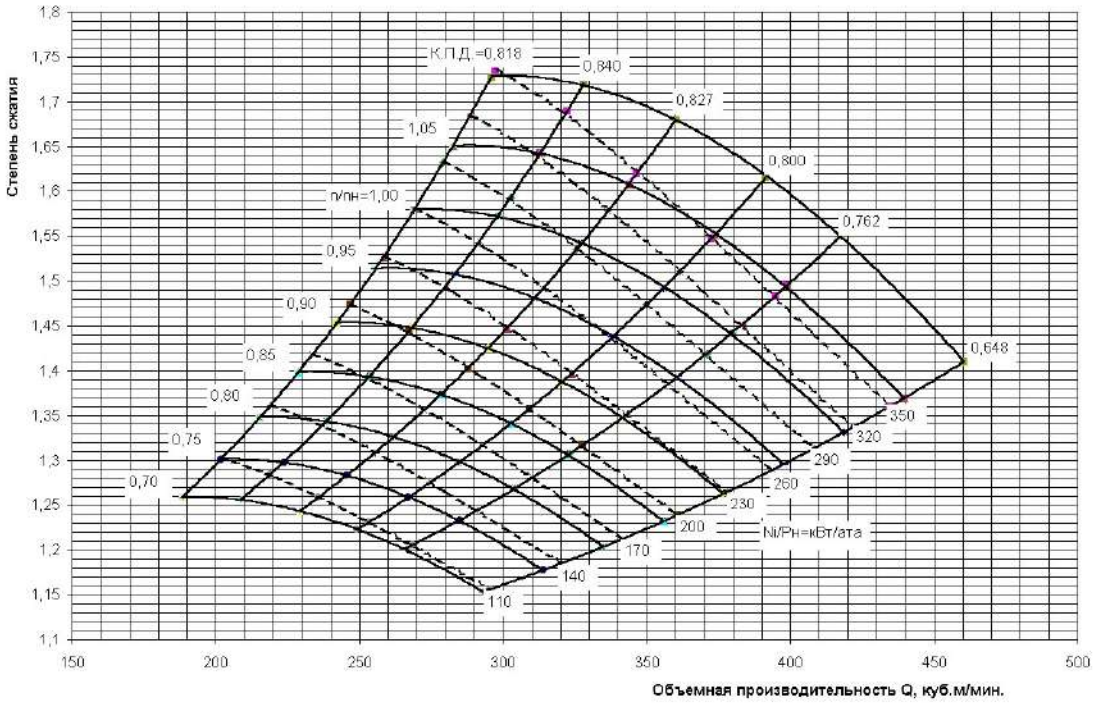


Продолжение приложения 4

Газодинамические характеристики нагнетателя НЦ-16/76-1,44 (Волга),
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.895, nн=5 300 об/мин, k=1.312



Газодинамические характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16С/85-1,5 ,
значения расчетных величин: Тн=288 К, R=51.8 кг.м/кг.К, Z=0.893, nн=5 200 об/мин, k=1.312



Приложение 5

Типы газораспределительных станций, установленных на ЕСГ

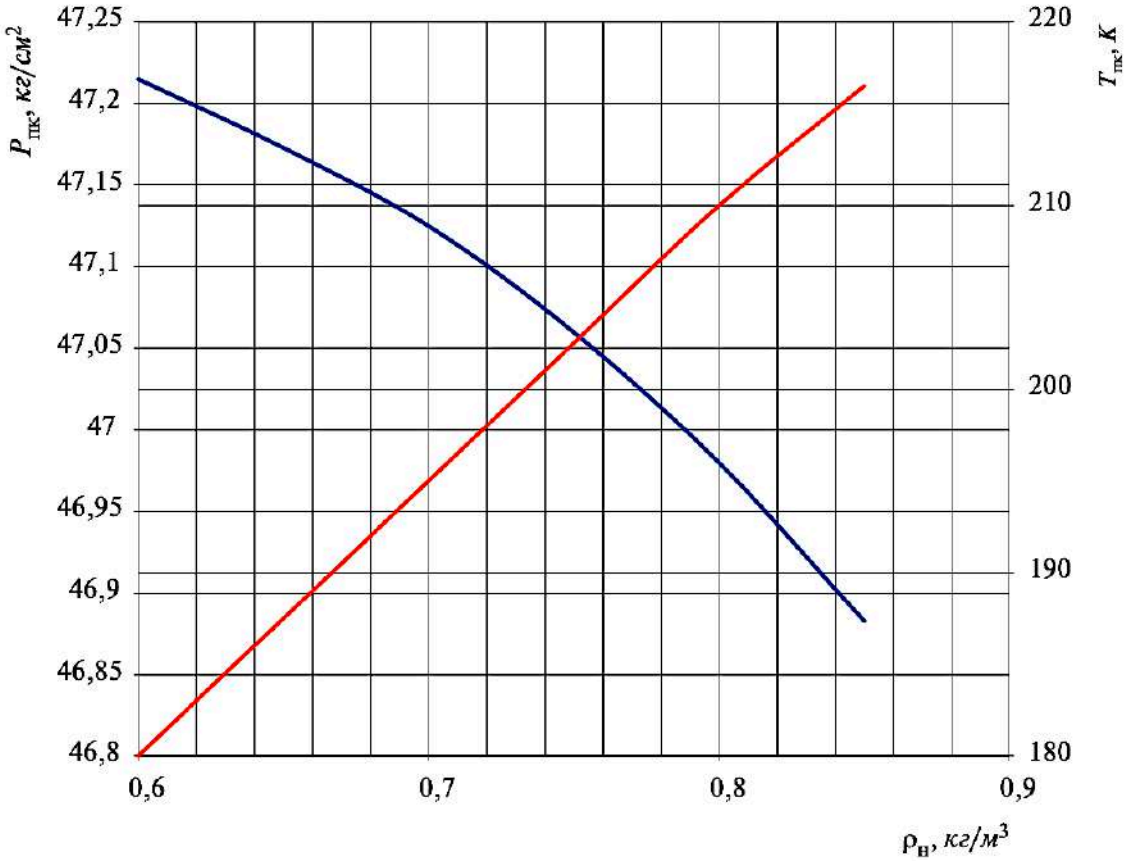
- AEG-Kanis;
- АГРС:
  - °АГРС ГПМ-30;
  - °АГРС «Исток-50»;
  - °АГРС Тюмень НИИГ;
  - °АГРС-I-30;
  - °АГРС-БК-2/70;
  - °АГРС-1;
  - °АГРС-10;
  - °АГРС-10М;
  - °АГРС-1/3;
  - °АГРС-20;
  - °АГРС-2/3;
  - °АГРС-3;
  - °АГРС-3М;
  - °АГРС-30;
  - °АГРС-4;
  - °АГРС-5 «Сигнал»;
  - °АГРС-70;
  - °АГРС-80;
- БК
  - °БК-ГРС
  - °БК-ГРС-III-30;
  - °БК-ГРС-II-120;
  - °БК-ГРС-II-150;
  - °БК-ГРС-II-160;
  - °БК-ГРС-II-180;
  - °БК-ГРС-II-40;
  - °БК-ГРС-II-70;
  - °БК-ГРС-II-80;
  - °БК-ГРС-I-100;
  - °БК-ГРС-I-120;
  - °БК-ГРС-I-150;
  - °БК-ГРС-I-160;
  - °БК-ГРС-I-20;
  - °БК-ГРС-I-30;
  - °БК-ГРС-I-40;
  - °БК-ГРС-I-50;
  - °БК-ГРС-I-60;
  - °БК-ГРС-I-70;
  - °БК-ГРС-I-80;
  - °БК-ГРС-10с;
  - °БК-ГРС-100/6-100/6;
  - °БК-ГРС-10-3/6с;
  - °БК-ГРС-10/6-5с;
  - °БК-ГРС-140-808;
  - °БК-ГРС-15-25;
  - °БК-ГРС-160;
  - °БК-ГРС-160с;
  - °БК-ГРС-20/6;
  - °БК-ГРС-30с;
  - °БК-ГРС-40/6-40/6;
  - °БК-ГРС-40/6-80с;
  - °БК-ГРС-5;
  - °БК-ГРС-5-5;
  - °БК-ГРС-80/6с;
- БПТГ 6/75;
- БРГ ГП-606;
- ВНИИСТО-50;
- Газпроммаш:
  - °Газпроммаш-10;
  - °Газпроммаш-160;
  - °Газпроммаш-20;
  - °Газпроммаш-3;
  - °Газпроммаш-30;
  - °Газпроммаш-300;
  - °Газпроммаш-5;
  - °Газпроммаш-50;
  - °Газпроммаш-80;
- Голубое пламя-30;
- ГРПБ:
  - °ГРПБ № 247;
  - °ГРПБ-2-2В;
- ИСТОК:
  - °Исток;
  - °Исток-10;
  - °Исток-100;
  - °Исток-150Н;
  - °Исток-20;
  - °Исток-30;
  - °Исток-5;
  - °Исток-50;
- Кавказ:
  - °Кавказ-1;
  - °Кавказ-10;
  - °Кавказ-10/2;
  - °Кавказ-150;
  - °Кавказ-20;
  - °Кавказ-3;
  - °Кавказ-30;
  - °Кавказ-5;
  - °Кавказ-50;
- Пленти;
- РП:
  - °РП-10;
  - °РП-10 С;
- Саратов:
  - °Саратов-0,1;
  - °Саратов-1;
  - °Саратов-10;
  - °Саратов-10М;
  - °Саратов-20;
  - °Саратов-30;
  - °Саратов-30М;
  - °Саратов-40М;
  - °Саратов-5;
  - °Саратов-5М;
  - °Саратов-50;
  - °Саратов-70;
  - °Саратов-70М;

Окончание приложения 5

• Сириус: °Сириус 1/3; °Сириус-1: • Снежеть: °Снежеть-1М; °Снежеть-10; °Снежеть-100; °Снежеть-10/2; °Снежеть-120; °Снежеть-15; °Снежеть-150; °Снежеть-160; °Снежеть-20; °Снежеть-3; °Снежеть-30; °Снежеть-30/2; °Снежеть-37; °Снежеть-5; °Снежеть-50; °Снежеть-60; • Ташкент: °Ташкент-1; °Ташкент-2; • ТП: °ТП-1762; °ТП-1776; °ТП-4-02-375/66; °ТП-4-02-450/66; °ТП-992; • ТР: °ТР-450-66; °ТР-466; °ТР-514-Т; °ТР-516-Т; °ТР-569; °ТР-596;	°ТР-645; °ТР-645-А; °ТР-787-Т; °ТР-865; °ТР-884; °ТР-884-Т; °ТР-885; °ТР-886; °ТР-890; °ТР-934; °ТР-934-Т; • Урал-100; • Урожай: °Урожай-12,7; °Урожай-30/2; °Урожай-45; °Урожай-М; °Урожай-0,1; °Урожай-0,5; °Урожай-0,67; °Урожай-0,7; °Урожай-1; °Урожай-10; °Урожай-100; °Урожай-15; °Урожай-1,6; °Урожай-17; °Урожай-1,7/0,4; °Урожай-18; °Урожай-180; °Урожай-2; °Урожай-20; °Урожай-20/2; °Урожай-2,2; °Урожай-25; °Урожай-25,7;	°Урожай-3; °Урожай-30; °Урожай-35; °Урожай-3,71; °Урожай-4; °Урожай-40; °Урожай-5; °Урожай-50; °Урожай-6; °Урожай-60; • Эльбрус: °Эльбрус-10; °Эльбрус-15; °Эльбрус-20; • Энергия: °Энергия-1; °Энергия-1М; °Энергия-10; °Энергия-2; °Энергия-3; °Энергия-4; • 2КРП; • Индивидуальный проект.

Приложение 6

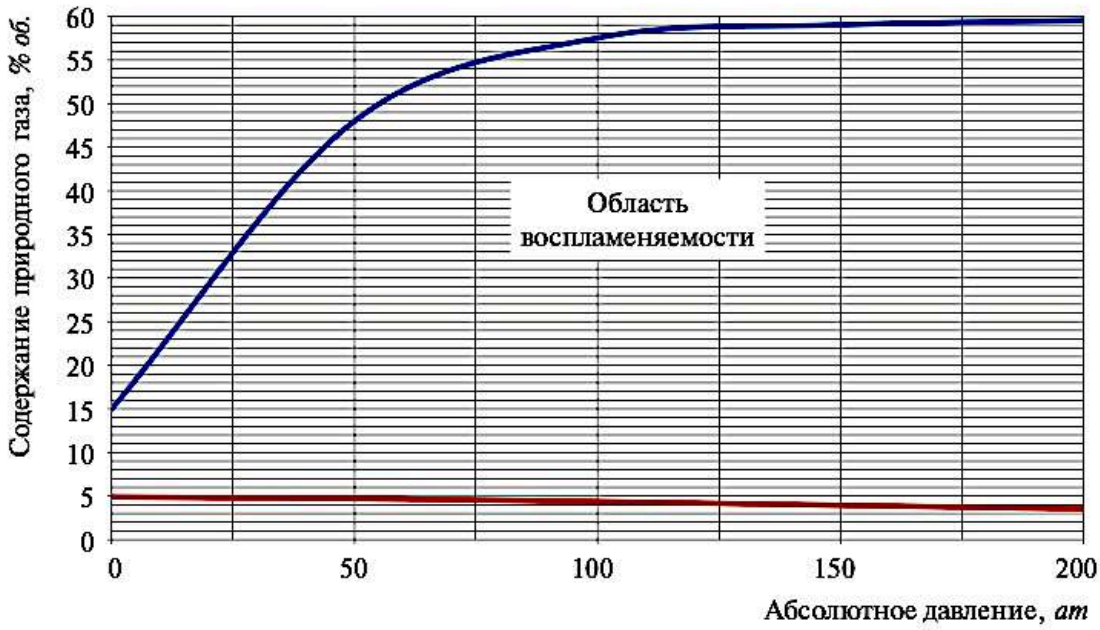
Зависимость псевдокритических параметров газа от плотности газа при нормальных условиях



Приложение 7

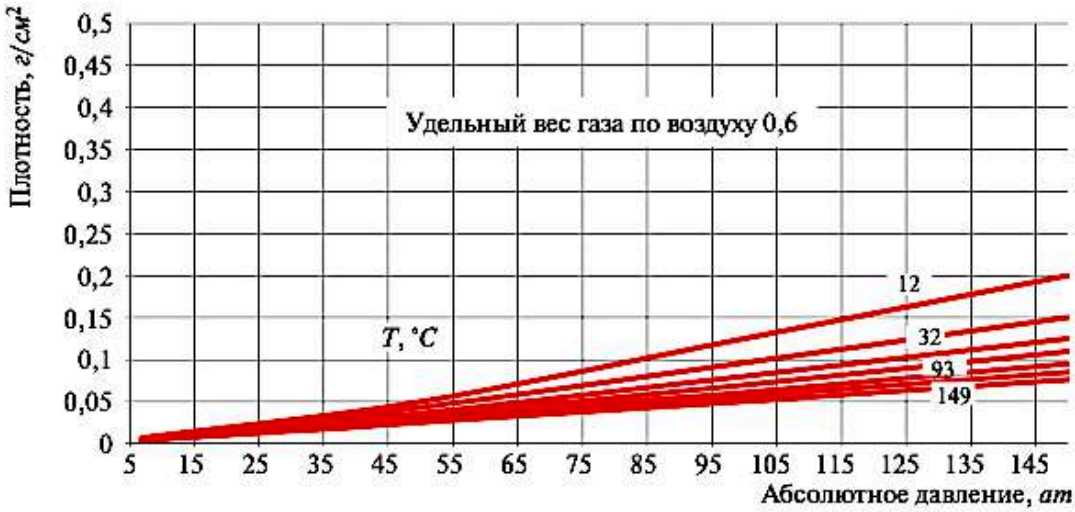
Зависимость предела воспломеняемости природного газа от давления его смеси с воздухом

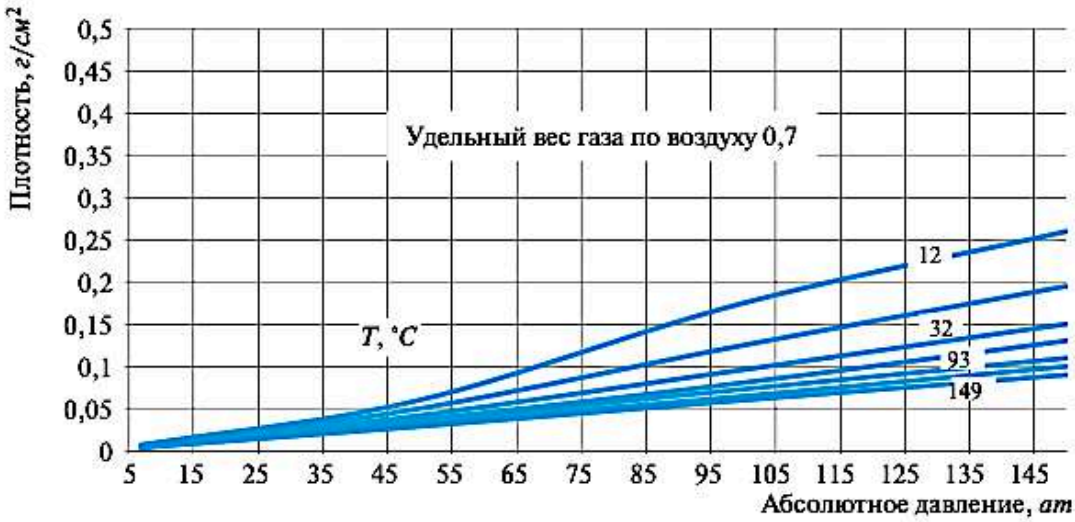


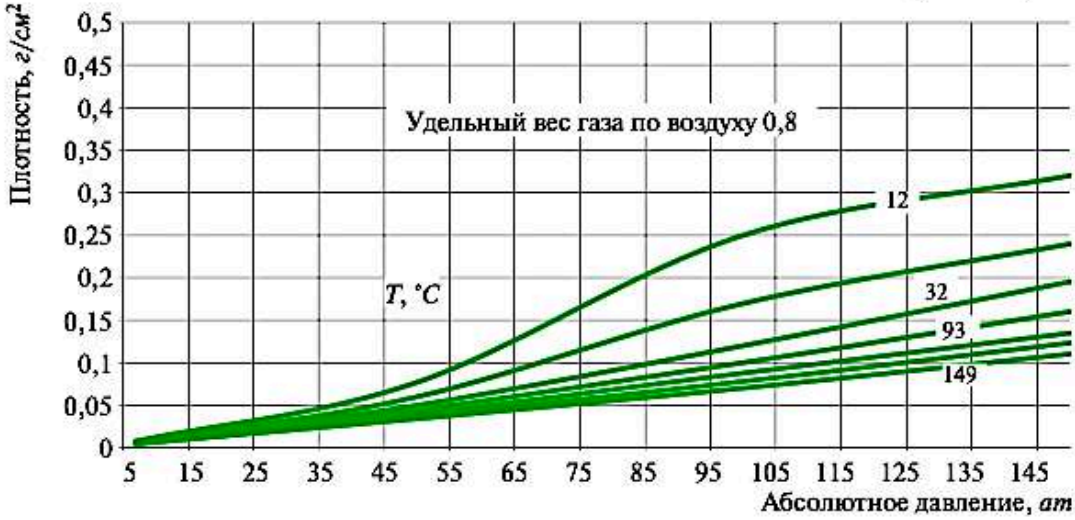


Приложение 8

Зависимость плотности природного газа от температуры, давления и удельного веса по воздуху

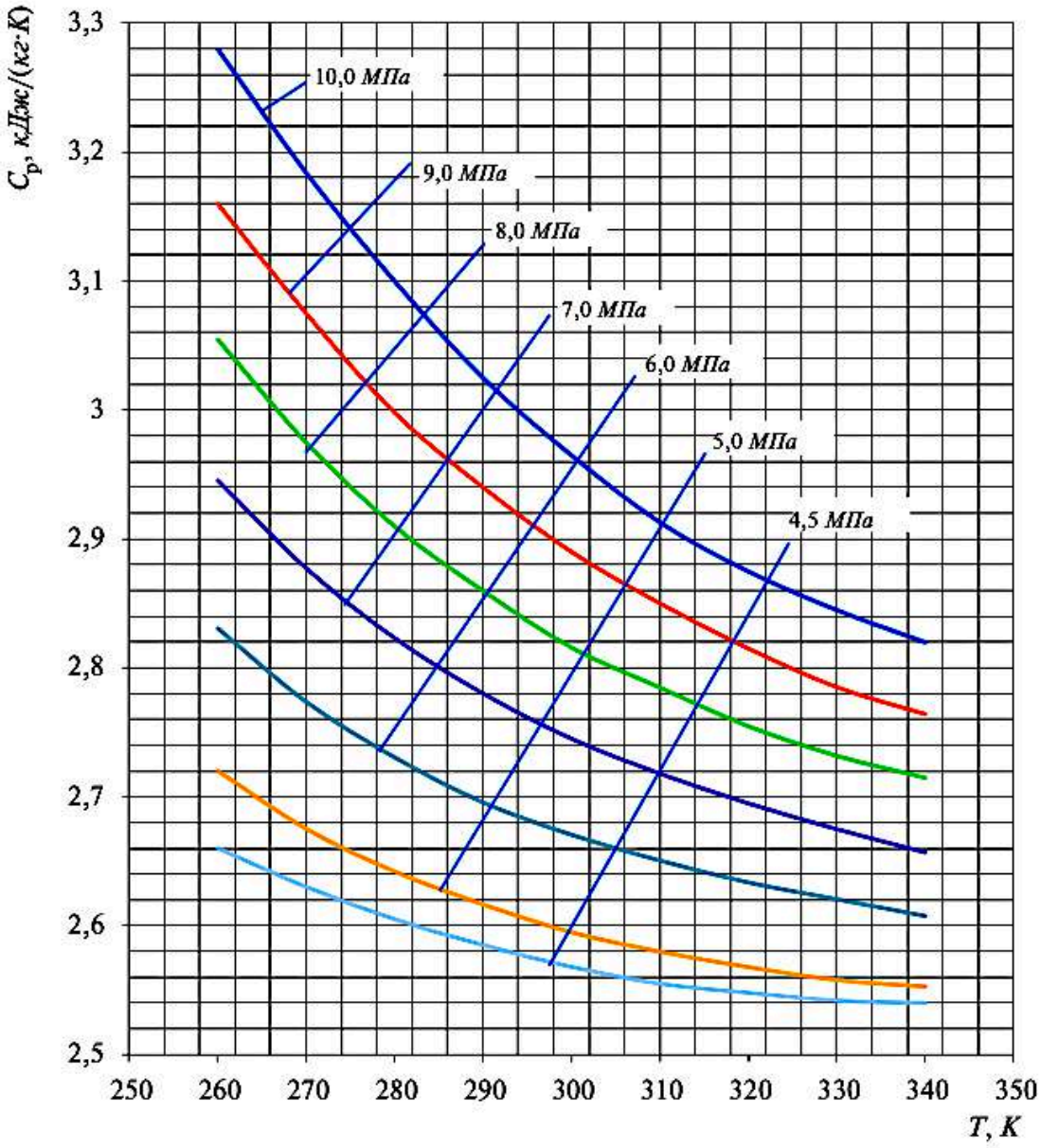






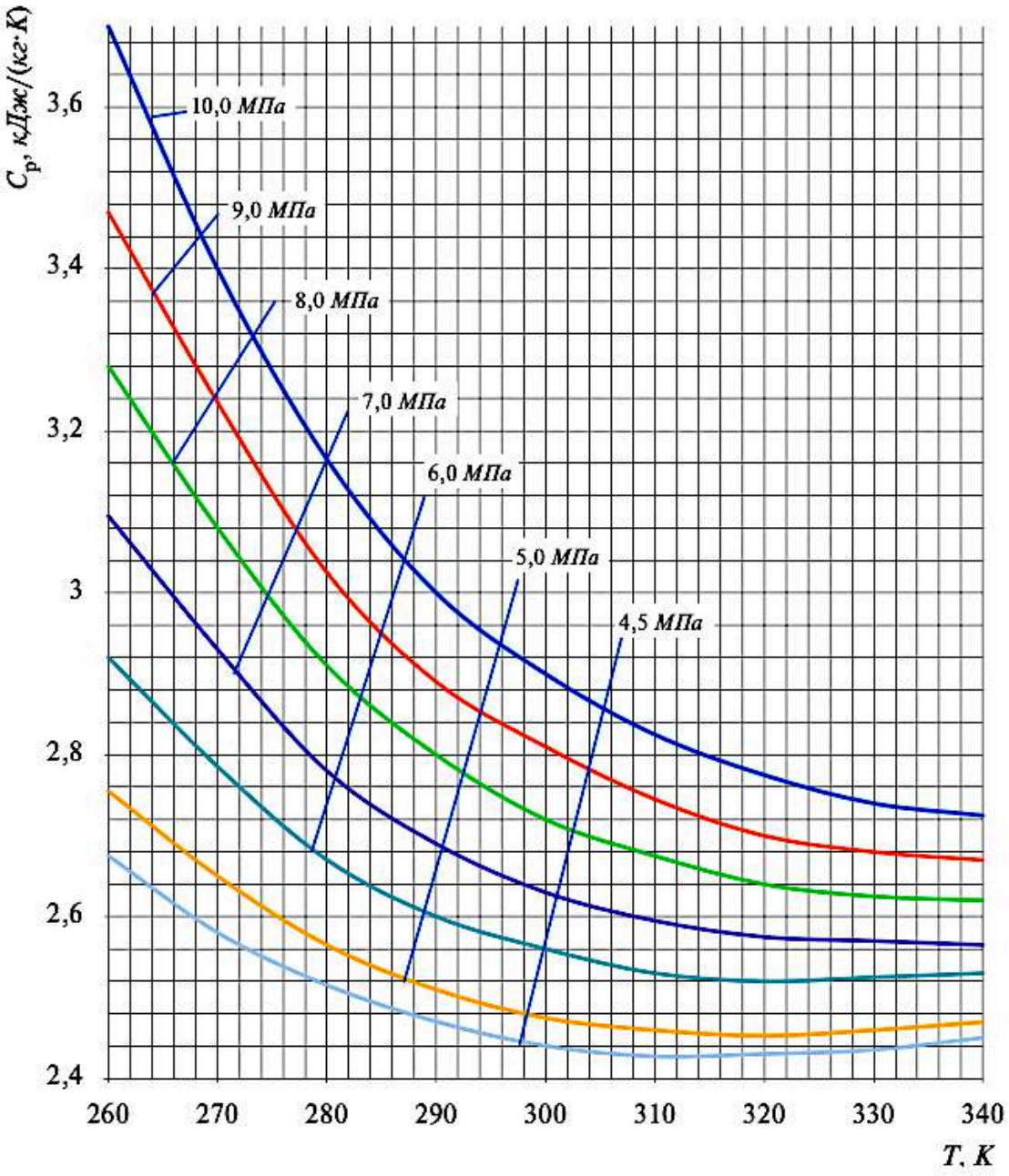
Приложение 9

Зависимость изобарной теплоемкости природного газа от температуры и давления по ОНТП 51-1-85



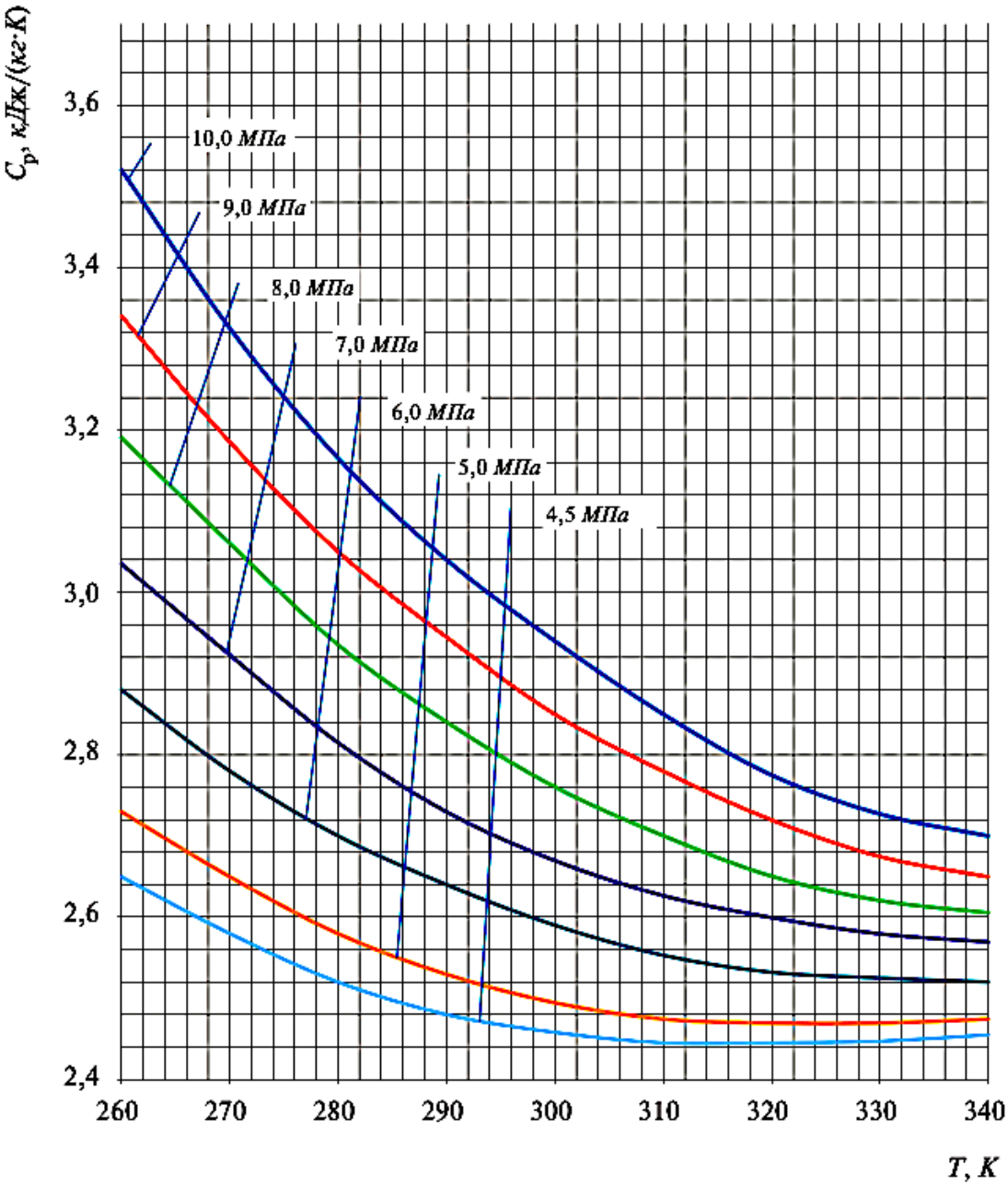
Приложение 10

Зависимость изобарной теплоемкости природного газаот давления и температуры для условий $0,8 \leq p_{пр} \leq 3,2$ и $1,4 \leq T_{пр} \leq 2$



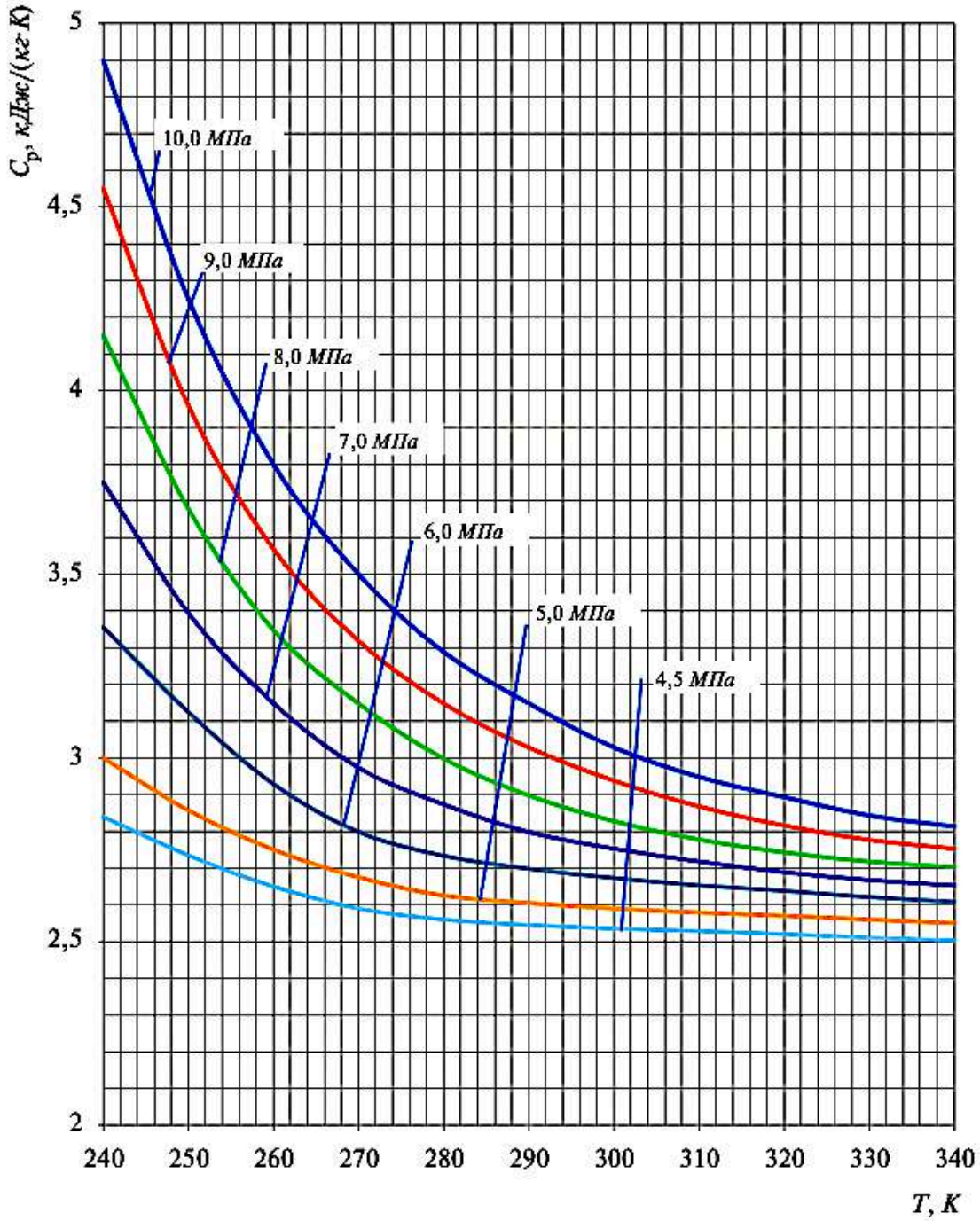
Приложение 11

Зависимость изобарной теплоёмкости природного газа от давления до 15 *МПа* и температуры для диапазона 250–400 *К* по ОНТП 51-1-85



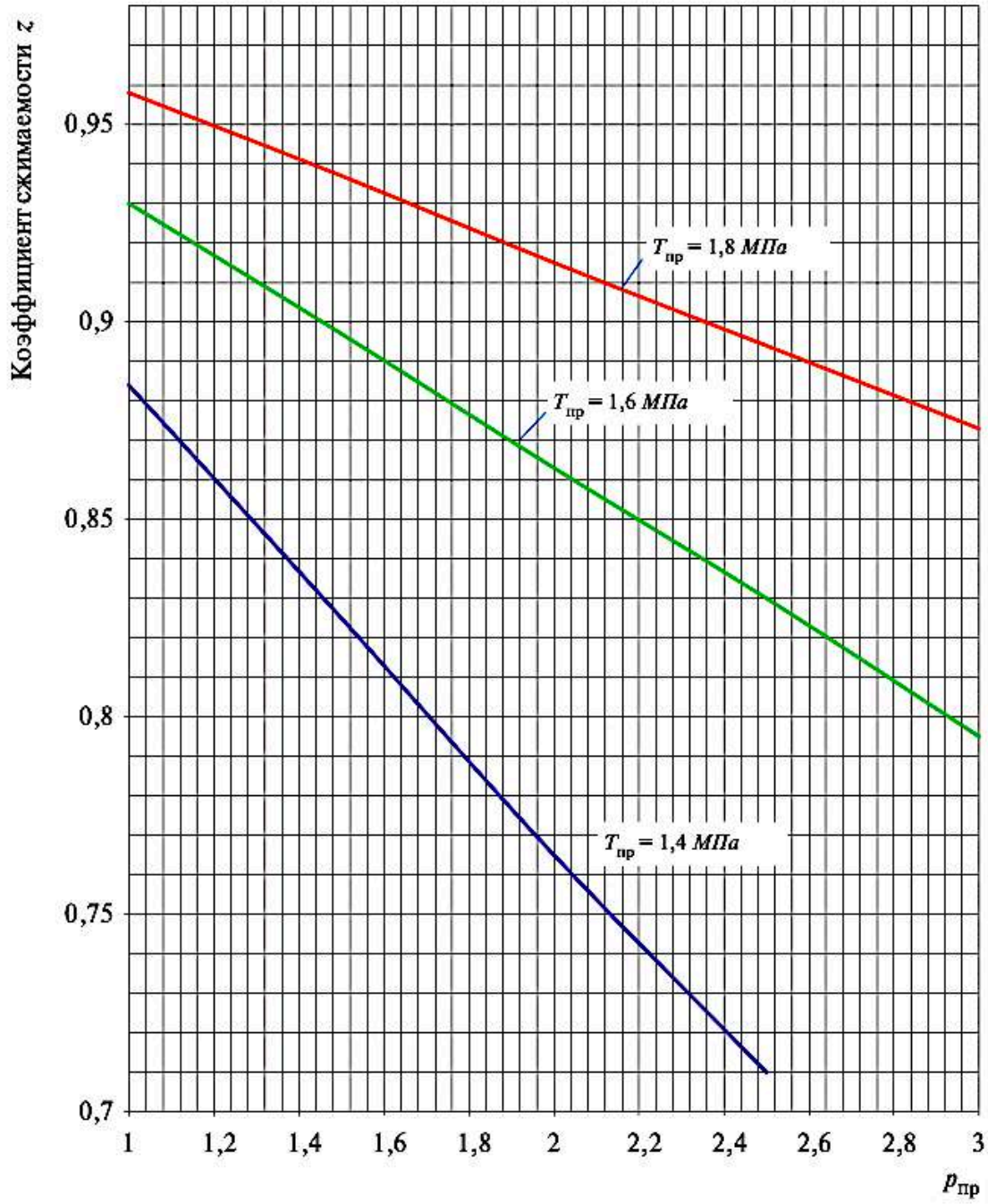
Приложение 12

Зависимость изобарной теплоёмкости метана от давления и температуры



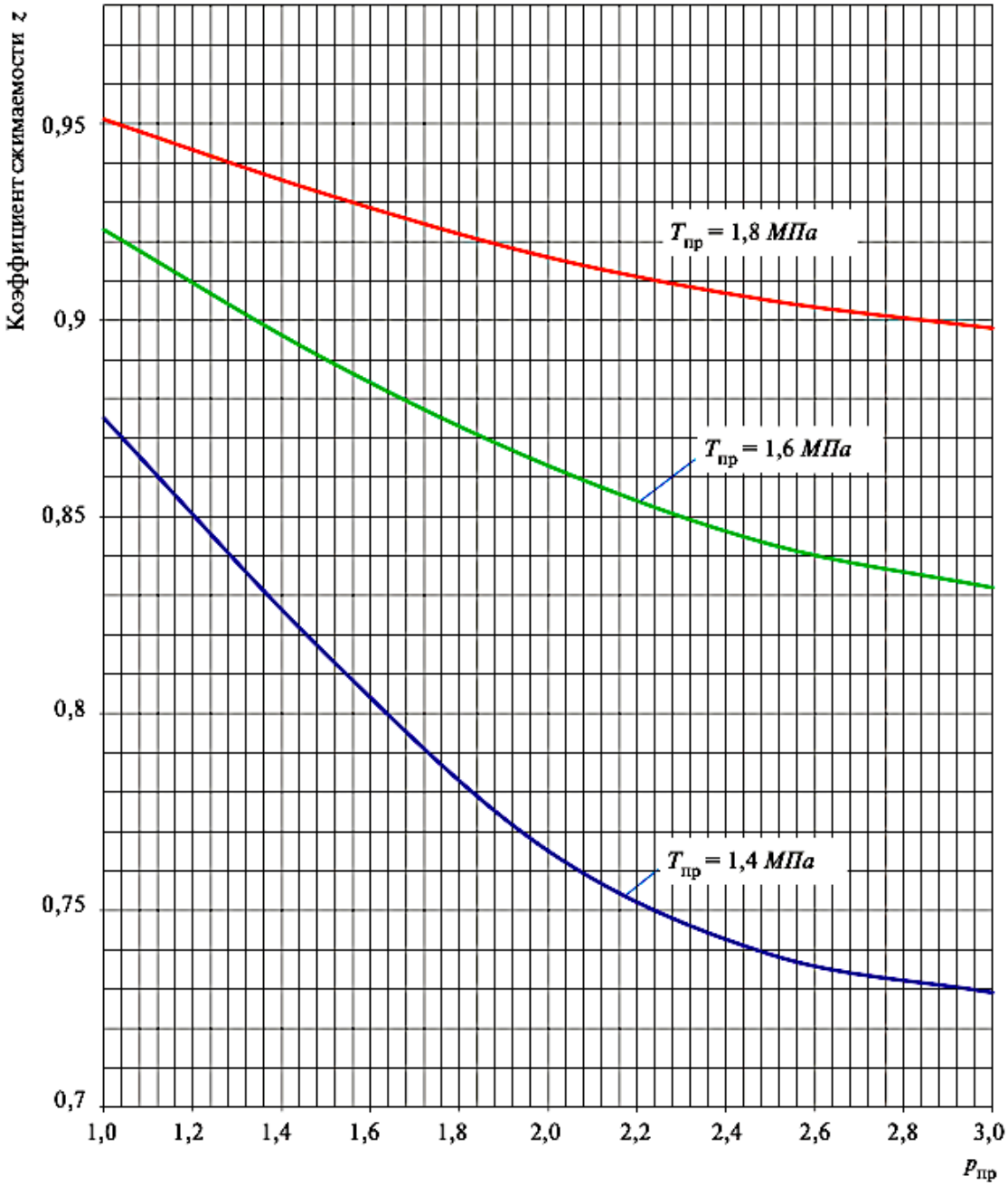
Приложение 13

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры по рекомендациям ОНТП 51-1-85



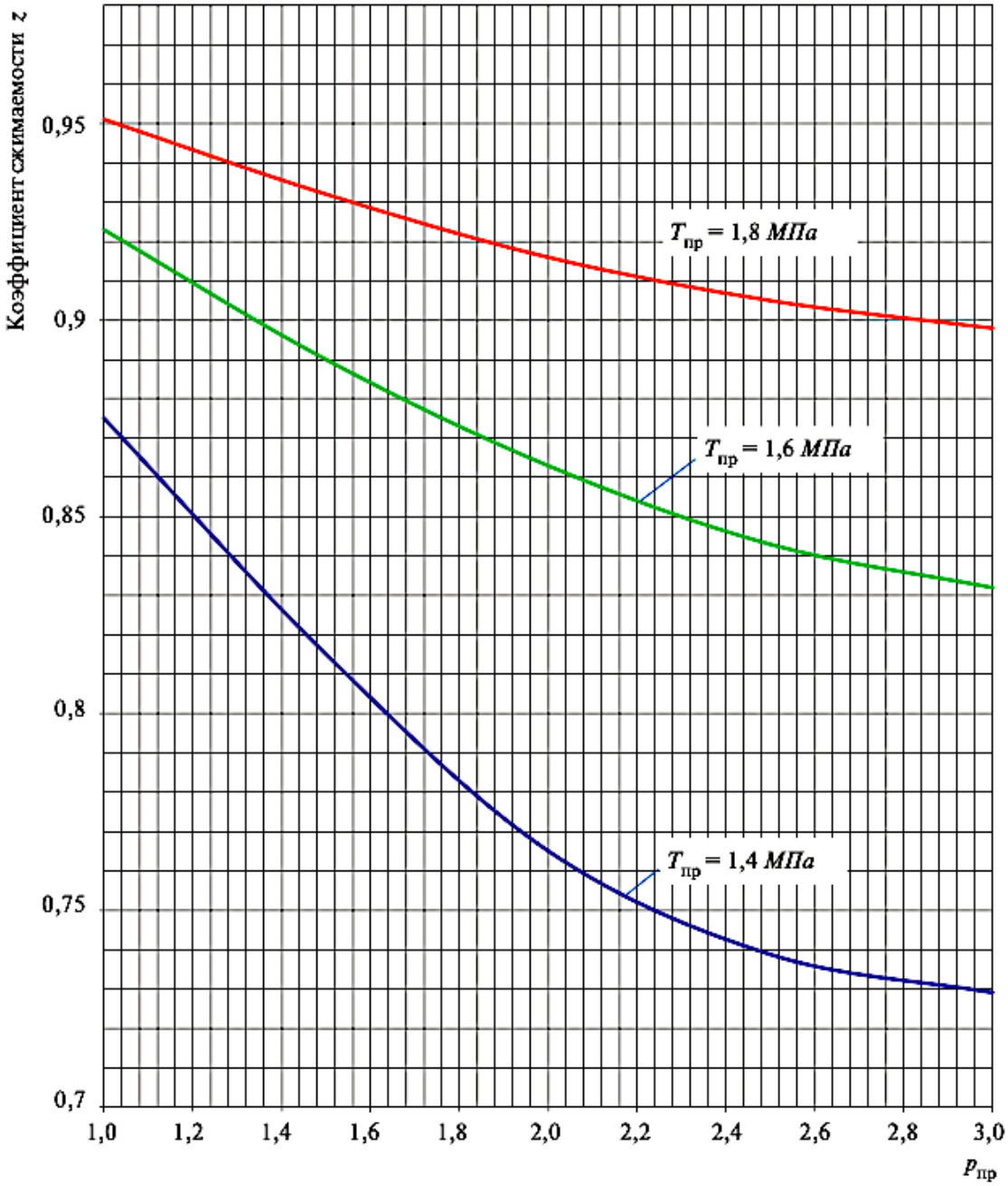
Приложение 14

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого давления и температуры (для условий $0,2 < p_{\text{пр}} 24,0;\ 1,15 < T_{\text{пр}} < 3,0$) по процедуре Холла-Ямбурга



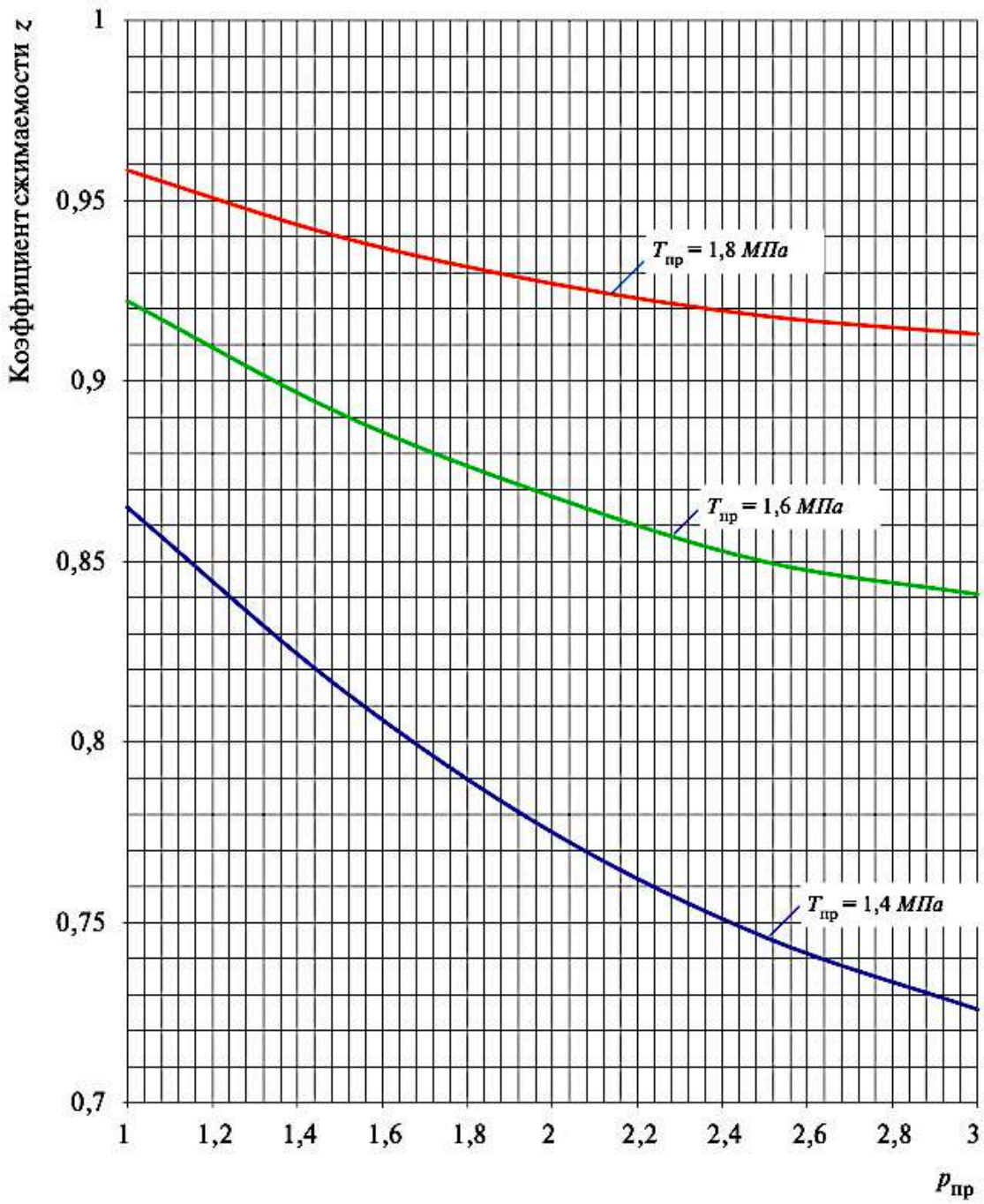
Приложение 15

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры по процедуре Редлиха-Квонга



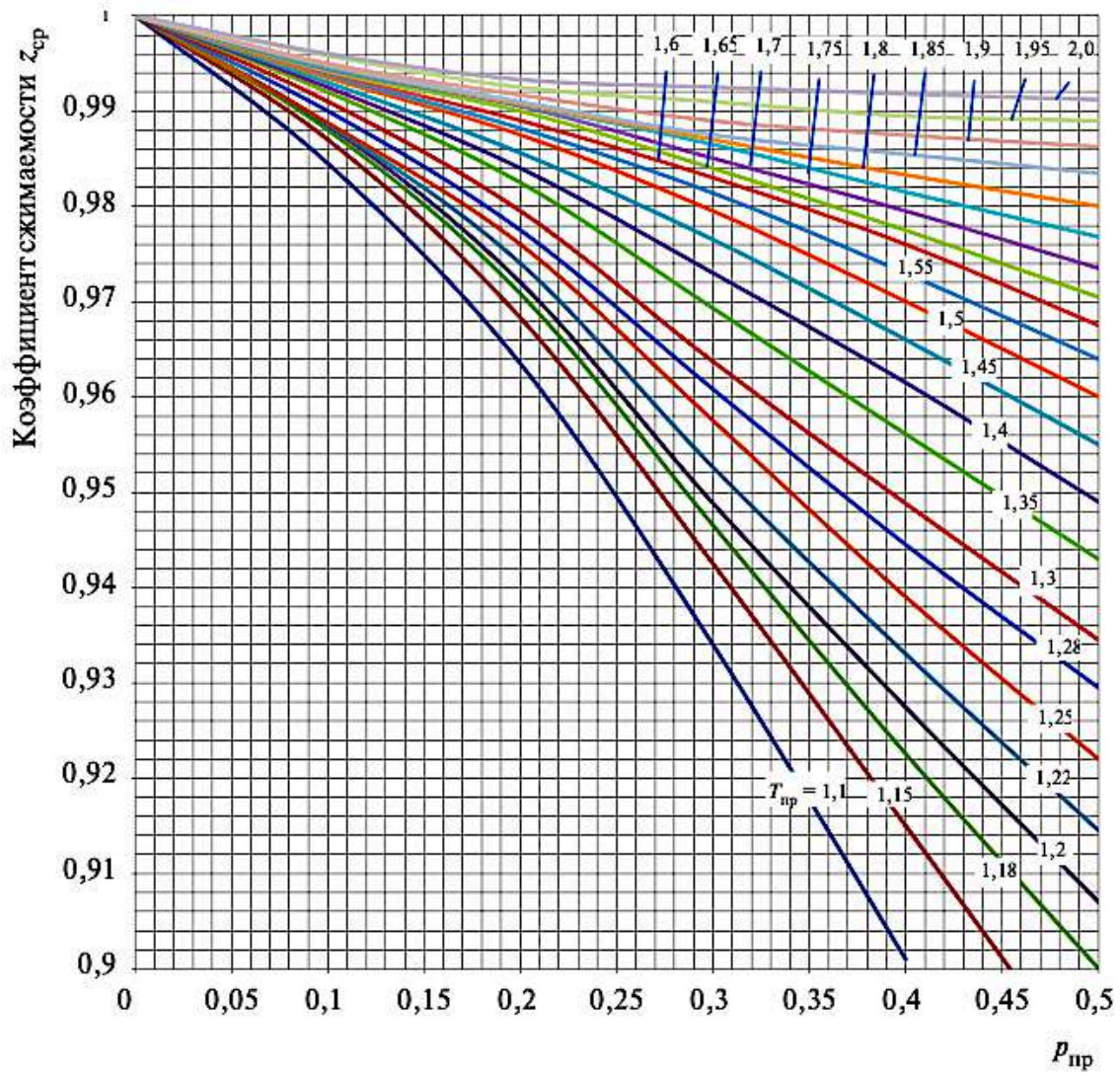
Приложение 16

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого давления и температуры (для условий $p_{пр}$ = 25 МПа и $T_{пр}$ = 250–400 *К*) по рекомендациям НТП 2006 года

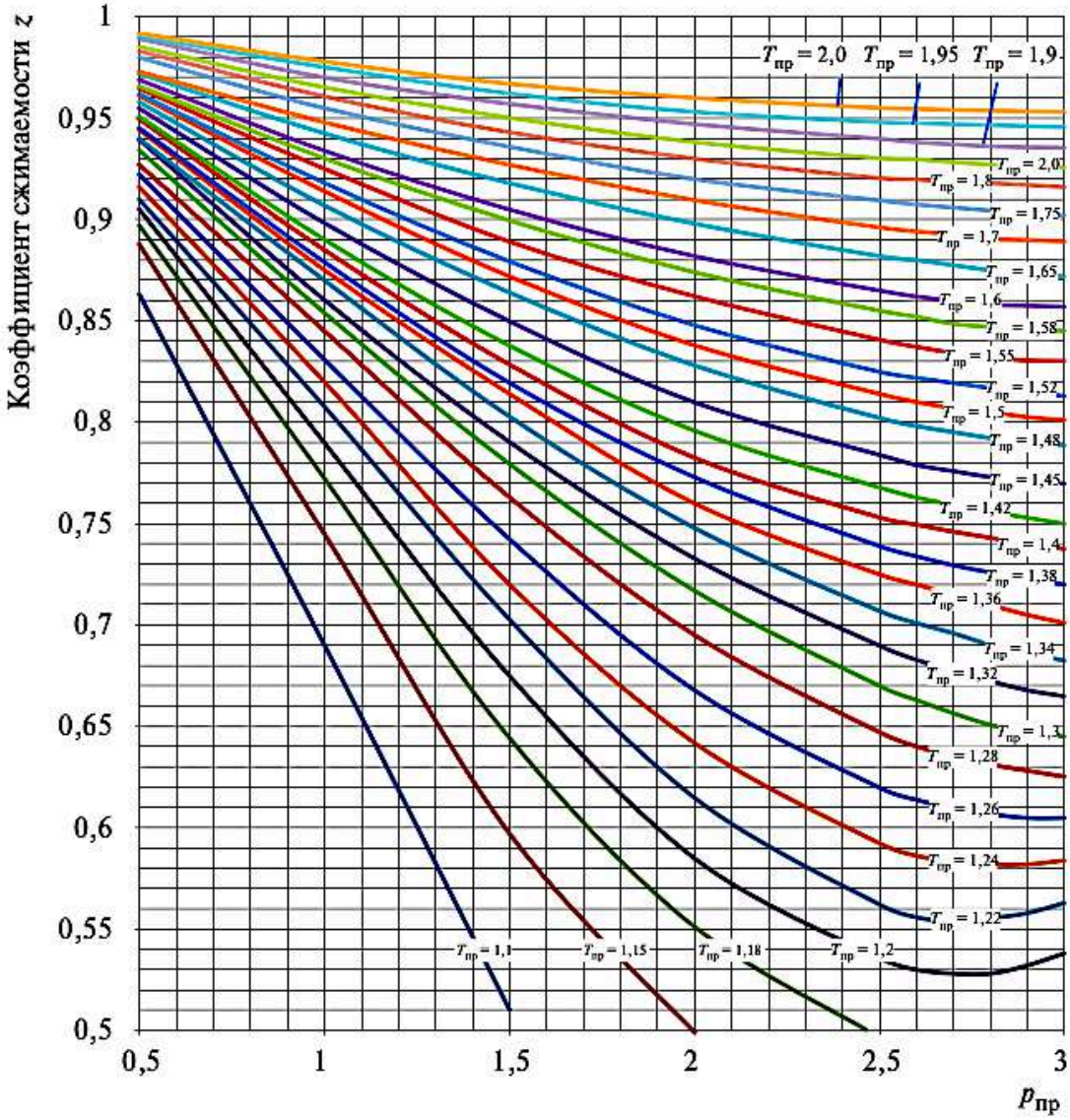


Приложение 17

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённых давлений и температуры

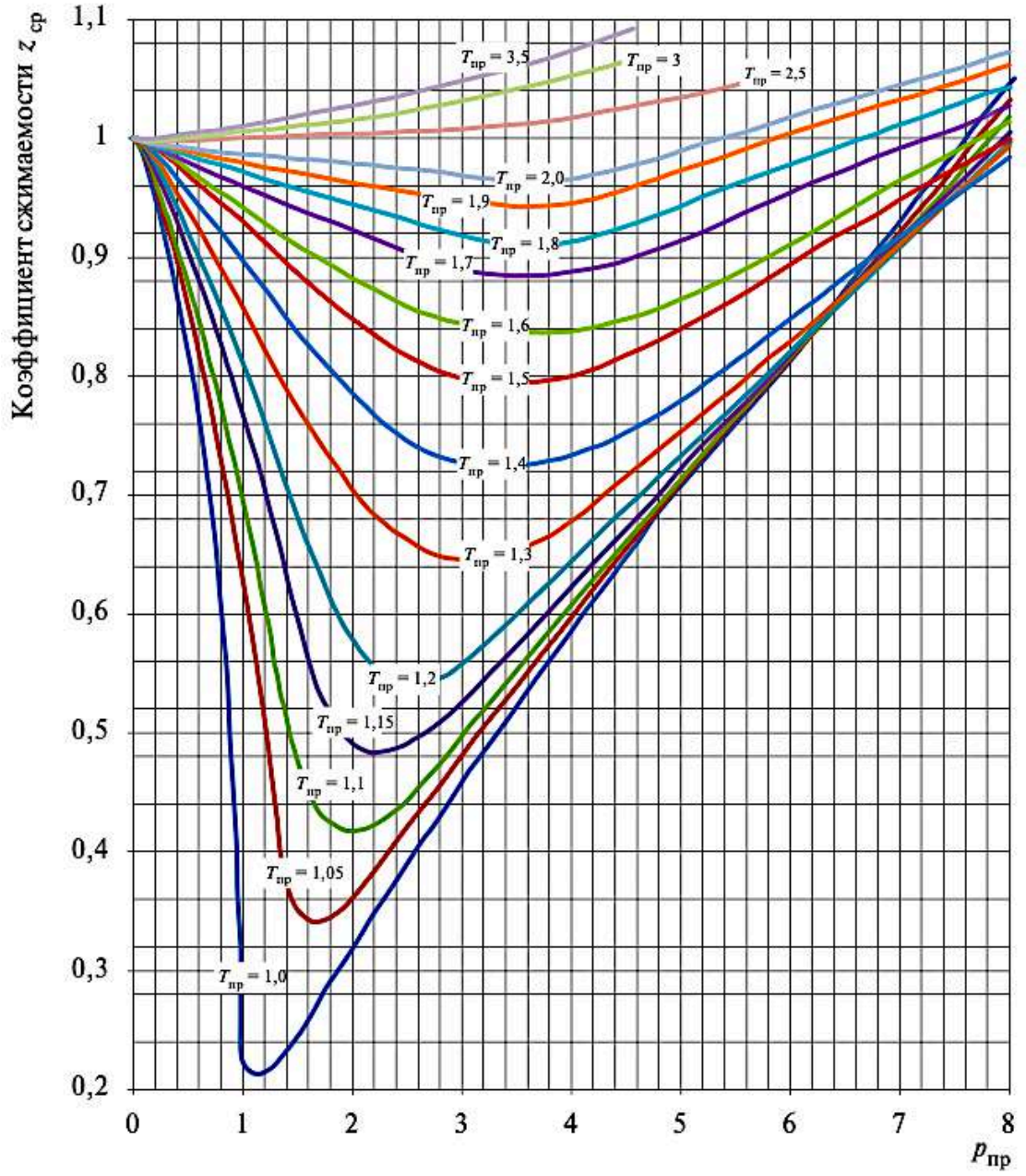


Окончание приложения 17



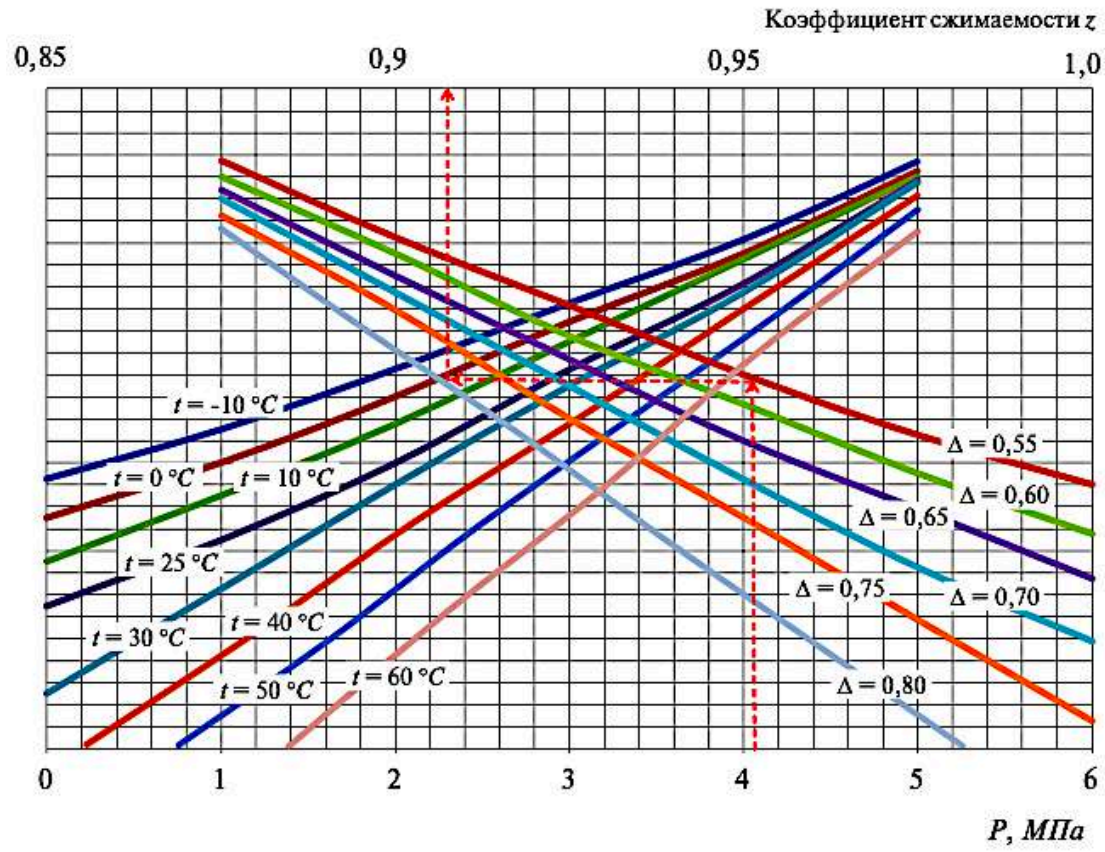
Приложение 18

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённых давлений и температуры



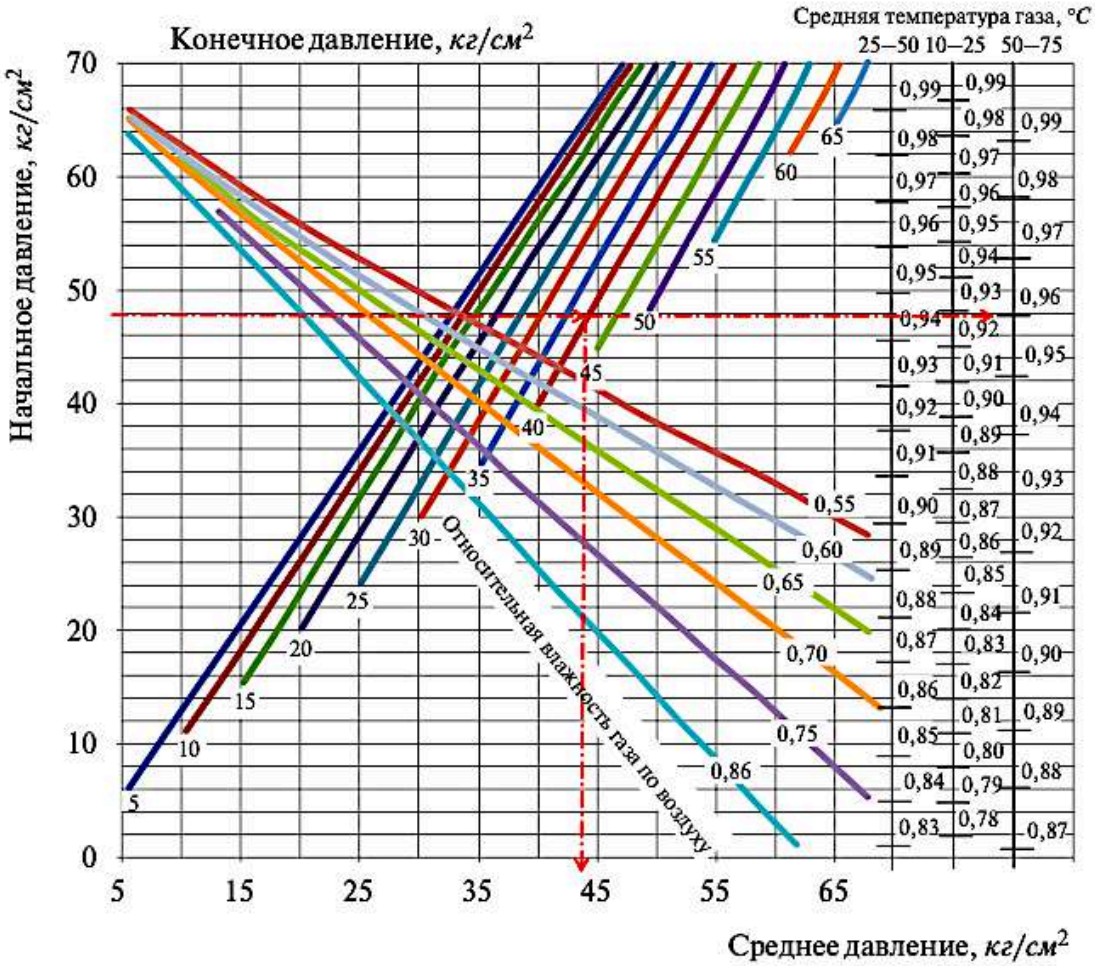
Приложение 19

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от давления, температуры и относительной плотности по воздуху



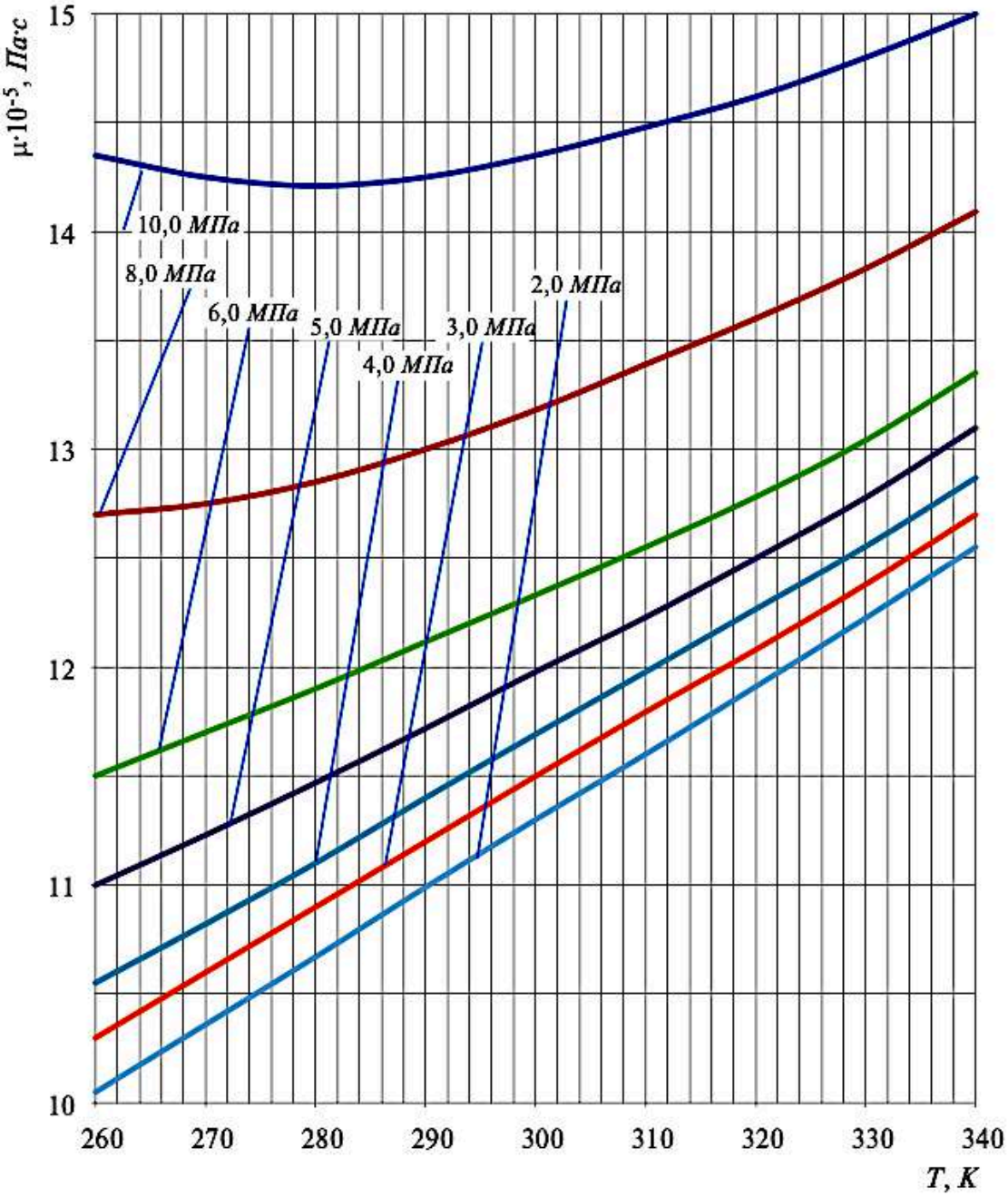
Приложение 20

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от давления, средней температуры и относительной влажности по воздуху



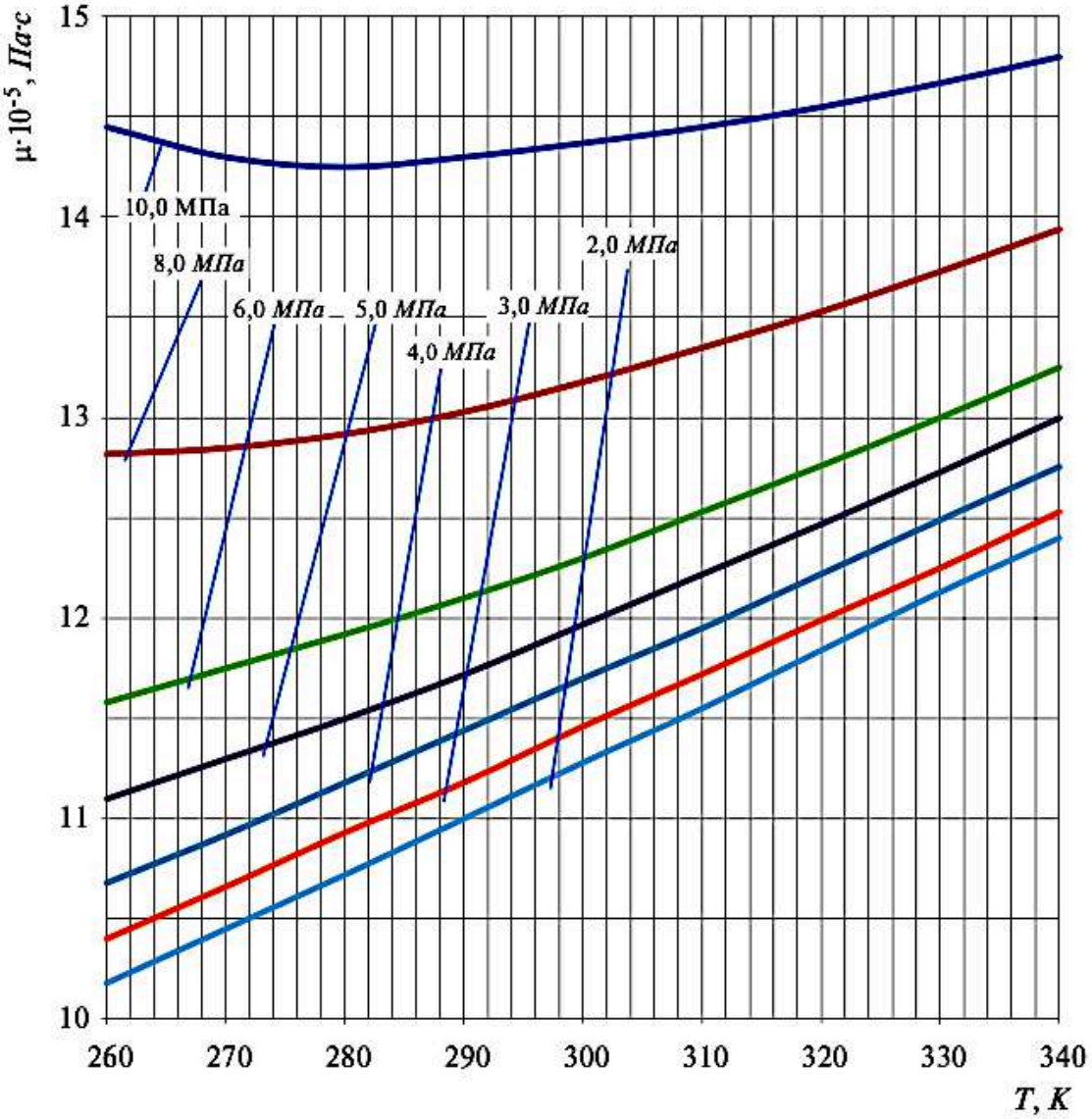
Приложение 21

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ГОСТ 30319.1–96



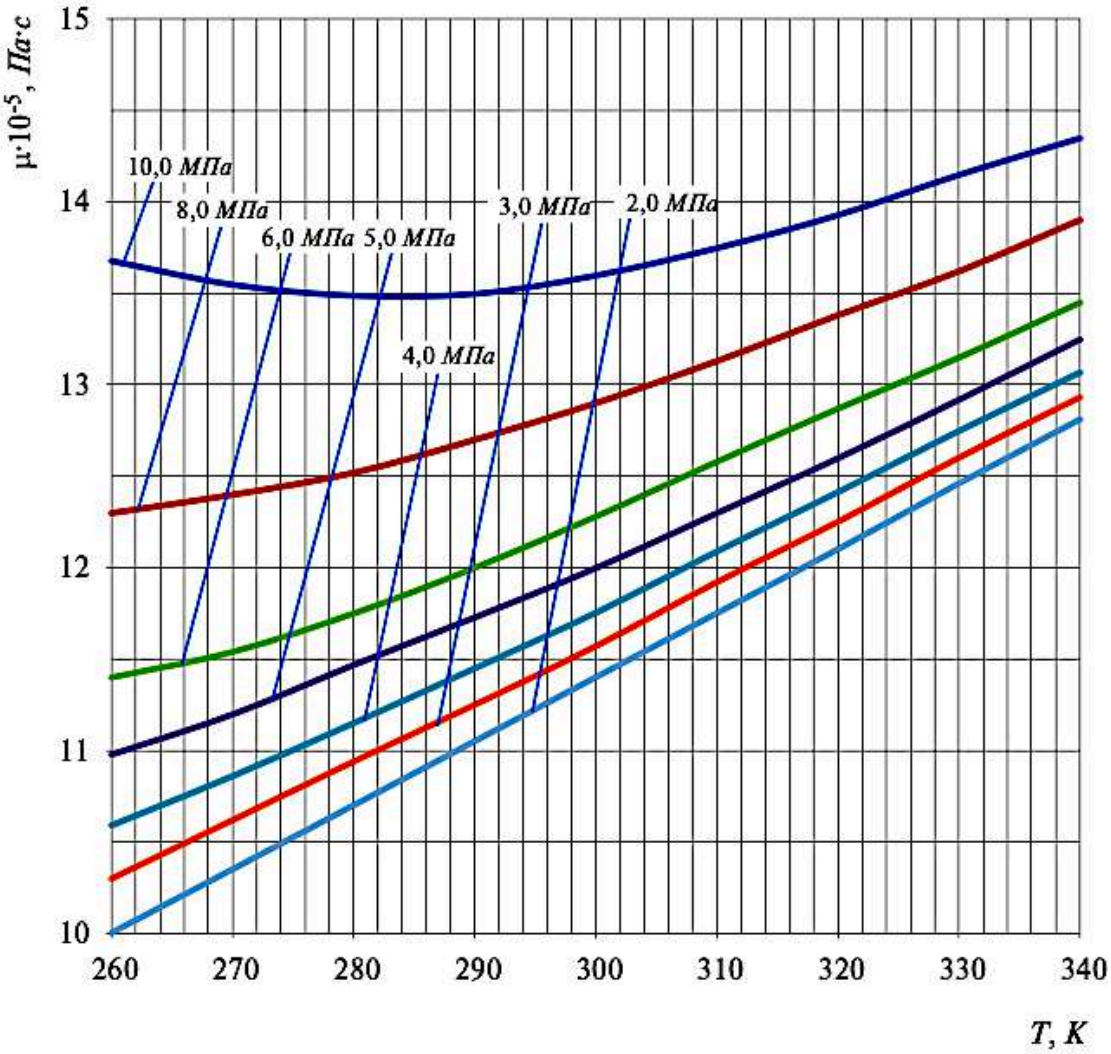
Приложение 22

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ОНТП 51-1-85



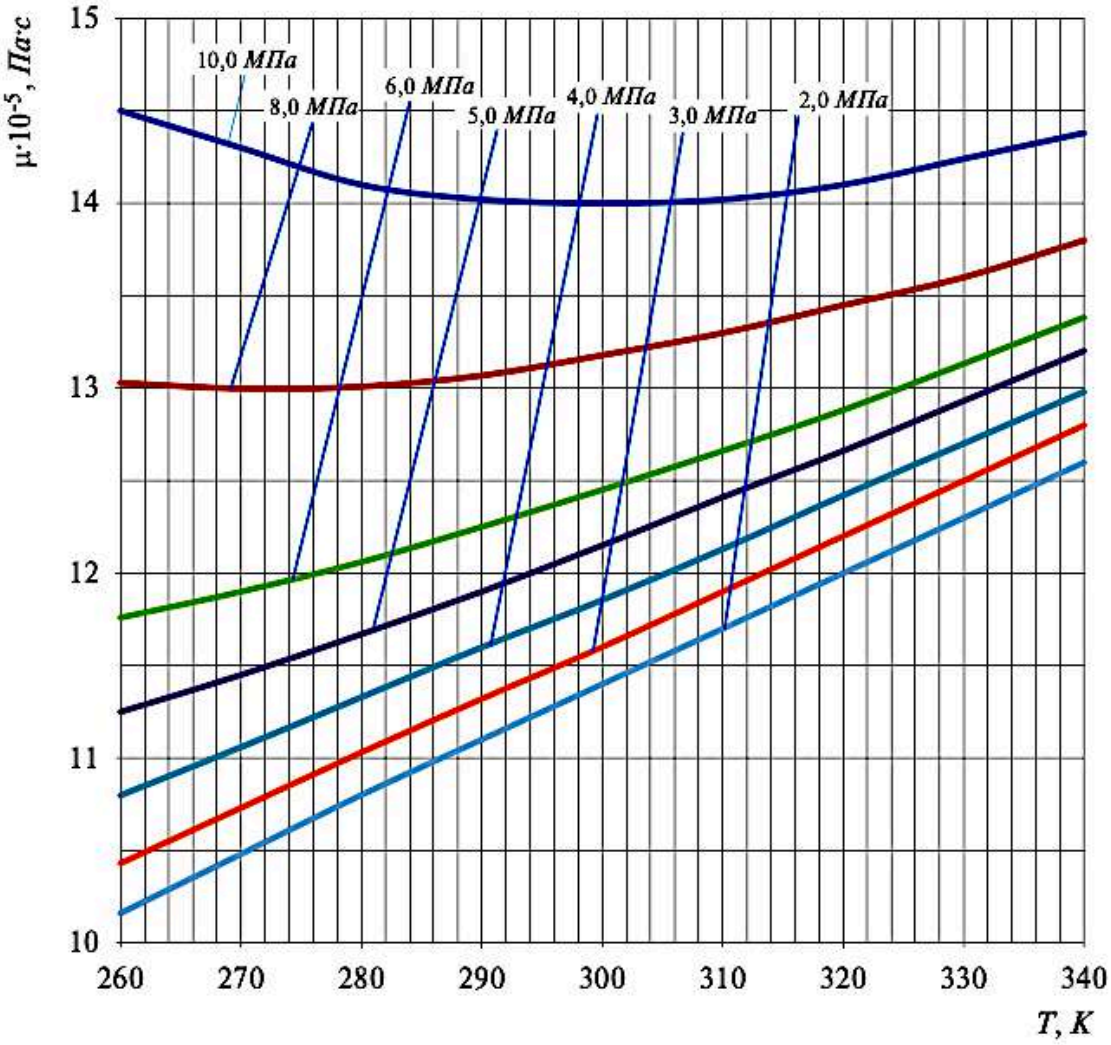
Приложение 23

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. На основе формулы Lee A.L.



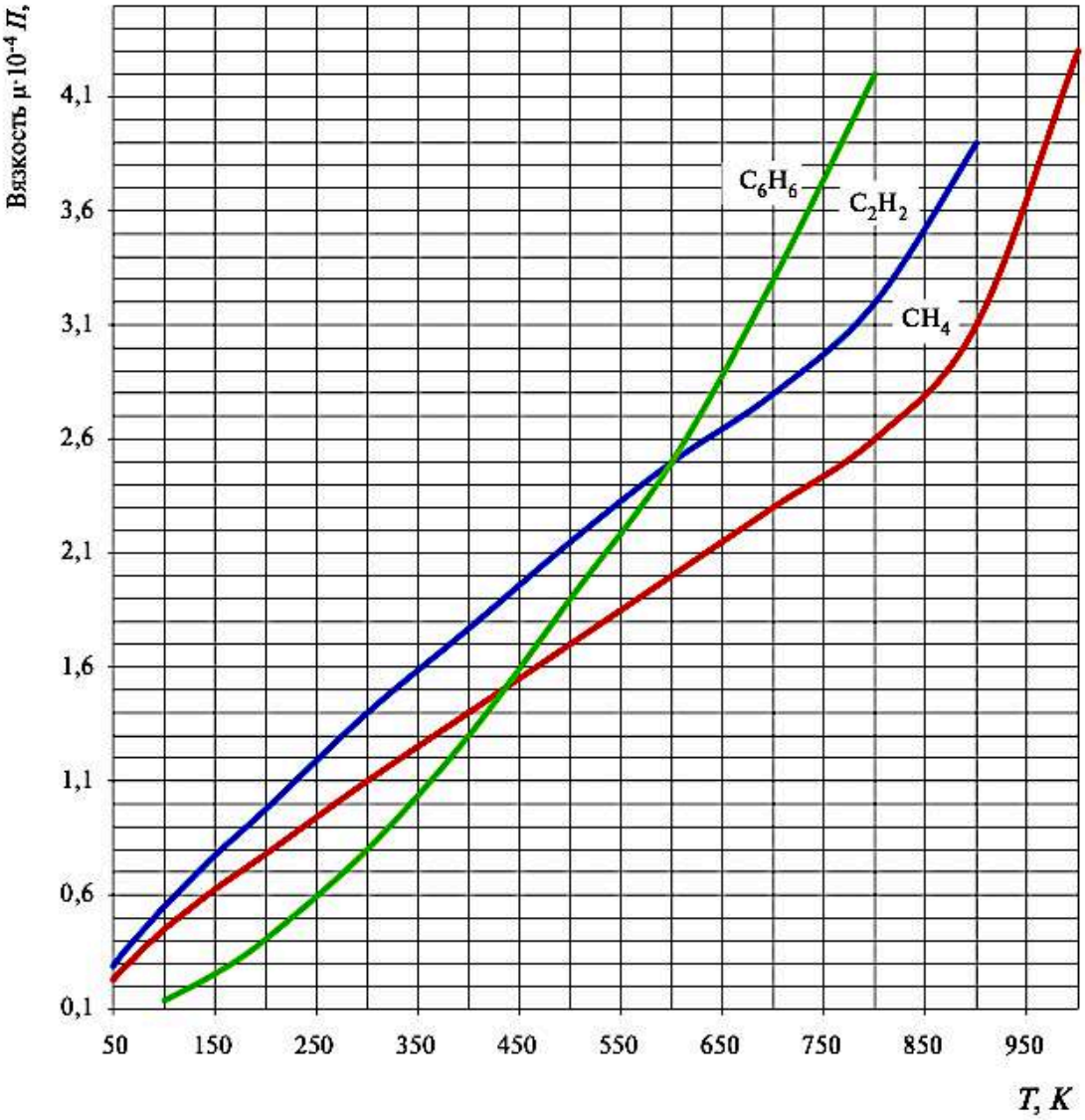
Приложение 24

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации СТО Газпром 2-3.5-051-2006



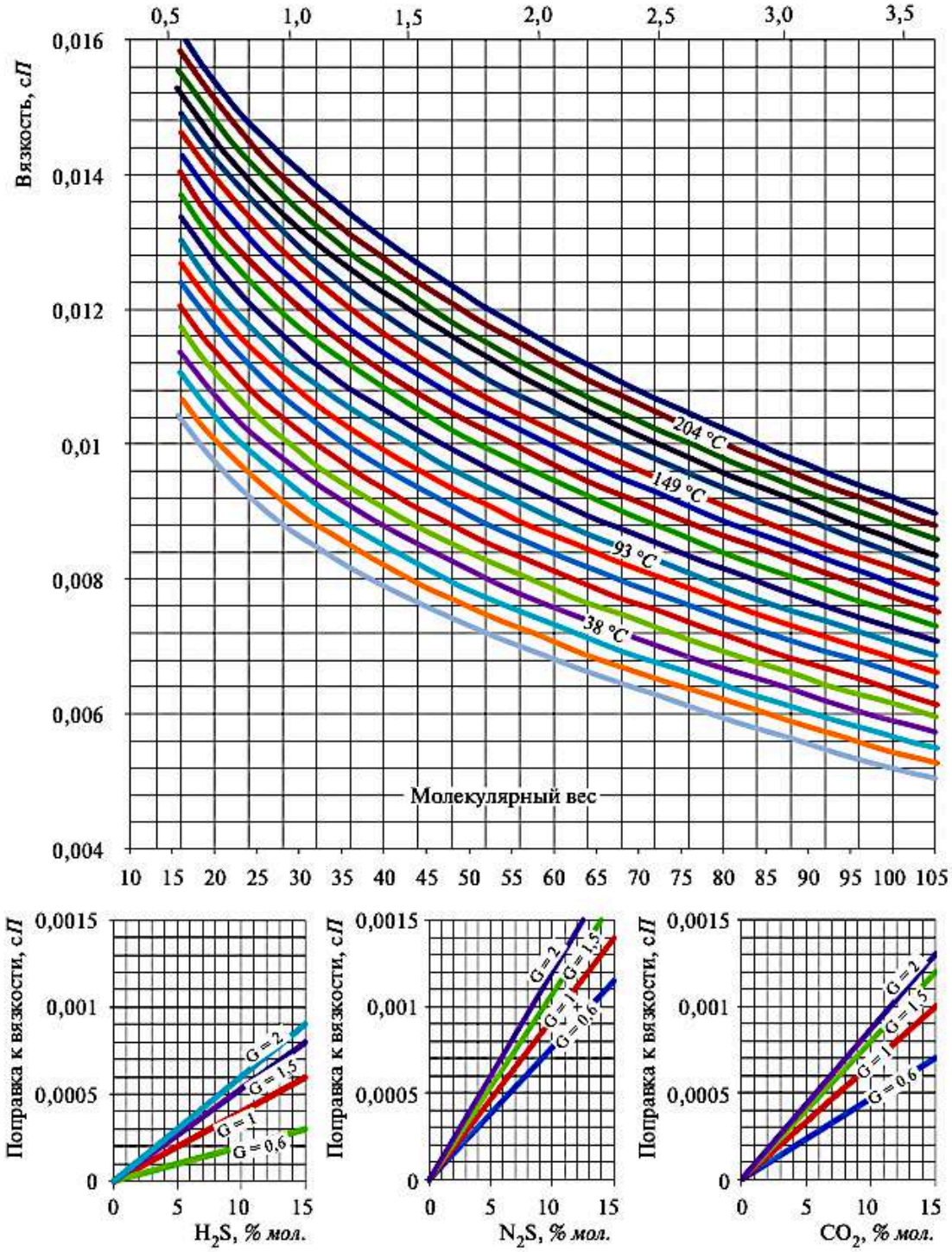
Приложение 25

Зависимость вязкости различных газов от температуры при нормальном давлении



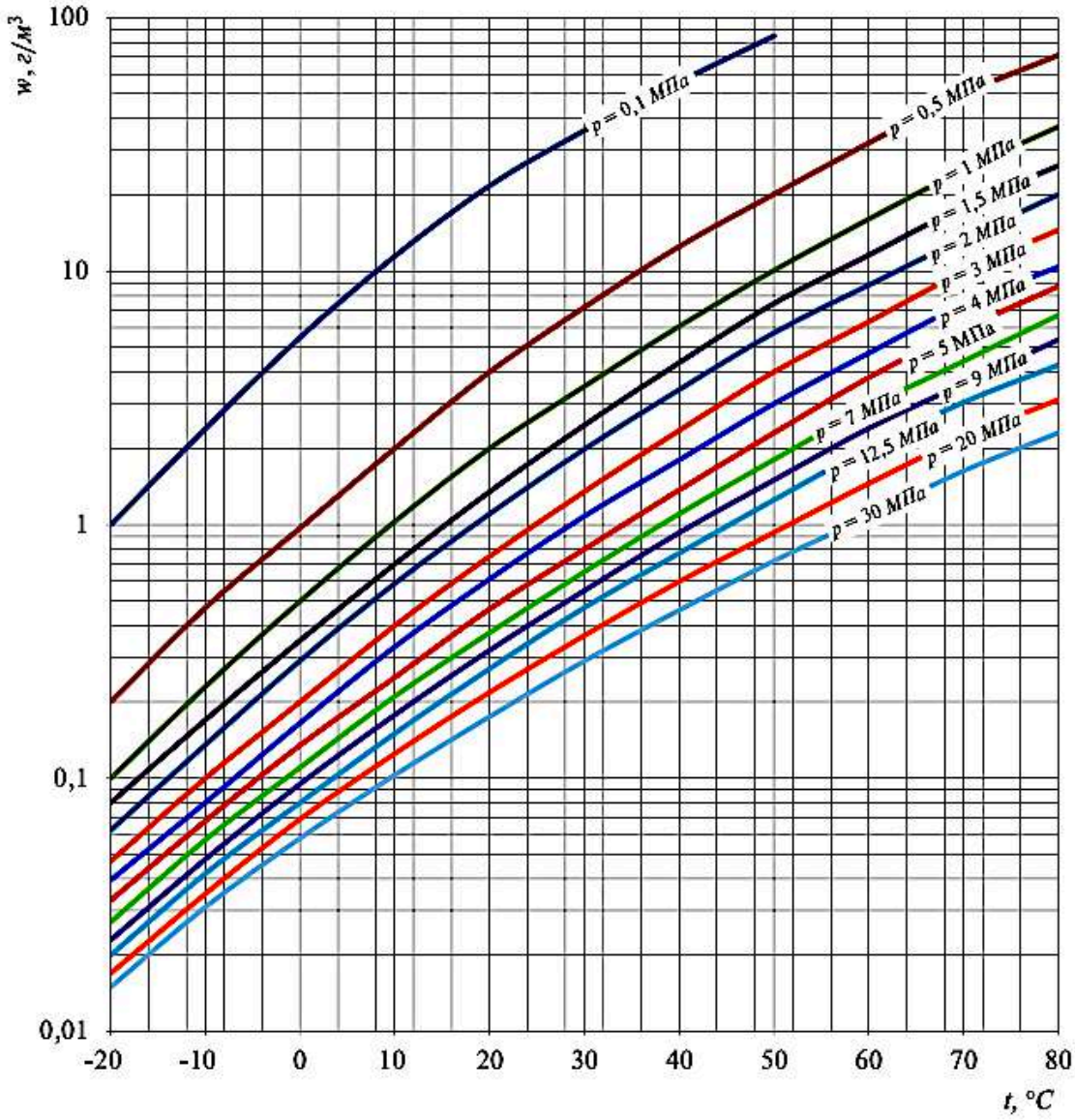
Приложение 26

Зависимость вязкости различных газов от атмосферного давлении



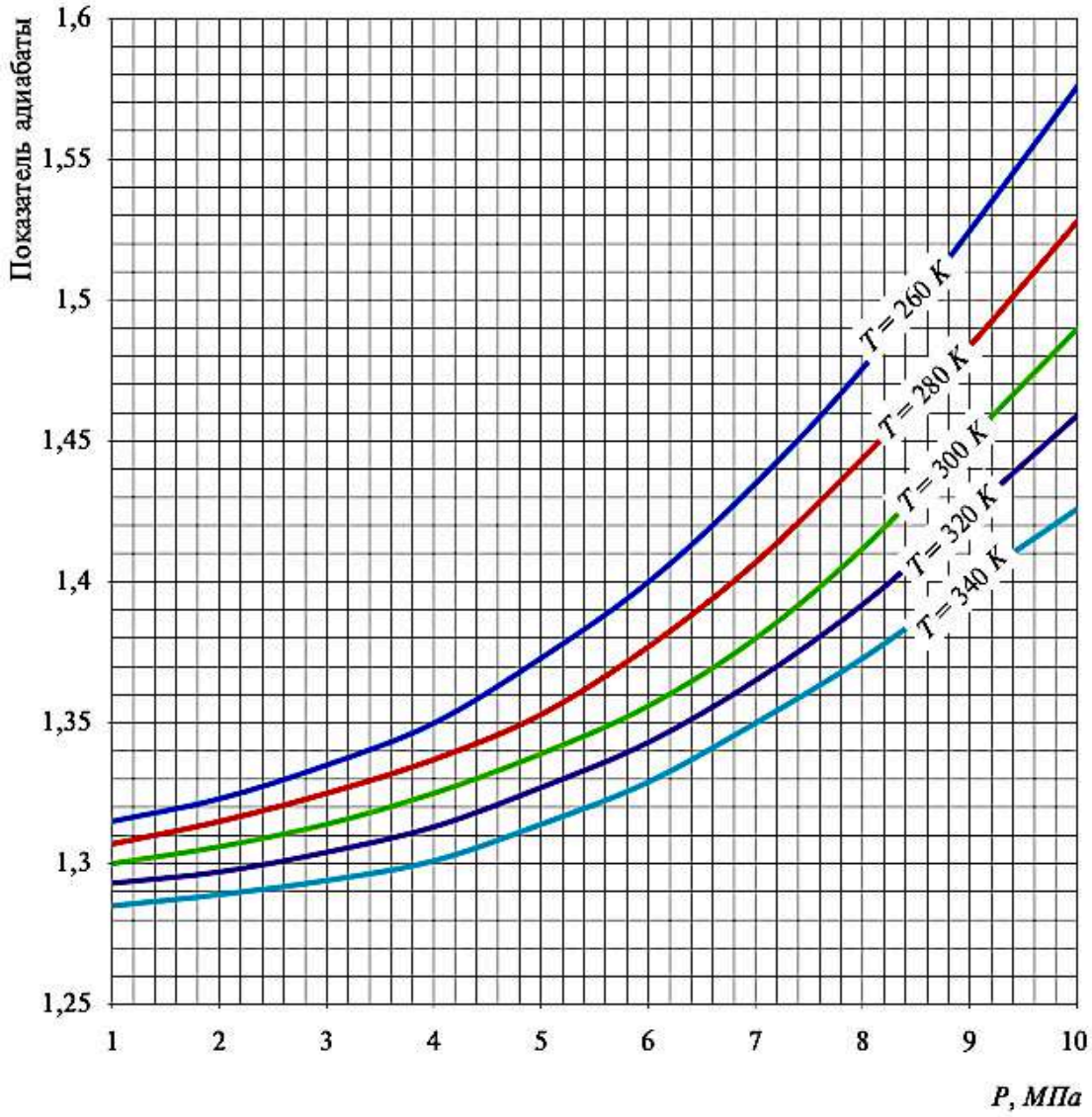
Приложение 27

Зависимость влагосодержания природного газа от температуры и давлении



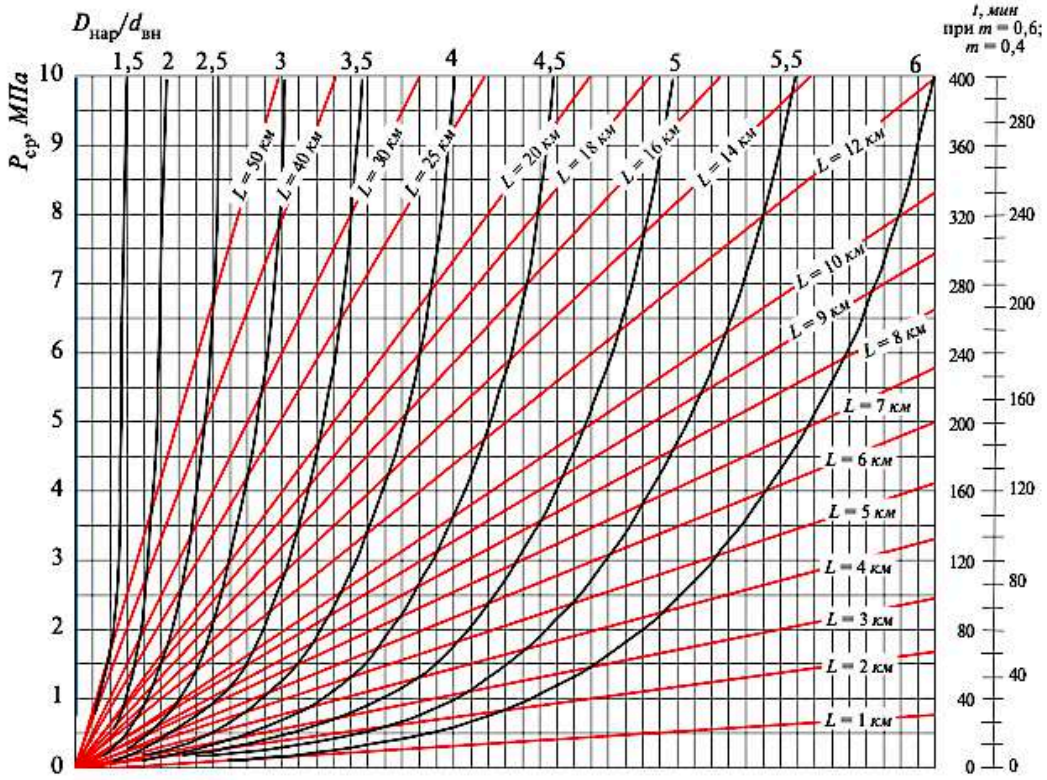
Приложение 28

Зависимость показателя адиабаты от температуры и давлении



Приложение 29

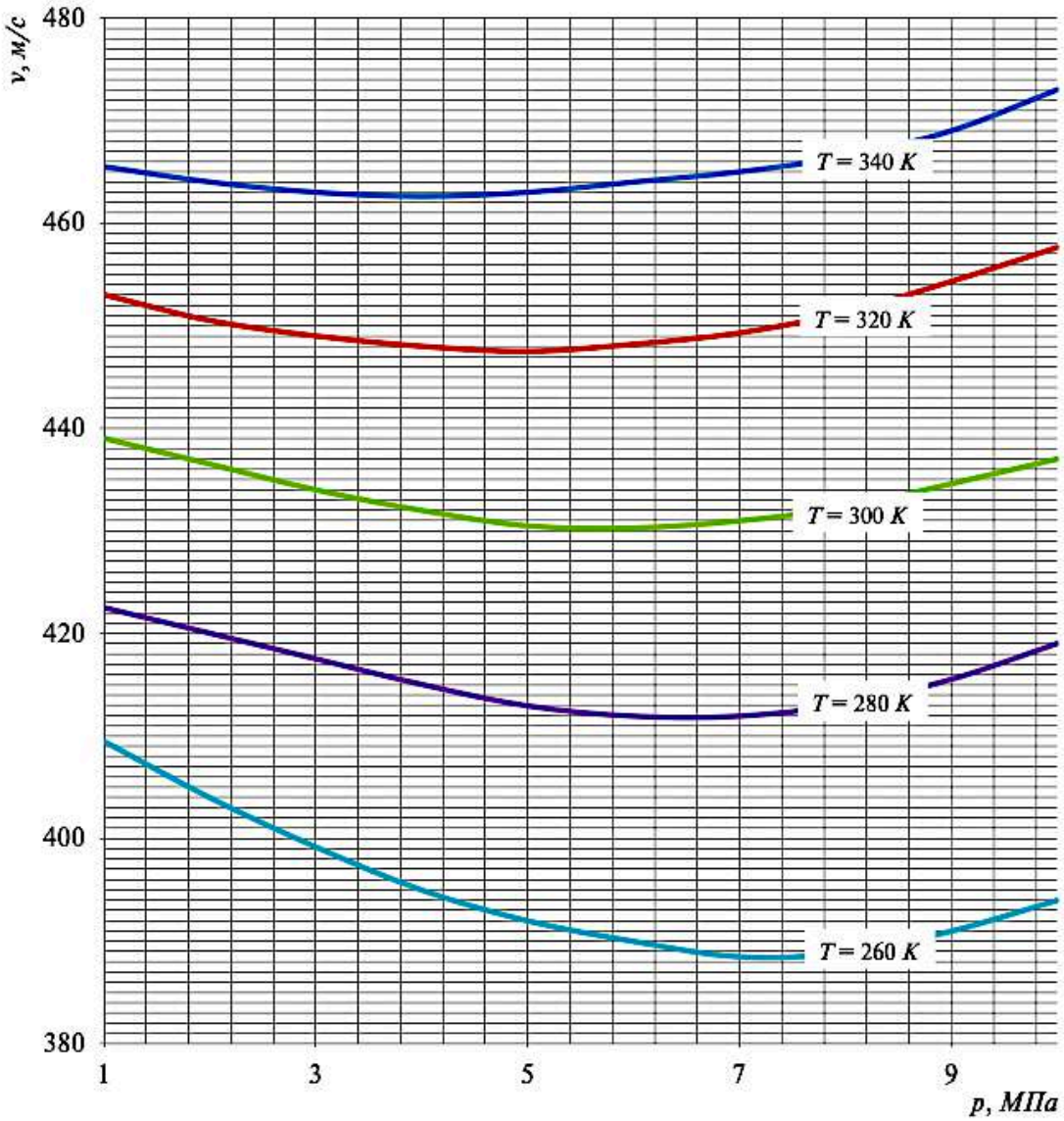
Определение времени опоржнения газопровода



$D_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода; $d_{вн}$ – внутренний диаметр свечи; p – давление в газопроводе; l – длина участка газопровода; τ – время опорожнения участка газопровода; m – отношение рабочего сечения свечного крана к сечению свечи, принимаем 0,4; t – время опорожнения газопровода при равнопроходном кране (при $m = 1$, $t = 0{,}4 \cdot \tau$)

Приложение 30

Зависимость скорости звука в природном газе от давления и температуры



Приложение 31

Энергетические показатели ГПА

Тип ГПА	Тип двигателя	Номинальные параметры		
		Мощность ГТУ N_{e_o}, кВт	КПД ГТУ η_{e_o}	КПД газового компрессора $\eta_{н_o}$
Центавр Т-3002	Т-3002	2600	0,253	0,720
Центавр Т-4500	Т-4502	3050	0,262	0,720
Центавр Т-4700	Т-4700	3250	0,267	0,720
ГПА-4РМ	ГТД-4РМ	4000	0,320	0,800
ГПА-4 Урал	Д-30-ЭУ-2	4000	0,240	0,740
ГТ-700-5	ГТ-700-5	4250	0,250	0,840
ГТК-5	ГТК-5	4400	0,260	0,870
Таурус-60S	Т-7000	5200	0,315	0,820
ГТ-6-750	ГТ-6-750	6000	0,240	0,840
ГТН-6	ГТ-6-750	6300	0,240	0,820
ГТ-750-6 Ладога	ГТ-750-6	6000	0,270	0,870
ГТ-750-6М Аврора, ГТ-750-6М Дон-1	ГТ-750-6М	6000	0,270	0,870
ГТ-750-6М Дон-2, 3	ГТ-6,5-А1	6000	0,300	0,870
ГТН-6У	ГТН-6У	6300	0,305	0,840
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	6300	0,240	0,820
ГПА-Ц-6,3А	Д-336	6300	0,300	0,820
ГПА-6,3 Урал	Д-336-2Т	6300	0,300	0,820
ГПА-Ц-6,3С	ДТ-71	6300	0,305	0,820
ГПА-Ц-6,3/56РМ; ГПА-Ц-6,3-02РМ	ГТД-6,3РМ	6300	0,320	0,850
ГПА-8РМ	ГТД-6,3РМ/8	8000	0,330	0,850
ГПА-Ц-6,3Б	НК-14СТ	6300	0,290	0,830
ГПА-Ц-8Б; АГПУ-8 Волга	НК-14СТ	8000	0,300	0,820
ГТК-10; ГТК-10М[1)]	ГТК-10-4	10000	0,290	0,820
ГТК-10М[2)]	ГТК-10-4	10000	0,305	0,820
ГТК-10М[3)]	ГТК-10-4	10300	0,322	0,820
ГПА-10Р/РМ	ГТД-10РМ	10000	0,350	0,820
ГПУ-10	ДР-59	10000	0,276	0,850
ГПА-10МН70	ДН-70	10000	0,350	0,820
ГПА-Ц-10Б	НК-14СТ-10	10000	0,320	0,825
ГПА-10 Урал; ГПА-10ПХГ Урал	ПС-90ГП-3	10000	0,314	0,800
PGT-10	PGT-10	10040	0,316	0,831
ГТК-10И	MS 3002	10300	0,259	0,830
ГТК-10ИР	MS 3002	9500	0,330	0,830
ГПА-12 Урал; ГПА-12Р Урал; ГПА-Ц-12Р Урал	ПС-90ГП-1	12000	0,340	0,835
Коберра-182	Эйвон СТ RT-48	12 800	0,273	0,815
ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16000	0,274	0,840
ГТН-16	ГТН-16	16000	0,290	0,815
ГТН-16М-1	ГТН-16М-1	16000	0,310	0,830
ГПУ-16; ГПУ-16МЖ	ДЖ-59	16000	0,300	0,830
ГПУ-16МГ; ГПА-16 Волга ДГ; Коберра-16МГ; ГПА-Ц-16С	ДГ-90	16000	0,335	0,850
Коберра 16Р Урал; ГПА-16 Урал; ГПА-16Р Урал; ГПА-Ц-16Р Урал	ПС-90ГП-2	16000	0,363	0,840
PGT-21S; ГПА-16Р АЛ Урал; ГПА-16 Арлан; ГПА-Нева 16; ГПА-Ц-16АЛ; ГПА-16Р Уфа	АЛ-31СТ	16000	0,355	0,840
ГПА-16 Волга; ГПА-Ц-16 НК-38	НК-38СТ	16000	0,365	0,840
ГТНР-16	ГТНР-16	16300	0,325	0,850

Окончание приложения 31

Тип ГПА	Тип двигателя	Номинальные параметры		
		Мощность ГТУ N_{e_o}, кВт	КПД ГТУ η_{e_o}	КПД газового компрессора $\eta_{н_o}$
ГПА-Ц-18; ГПА-18В Урал	НК-16-18СТ	18000	0,294	0,840
ГТК-25И	MS 5002	23900	0,277	0,832
ГТК-25ИР	MS 5002	22200	0,345	0,832
ГТНР-25И (В)	M 5322 R (B)	22200	0,347	0,832
ГТНР-25И (С)	M 5322 R (C)	24600	0,354	0,833
ГТН-25	ГТН-25	27500	0,281	0,830
ГТН-25-1	ГТН-25-1	24500	0,306	0,830
Балтика-25	GT-10	24500	0,350	0,855
ГПА-25 ДУ-80 Урал; ГПА-Ц-25; ГПА-Ц-25СД; ГПА-Ц-25СД/100	ДУ-80	25000	0,348	0,850
ГПА-25Р Днепр; ГПА-25/76 ДН80	ДН-80	25000	0,345	0,850
ГПА-25/76 ДН80Л	ДН-80Л	25000	0,350	0,850
ГПА-Ц-25; ГПА-Ц-25БД; ГПА-Ц-25НК; ГПА-Нева-25Р НК; ГПА-25НК Урал	НК-36СТ	25000	0,345	0,850
ГПА-25 Урал; ГПА-25Р Урал	ПС-90ГП-25	25000	0,379	0,850
ГПА-32 Ладога	MS 5002E	31200	0,355	0,850

[1] Степень регенерации – 0,7,
[2] Степень регенерации – 0,75,
[3] Степень регенерации – 0,8.

Приложение 32

Значение параметров ГТУ для расчета располагаемой мощности и расхода топливного газа

Тип ГПА	Номинальная мощность N^0, *МВт*	Номинальный КПД $\eta_e{}^0$	Коэффициент технического состояния по мощности K_N	Коэффициент технического состояния по топливу K_{TT}	Коэффиуиент учитывающий влияние температуры k_t
Стационарный (промышленный) тип ГТУ					
ГПА-700-5	4,25	0,250	0,8	1,2	4,4
ГТК-К	4,4	0,260	0,8	1,2	3,7
ГТ-6-750	6,0	0,240	0,9	1,1	2,8
ГТН-6	6,3	0,240	0,85	1,1	2,8
ГТН-6У	6,3	0,305	0,95	1,05	2,8
ГТ-750-6	6,0	0,270	0,9	1,2	3,7
ГТ-750-6М	6,0	0,300	0,9	1,05	2,2
ГТК-10	10,0	0,290	0,85	1,2	3,7
ГТК-10М	10,0	0,320	0,9	1,05	3,7
ГТК-10И	10,3	0,259	0,85	1,1	2,0
ГТК-10ИР	9,5	0,330	0,9	1,05	3,2
ПЖТ-10	10,04	0,316	0,95	1,05	2,0
ГТН-16	16,0	0,290	0,8	1,1	3,2
ГТН-16М1	16,0	0,310	0,95	1,05	2,4
ГТНР-16	16,0	0,330	0,95	1,05	3,7
ГТН-25	27,5	0,281	0,75	1,2	3,2
ГТН-25-1	25,0	0,320	0,95	1,05	2,9
ГТК-25И	23,9	0,278	0,9	1,1	2,2
ГТК-25ИР	22,2	0,345	0,9	1,05	1,9
ГТК-25И(В)	22,2	0,347	0,95	1,05	2,0
ГТК-25 (С)	24,6	0,354	0,95	1,05	2,0
Судовой тип ГТУ					
ГПА-Ц-6,3С	6,3	0,305	0,95	1,05	2,8
ГПУ-10	10,0	0,276	0,85	1,1	3,7
ГПУ-16МЖ	16,0	0.300	0,95	1,1	2,8
ГПУ-16МГ ГПА-Ц-16С Кобера-16МГ	16,0	0,340	0,95	0,95	2,9
ГПА25Р Днепр	25,0	0,350	0,95	0,95	2,8
Авиационный тип ГТУ					
ГПА-Ц-6,3	6,3	0,240	0,95	1,1	1,3
ГПА-Ц-6,3А	6,3	0,300	0,95	1,05	3,5
ГПА-Ц-6,3Б	6,3 (8,0)	0.290 (0,300)	0,95	1,05	1,6 ($T_3 < 288$ *K*) 0 ($288 \le T_3 \le 298$ *K*) 3,0 ($T_3 > 298$ *K*)
ГПА-10Б	10,0	0,330	0,95	1,05	1,3 ($T_3 \le 303$ *K*) 3,0 ($T_3 > 303$ *K*)
ГПА-10 Урал	10,0	0,314	0,95	1,05	2,8 ($T_3 < 288$ *K*) 0 ($288 \le T_3 \le 313$ *K*) 5,4 ($T_3 > 313$ *K*)
Кобера-182	12,9	0.275	0,9	1,1	2,2
ГПА-12 Урал ГПА-12Р Урал	12,0	0,340	0,95	1,05	2,9 ($T_3 < 288$ *K*) 0 ($288 \le T_3 \le 298$ *K*) 2,3 ($T_3 > 298$ *K*)
ГПА-16 Урал ГПА-16Р Урал	16,0	0,363	0/95	1,05	2,7 ($T_3 < 288$ *K*) 0 ($288 \le T_3 \le 298$ *K*) 5,0 ($T_3 > 298$ *K*)
ГПА-Ц-16	16,0	0,274	0,95	1,05	2,7

Окончание приложения 32

Тип ГПА	Номинальная мощность N^0, *МВт*	Номинальный КПД $\eta_e{}^0$	Коэффициент технического состояния по мощности K_N	Коэффициент технического состояния по топливу K_{TT}	Коэффиуиент учитывающий влияние температуры k_t
ГПА-Ц-18	18,0	0,294	0,95	1,05	2,8 ($T_3 > 293$ *K*) 2,1 ($T_3 \leq 293$ *K*)
ПЖТ-21С ГПА-Ц-16АЛ ГПА-16 Нева	16,0	0,355	0,95	1,05	1,8 ($T_3 < 288$ *K*) 2,9 ($T_3 > 298$ *K*) 0 ($288 \leq T_3 \leq 298$ *K*)
ГПА-16 Волга	16,0	0.365	0,95	1,05	3,3 ($T_3 > 288$ *K*) 2,7 ($T_3 \leq 288$ *K*)
ГПА-Ц-25	25,0	0,345	0,95	1,05	0,6 ($T_3 < 263$ *K*) 3,5 ($T_3 > 288$ *K*) 1,4 ($263 \leq T_3 \leq 288$ *K*)
ГПА-25 Крал ГПА-25Р Урал	25,0	0,394	0,95	1,05	3,8 ($T_3 > 288$ *K*) 2,7 ($T_3 \leq 288$ *K*)

Приложение 33

Типы центробежных компрессоров (нагнетателей)

108-41-1Л	6,3ГЦ2-65/73,5-125	Н-196	Н-260-13-2
108-51-1Л	6V-3	Н-196-1,35	Н-280-11-1
10ГЦ2-247/76-1,35	6ПК 32-1	Н-196-1,45	Н-280-11-6
10ГЦ2-250/39-56	7V-2	Н-220-11-1СМП	Н-280-12-7
12MV2A	7V3	Н-235-21-1	Н-285-22-1
16ГЦ2-290/45-76	8ГЦ2	Н-235-21-3	Н-295-24-1
16ГЦ2-290/45-76С	BCL-605	Н-235-23-1	Н-300
16ГЦ2-323/53-76С	C-1607GKA	Н-235-23-3	Н-300-1,23
16ГЦ2-330/56-84	C-168H	Н-235-24-1	Н-370-14-1
16ГЦ2-340/60-85М	C-304	Н-235-26-1	Н-370-17-1
16ГЦ2-385/63-85М	C-3342HAI-16	Н-235-28-1	Н-370-17-1М
16ГЦ2-385/63-85М1	C-3342HAI-2508	Н-25-75	Н-370-18-1
16ГЦ2-395/53-76М1	C-402	Н-6-28	Н-370-18-2
16ГЦ2-395/53-76С	CDP-224	Н-6-41	Н-370-21-2
16ГЦ2-415/56-76М	PCL-1002/36	Н-650-21-1	Н-385-21-1
16ГЦ2-425/18-41СМ1	PCL-603/24	Н-650-21-2	Н-395-24-1
16ГЦ2-450/26,5-45	PCL603-2/24	Н-650-22-2	Н-398-21-1Л
16ГЦ2-450/26-45 М5	PCL-802/24	Н-650-22-2-1,35	Н-398-22-3
201ГЦ2-218/41,5-56М1	PCL-804-2/36	Н-650-22-2М	Н-398-24-1Л
208-21-2ЛСМ	PCL-804-2/36/B	Н-650-23-1	Н-398-26-1Л
222 ГЦ2-290/39-56	RC7-6B	Н-6-56	Н-398-26-1ЛСМ
235-21-1Л	RC7B	Н-6-56-2	Н-398-28-3СМ
280-11-6	RF2BB/30	Н-6-66	Н-520-12-1
280-12-7	RF2BB/36	Н-6-76	Н-520-21-1
291 ГЦ-2-385/53-76М	RV 080/02	НЦ-12.0000-000	Н-598-21-1СУ
291ГЦ2-400/58-76М	RV 090/02	НЦ-12-56	НЦ-196
295ГЦ2-270/20-60М1	ГЦ2-360/50,5-76	НЦ-12С/56	НЦ-47-71-1
295ГЦ2-500/26-45М	ГЦ2-395/53-76	НЦ-151-21-1С	НЦ-47-71-1С
2Н-16-76	ГЦ2-420/41,5-56	НЦ-16	НЦ-48-61-1
2Н-16-76-1,44	ГЦ2-460/18,5-41-2,2	НЦ-16.0000.000	НЦ-6,3-150
2Н-25-76	ГЦ2-519/3956С	НЦ-16-21	НЦ-6,3-21
321ГЦ2-560/53-76М	ГЦ2-52/66-160-М2	НЦ-16-41	НЦ-6,3-41
351ГЦ2-564/58-76М13	ГЦ2-535/61-76С	НЦ-16-56	НЦ-6,3-56
370-1,5/76-16/5200	ГЦ-2-580/51-76-1,5	НЦ-16-56-1,44	НЦ-6,3-76
370-18-1	ГЦ2-87-44,5-76	НЦ-16-75	НЦ-6ДКС
398-21-1СУ-АЛ31	Дрессер 656Р2	НЦ-16-76	НЦВ-6,3/125-2,2
398-23-1Л	Дрессер 757Р2	НЦ-16-76-1,36	НЦВ-6,3-125
398-23-1ЛСМ	Д223ГЦ2-75/11-82М45	НЦ-16-76-1,44	НЦВ-6,3-32К
398-27-1Л	193ГЦ1-260/3-12-М56	НЦ-16-76-1,5	НЦВ-6,3-56
408-32-1ЛСУ	Н-125-31	НЦ-16-76-1,64	НЦВ-6,3-61
498-11-1Л	Н-16-76	НЦ-16-76-1,7	НЦВ-6,3-67К
498-21-1Л	Н-16-76-1,35	НЦ-16ДКС-02	НЦВ-6,3-76
498-22-1Л	Н-16-76-1,44	НЦ-16М	НЦВ-8-100-2
498-23-1ЛСМ	Н-16-76-1,5	НЦ-16МХИ	НЦВ-8-51
498-31-1Л		НЦ-16С/56	НЦВЭ-56/1,45
		НЦ-18-70-1,7	УНЦ-16-76
			УНЦ-16-76/1,44

Приложение 34

Значение средних температур наружного (атмосферного) воздуха в различных пунктах по СНиП 23-01-99

Наименование пунктов	Температура наружного воздуха, ^0C																
	средняя по месяцам												Средняя по кварталам				ср. за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	I	II	III	IV	
Российская Федерация																	
Архангельская обл. г. Котлас	-14,6	-12,6	-6,4	1,6	8,6	14,4	17,2	14,4	8,3	1,4	-5,3	-11,2	-11,2	8,2	13,3	-5,0	1,4
Белгородская обл. г. Белгород	-8,5	-6,4	-2,5	7,5	14,6	17,9	19,9	18,7	12,9	6,4	0,3	-4,5	-5,8	13,3	17,2	0,7	6,4
Владимирская обл. г. Владимир	-11,1	-10,0	-4,3	4,9	12,2	16,6	17,9	16,4	10,7	3,7	-2,7	-7,5	-8,5	11,2	15,0	2,2	3,9
Волгоградская обл. г. Камышин	-10,4	-9,9	-4,0	-7,7	16,2	20,7	23,2	21,5	15,1	6,7	-0,8	-6,7	-8,1	9,7	19,9	-0,3	6,6
Вологодская обл. г. Вологда г. Бабаево	-12,6 -11,6	-11,6 -10,5	-5,9 -5,4	2,3 2,4	9,6 9,5	14,9 14,7	16,8 16,8	15,0 14,9	9,1 9,2	2,5 2,9	-3,5 -2,6	-8,9 -8,0	-10,0 -9,2	8,9 8,7	13,6 13,6	-3,3 -2,6	2,3 2,7
Воронежская обл. г. Воронеж	-9,8	-9,6	-3,7	6,6	14,6	17,9	19,9	18,6	13,0	5,9	-0,6	-6,2	-7,7	13,0	17,2	-0,3	5,6
Республика Коми г. Вендинга г. Воркута г. Объячево г. Петрунь г. Сыктывкар г. Ухта	-15,8 -20,3 -14,9 -19,7 -15,6 -17,3	-15,1 -20,6 -13,0 -18,8 -14,1 -15,8	-9,1 -16,5 -6,6 -15,2 -7,7 -8,9	-0,4 -9,0 1,7 -6,5 1,0 -0,5	6,2 -2,8 8,5 -0,2 7,6 5,4	12,4 5,8 14,4 8,4 14,0 12,1	15,5 12,4 16,6 13,8 16,7 15,7	13,0 9,5 14,3 11,0 14,0 12,7	6,8 3,8 8,2 5,3 7,8 6,6	0,0 -5,1 0,7 -3,0 0,3 -1,4	-6,7 -13,6 -5,7 -11,3 -6,7 -8,5	-13,2 -15,7 -11,6 -16,6 -12,9 -13,6	-13,3 -19,1 -11,5 -17,9 -12,5 -14,0	6,1 -5,9 8,2 0,6 7,5 5,7	11,8 8,6 13,0 10,0 12,8 11,7	-6,6 -11,5 -5,5 -10,3 -6,4 -7,8	-0,5 -6,0 1,0 -4,4 0,4 -1,1
Краснодарский край г. Краснодар г. Красная Поляна г. Тихорецк	-1,6 0,3 -3,5	-0,6 1,3 -2,1	4,3 4,2 2,8	11,3 9,5 11,1	17,0 14,2 16,6	20,7 17,1 20,8	23,3 19,5 23,2	22,7 19,4 22,6	17,6 15,6 17,3	11,4 10,8 10,1	5,6 6,9 4,8	1,1 2,2 -0,1	0,7 1,9 -0,9	16,3 13,6 16,2	21,2 18,2 21,0	6,0 6,6 4,9	11,1 10,1 10,3
Ленинградская обл. г. Тихвин г. Санкт-Петербург	-10,5 -7,8	-9,3 -7,8	-4,7 -3,9	2,8 3,1	9,7 9,8	14,7 15,0	16,6 17,8	14,8 16,0	9,5 10,9	3,6 4,9	-1,8 -0,3	-6,6 -5,0	-8,2 -6,5	9,1 9,3	13,6 14,9	-1,6 -0,1	3,2 4,4
Липецкая обл. г. Липецк	-10,3	-9,5	-4,4	5,5	13,8	18,0	20,2	18,5	12,5	5,5	-1,5	-7,1	-8,1	12,4	17,1	-1,0	5,1
Республика Марий Эл г. Йошкар-Ола	-14,0	-12,9	-6,4	3,6	11,6	16,2	18,0	16,2	10,2	2,7	-4,3	-9,8	-11,1	10,5	14,8	-3,8	2,6
Московская обл. г. Дмитров г. Москва	-10,4 -10,2	-9,5 -9,2	-4,4 -4,3	4,3 4,4	11,5 11,9	15,7 16,0	17,5 18,1	15,7 16,3	10,3 10,7	4,0 4,3	-2,4 -1,9	-7,2 -7,3	-8,1 -7,9	10,5 10,8	14,5 15,0	-1,9 -1,6	3,8 4,1
Новгородская обл. г. Великий Новгород	-8,7	-8,7	-4,3	3,3	10,4	15,2	17,3	15,4	10,3	4,2	-0,9	-5,9	-7,2	9,6	14,3	-0,9	4,0
Нижегородская обл. г. Н. Новгород	-11,8	-11,1	-5,0	4,2	12,0	16,4	18,4	16,9	11,0	3,6	-2,8	-8,9	-9,3	10,9	15,4	-2,7	3,6
Оренбургская обл. г. Кувандык г. Оренбург	-15,4 -14,8	-14,5 -14,2	-7,3 -7,3	-4,9 -5,2	14,2 15,0	18,6 19,7	20,6 21,9	18,8 20,0	12,7 13,4	3,9 4,5	-4,7 -4,0	-11,9 -11,2	-12,4 -12,1	12,6 13,3	17,4 18,4	-4,2 -3,6	3,3 4,0
Пензенская обл. г. Пенза	-12,2	-11,3	-5,6	4,9	13,5	17,6	19,6	18,0	11,9	4,4	-2,9	-9,1	-9,7	12,0	16,5	-2,5	4,2

Продолжение приложения 34

Наименование пунктов	Температура наружного воздуха, ^0C																
	средняя по месяцам												Средняя по кварталам				ср. за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	I	II	III	IV	
Пермская обл.																	
г. Пермь	-15,3	-13,4	-6,9	2,6	10,2	15,7	18,0	15,4	9,3	1,4	-6,3	-12,7	-11,9	9,5	14,2	-5,9	1,5
Ростовская обл.																	
г. Ростов-на-Дону	-5,7	-4,8	0,6	9,4	16,2	20,2	23,0	22,1	16,3	9,2	2,5	-2,6	-3,3	15,3	20,5	3,0	8,9
Саратовская обл.																	
г. Саратов	-11,0	-11,4	-4,8	6,6	15,0	19,4	21,4	19,9	14,0	5,4	-2,0	-8,3	-9,1	13,7	18,4	-1,6	5,3
г. Александров Гай	-12,7	-12,1	-4,9	7,9	16,3	21,0	23,6	22,0	14,9	6,1	-1,7	-8,3	-9,9	15,1	20,2	-1,3	6,0
Самарская обл.																	
г. Самара	-13,5	-12,6	-5,8	5,8	14,3	18,6	20,4	19,0	12,8	4,2	-3,4	-9,6	-10,6	12,9	17,4	-2,9	4,2
Республика Северная Осетия																	
г. Владикавказ	-4,4	-3,0	1,4	9,0	14,2	17,6	19,9	19,3	14,8	8,7	3,1	-1,6	-2,0	13,6	18,0	3,4	8,1
Свердловская обл.																	
г. Екатеринбург	-15,5	-13,6	-6,9	2,7	10,0	15,1	17,2	14,9	9,2	1,2	-6,8	-13,1	-12,0	9,3	13,8	-6,2	1,2
г. Ивдель	-19,1	-16,7	-8,4	1,4	7,6	13,9	16,6	13,9	7,8	-0,6	-8,8	-16,3	-14,7	7,6	12,8	-8,6	-0,7
г. Каменск-Уральский	-16,2	-14,7	-7,5	3,5	11,2	16,2	18,1	15,7	9,9	1,9	-6,5	-13,5	-12,8	10,3	14,6	-6,0	1,5
г. Туринск	-18,0	-16,2	-8,3	3,0	10,8	15,7	17,8	15,0	9,5	0,9	-7,7	-14,8	14,2	7,5	14,1	-7,2	0,6
Смоленская обл.																	
г. Вязьма	-9,8	-9,0	-4,3	4,3	11,3	15,4	16,6	15,4	10,2	4,1	-1,9	-6,4	-8,1	10,5	14,5	-1,9	3,8
г. Смоленск	-9,4	-8,4	-4,0	4,4	11,6	15,7	17,1	15,9	10,4	4,5	-1,0	-5,8	-7,9	10,8	15,0	-1,6	4,1
Ставропольский край																	
г. Ставрополь	-3,2	-2,3	1,3	9,3	15,3	19,3	21,9	21,2	16,1	9,6	4,1	-0,5	-1,4	14,6	19,7	4,4	9,1
г. Кисловодск	-3,3	-2,4	1,5	8,0	13,0	16,2	18,6	18,2	13,9	8,3	3,2	-1,1	-2,4	12,4	16,9	3,4	7,7
Республика Татарстан																	
г. Казань	-13,5	-13,1	-6,5	3,7	12,4	17,0	19,1	17,5	11,2	3,4	-3,8	-10,4	-11,0	11,0	15,9	-3,6	3,1
Тверская обл.																	
г. Ржев	-10,0	-8,9	-4,2	4,1	11,2	15,6	17,1	15,8	10,3	4,1	-1,4	-6,3	-7,7	10,3	14,4	-1,2	4,0
Тульская обл.																	
г. Тула	-19,9	-9,5	-4,1	5,0	12,9	16,7	18,6	17,2	11,6	5,0	-1,1	-6,7	-11,2	11,5	15,8	-0,9	4,7
Тюменская обл.																	
с. Демьянское-Ханты-Мансийский АО	-19,2	-16,9	-9,4	0,7	7,7	14,7	17,6	14,5	8,9	0,2	-9,8	-17,0	-15,2	7,7	13,7	-8,9	-0,7
г. Надым	-24,5	-24,0	-16,8	-8,8	-1,0	8,8	15,5	11,4	5,6	-5,4	-16,1	-21,9	-21,8	-0,3	10,8	-14,5	-6,4
г. Сосьва	-22,7	-20,4	-12,4	-1,8	5,2	12,3	16,1	12,8	6,6	-2,5	-12,8	-20,2	-18,4	5,2	11,8	-11,8	-3,3
г. Сургут Ханты-Мансийской АО	-22,0	-19,6	-13,3	-3,5	4,1	13,0	16,9	14,0	7,8	-1,4	-13,2	-20,3	-18,3	4,5	12,9	-11,6	-3,1
г. Тарко-Сале Ямало-Ненецкий АО	-25,1	-24,4	-18,0	-8,1	-0,7	9,8	15,8	12,0	6,0	-5,0	-16,8	-23,1	-22,5	0,3	11,3	-15,0	-6,5
г. Тобольск	-19,7	-17,5	-9,1	1,6	9,6	15,2	18,3	14,6	9,3	0,0	-8,4	-15,6	-15,4	8,8	14,1	-8,0	-0,1
г. Тюмень	-17,4	-16,1	-7,7	3,2	11,0	15,7	18,2	14,8	9,7	1,0	-7,9	-13,7	-13,7	10,0	14,2	-6,9	0,9
г. Уренгой	-26,4	-26,4	-19,2	-10,3	-2,6	8,4	15,4	11,3	5,2	-6,3	-18,2	-24,0	-24,0	-1,5	10,6	-16,2	-7,8
Республика Удмуртия																	
г. Глазов	-14,9	-14,0	-8,0	2,0	9,9	15,8	17,8	15,4	9,1	1,8	-6,2	-12,6	-12,3	9,2	14,1	-5,7	1,3
г. Ижевск	-14,6	-13,3	-6,7	3,3	11,3	16,4	18,5	16,4	10,1	2,1	-5,1	-11,6	-11,5	10,3	15,0	-4,9	2,3
г. Сарапул	-14,3	-13,5	-7,3	3,0	11,5	17,1	18,9	16,8	10,4	2,7	-5,5	-12,2	-11,7	10,5	15,4	-5,0	2,3
Челябинская обл.																	
г. Верхнеуральск	-16,4	-15,9	-9,0	2,9	11,1	15,9	17,6	15,5	9,8	1,5	-6,5	-14,0	-13,8	10,0	14,3	-6,3	1,0
г. Челябинск	-15,8	-14,3	-7,4	3,9	11,9	16,8	18,4	16,2	10,7	2,4	-6,2	-12,9	-12,5	10,9	15,1	-5,6	2,0
Ярославская обл.																	
г. Ярославль	-11,9	-10,7	-5,1	3,7	10,9	15,7	17,6	16,0	10,0	3,4	-2,7	-8,1	-9,2	10,1	14,5	-2,5	3,2

Окончание приложения 34

Наименование пунктов	Температура наружного воздуха, ^0C																
	средняя по месяцам												Средняя по кварталам				ср. за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	I	II	III	IV	
Республика Беларусь																	
г. Брест	-4,5	-3,5	0,7	7,3	13,6	16,7	18,4	17,4	13,3	7,7	2,6	-1,8	-2,4	12,5	16,4	2,8	7,3
г. Горки	-8,3	-7,8	-3,3	4,8	12,4	15,9	17,6	16,1	11,0	5,1	-0,6	-5,4	-6,5	11,0	14,9	-0,3	4,8
г. Минск	-6,9	-6,2	-2,0	5,5	12,7	16,0	17,7	16,3	11,6	5,8	0,2	-4,3	-5,0	11,4	15,2	0,6	5,5
Украина																	
г. Донецк	-6,1	-4,8	0,4	9,3	15,5	19,0	20,9	20,1	14,9	7,8	2,0	-2,6	-3,5	14,6	18,6	2,4	8,0
г. Киев	-5,6	-4,2	0,7	8,7	15,1	18,2	19,3	18,6	13,9	8,1	2,1	-2,3	-3,0	14,0	17,3	2,6	7,7
г. Николаев	-3,1	-1,8	2,6	10,2	16,5	20,4	22,3	21,8	16,9	10,3	4,4	-0,1	-0,8	15,7	20,3	4,9	10,0
г. Сумы	-7,7	-6,4	-1,1	7,9	14,9	18,0	19,2	18,2	13,0	6,6	0,6	-4,1	-5,1	13,6	16,8	1,0	6,6

Приложение 35

Норматив расхода газа при работе пневмокранов согласно СТО Газпром 11-2005 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»

Условный диаметр шарового крана D_y, *мм*	Норматив объема газа на одно срабатывание пневмокрана, $м^3$
50	0,03
80	0,07
100	0,16
150	0,50
200	0,70
250	0,90
300	1,12
350	1,60
400	1,00
500	1,80
700	4,50
1000	5,00
1200	10,50
1400	15,50

Приложение 36

Индивидуальные нормы (нормативы) расхода условного топлива ГТУ

Тип ГПА	Тип двигателя	H^{o}_{mz}, *кг у.т./(кВт·ч)*
Центавр Т-3002	Т-3002	0,816
Центавр Т-4500	Т-4500	0,783
Центавр Т-4700	Т-4700	0,767
ГПА-4РМ	ГТД-4РМ	0,572
ГПА-4 Урал	Д-30-ЭУ-2	0,825
ГТ-700-5	ГТ-700-5	0,773
ГТК-5	ГТК-5	0,719
Таурус-60S	Т-7000	0,543
ГТ-6-750	ГТ-6-750	0,771
ГТН-6	ГТ-6-750	0,771
ГТ-750-6 Ладога	ГТ-750-6	0,700
ГТ-750-6М Аврора, ГТ-750-6М ДОН-1	ГТ-750-6М	0,707
ГТ-750-6М ДОН-2,3	ГТ-6,5-А1	0,557
ГТН-6У	ГТН-6У	0,567
ГПА-Ц-6,3	НК-12СТ	0,780
ГПА-Ц-6,3А	Д-336	0,590
ГПА-6,3 Урал	Д-336-2Т	0,590
ГПА-Ц-6,3С	ДТ-71	0,580
ГПА-Ц-6,3/56РМ; ГПА-Ц-6,3-02РМ	ГТД-6,3РМ	0,534
ГПА-8РМ	ГТД-6,3РМ/8	0,516
ГПА-Ц-6,3Б	НК-14СТ	0,511
ГПА-Ц-8Б; АГПУ-8 Волга	НК-14СТ	0,591
ГТК-10	ГТК-10-4	0,656
ГТК-10М[1)]	ГТК-10-4	0,607
ГТК-10М[2)]	ГТК-10-4	0,583
ГТК-10М[3)]	ГТК-10-4	0,552
ГПА-10Р/РМ	ГТД-10РМ	0,503
ГПУ-10	ДР-59	0,675
ГПА-10МН70	ДН-70	0,503
ГПА-Ц-10Б	НК-14СТ-10	0,535
ГПА-10 Урал; ГПА-10ПХГ Урал	ПС-90ГП-3	0,567
PGT-10	PGT-10	0,567
ГТК-10И	MS-3002	0,710
ГТК-10ИР	MS-3002	0,528
ГПА-12 Урал; ГПА-12Р Урал; ГПА-Ц-12Р Урал	ПС-90ГП-1	0,507
ГПА-Ц-16	НК-16СТ	0,632
ГТН-16	ГТН-16	0,636
ГТН-16М-1	ГТН-16М-1	0,560
ГПУ-16; ГПУ-16МЖ	ДЖ-59	0,605
Коберра-182	Эйвон СТ RT-48	0,669
ГПУ-16МГ; ГПА-16 Волга ДГ; Коберра-16МГ; ГПА-Ц-16С	ДГ-90	0,510
Коберра 16РУрал; ГПА-16 Урал; ГПА-16Р Урал; ГПА-Ц-16Р Урал	ПС-90ГП-2	0,472
ГПА-16 Волга; ГПА-Ц-16 НК-38	НК-38СТ	0,465
PGT-21S; ГПА-16Р АЛ Урал; ГПА-16 Арлан; ГПА-Нева 16; ГПА-Ц-16АЛ; ГПА-16Р Уфа	АЛ-31СТ	0,482
ГТНР-16	ГТНР-16	0,525
ГПА-Ц-18; ГПА-18В Урал	НК-16-18СТ	0,595
ГТК-25И	MS 5002	0,655
ГТК-25И	MS 5282	0,655
ГТК-25ИР	MS 5002	0,500
ГТНР-25И (В)	M 5322 R (B)	0,500

Окончание приложения 36

Тип ГПА	Тип двигателя	$H^{o}_{тг}$, *кг у.т./(кВт·ч)*
ГТНР-25И (С)	М 5322 R (С)	0,490
ГТН-25	ГТН-25	0,707
ГТН-25-1	ГТН-25-1	0,542
Балтика-25	GT-10	0,479
ГПА-25 ДУ-80 Урал; ГПА-Ц-25; ГПА-Ц-25СД; ГПА-Ц-25СД/100	ДУ-80	0,485
ГПА-25Р Днепр; ГПА-25/76 ДН80	ДН-80	0,489
ГПА-25/76 ДН80Л	ДН-80Л	0,482
ГПА-Ц-25; ГПА-Ц-25БД; ГПА-Ц-25НК; ГПА-Нева-25Р НК; ГПА-25НК Урал	НК-36СТ	0,490
ГПА-25 Урал; ГПА-25Р Урал	ПС-90ГП-25	0,430
ГПА-32 Ладога	MS 5002E	0,473

[1] Степень регенерации – 0,70.
[2] Степень регенерации – 0,75.
[3] Степень регенерации – 0,80.

Приложение 37

Среднемесячная температура грунта (данные 1989 года)

Пункты	Глубина грунта, м	Среднемесячная температура, ^0C												Среднегодовая температура, ^0C
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Актюбинск	0,4	-3,7	-3,6	-1,9	4,5	14,4	19,7	22,0	21,5	16,4	9,0	2,0	-1,9	8,2
	0,8	-1,4	-1,8	-1,1	3,3	11,8	16,9	19,6	19,8	16,6	10,4	4,5	0,8	8,3
	1,6	2,6	1,5	1,2	2,4	8,0	12,7	15,6	16,7	15,6	12,2	8,2	4,8	8,5
Алма-Ата	0,8	2,3	1,4	2,4	7,5	12,5	16,3	19,2	20,5	18,8	14,3	8,4	4,5	10,7
	1,2	4,6	3,5	3,2	6,4	10,7	14,3	17,1	18,7	18,2	15,2	10,6	6,2	10,8
	1,6	6,1	4,7	4,2	6,2	9,8	13,0	15,6	17,4	17,4	15,5	11,8	8,5	10,8
Архангельск	0,8	0,4	0,0	-0,1	0,0	0,8	5,0	10,8	12,6	9,6	5,7	2,6	1,1	4,0
	1,2	2,1	1,6	1,3	1,0	1,1	3,6	8,1	10,1	9,7	7,2	4,8	3,0	4,5
	1,6	4,0	3,5	3,1	2,7	2,5	3,0	4,5	6,0	7,1	7,0	6,1	4,9	4,5
Ашхабад	0,8	8,4	8,6	10,9	15,5	21,2	26,0	29,3	29,4	26,7	21,8	15,7	10,6	18,7
	1,2	10,6	10,0	11,4	14,6	19,1	23,5	26,8	27,8	26,2	22,7	17,8	13,2	18,6
	1,6	12,7	11,7	12,2	14,1	17,5	21,3	24,3	25,9	25,3	23,0	19,4	15,5	18,5
Баку	0,4	6,3	6,5	8,5	13,9	20,8	26,0	29,1	29,4	25,6	19,6	13,5	8,6	17,3
	0,8	8,7	8,3	9,5	12,8	18,2	22,9	26,3	27,3	25,5	20,7	16,1	11,4	17,3
	1,6	13,6	12,2	11,7	12,6	15,4	18,6	21,4	23,2	21,3	21,4	18,7	15,6	17,3
Берёзово	0,8	0,3	-0,3	-0,6	-0,3	0,0	2,2	7,2	9,4	8,1	4,7	2,0	1,0	2,8
	1,2	1,1	0,6	0,3	0,1	0,1	0,9	5,2	7,9	7,4	5,4	3,0	1,8	2,8
	1,6	1,6	1,0	0,7	0,5	0,4	0,9	3,9	6,8	7,1	5,6	3,5	2,3	2,9
Бухара	0,8	5,1	5,8	4,5	13,8	20,7	25,7	28,9	29,4	26,6	20,9	13,9	8,4	17,2
	1,2	7,4	7,1	8,3	12,6	18,8	23,6	26,8	27,9	26,2	21,8	16,1	10,8	17,3
	1,6	9,2	8,2	8,6	11,9	17,1	21,7	25,1	26,6	25,7	22,4	17,7	12,8	17,7
Волгоград	0,4	-1,3	-1,9	0,4	7,7	16,2	22,2	26,0	25,3	19,6	12,0	4,6	0,0	11,0
	0,8	0,8	-0,1	0,6	6,2	13,8	19,8	23,5	23,8	20,1	13,9	7,6	2,7	11,1
	1,6	4,3	2,9	2,6	4,9	10,2	15,2	18,8	20,4	19,2	15,6	11,1	6,8	11,0
Вологда	0,4	0,6	0,2	0,2	0,7	6,5	11,2	14,8	14,7	11,2	6,5	3,2	1,2	5,9
	0,8	1,7	1,3	1,1	1,1	4,9	9,6	13,0	13,6	11,2	7,4	4,3	2,5	6,0
	1,6	3,4	2,8	2,3	2,1	3,6	6,8	9,6	11,2	10,6	8,6	6,2	4,4	6,0
Воронеж	0,8	1,6	1,0	0,8	3,4	9,2	13,1	16,2	17,0	14,8	10,7	6,4	3,2	8,1
	1,2	3,4	3,6	3,0	3,3	6,5	9,7	12,4	14,0	13,8	11,8	9,0	6,5	8,1
	1,6	4,6	5,1	4,4	4,0	5,6	8,0	13,0	12,0	12,6	11,6	9,9	7,9	8,2
Гомель	0,8	1,6	0,6	0,7	3,9	10,0	14,4	16,7	17,1	14,3	10,0	5,2	2,6	8,1
	1,2	2,6	1,7	1,4	3,3	8,5	12,5	15,2	16,0	14,2	10,6	7,1	3,9	8,1
	1,6	3,6	2,6	2,1	3,2	7,5	11,2	13,8	15,1	14,0	11,2	8,2	5,1	8,1
Горький	0,8	1,2	0,8	0,6	1,3	6,8	12,0	15,2	15,9	13,2	8,6	4,4	2,1	6,8
	1,2	2,0	1,4	1,2	1,5	5,8	10,4	13,3	14,4	12,8	9,2	5,4	3,1	6,7
	1,6	2,9	2,2	1,8	1,8	4,8	9,0	12,0	13,4	12,7	9,8	6,5	4,1	6,8
Грозный	0,8	5,6	4,5	5,3	8,9	14,1	18,1	21,2	22,5	20,8	17,1	12,6	7,9	13,2
	1,2	7,4	6,2	6,3	8,4	12,5	16,2	19,3	20,9	20,3	17,6	14,2	10,1	13,3
	1,6	9,4	8,0	7,5	8,6	11,5	14,7	17,5	19,3	19,6	18,0	15,2	11,9	13,9
Джамбул	0,8	0,6	0,5	3,1	9,4	15,7	19,4	23,8	24,5	21,2	14,3	7,4	2,6	11,9
	1,2	3,6	2,8	3,8	8,0	13,1	16,8	20,3	22,0	20,5	16,4	10,6	6,6	12,0
	1,6	5,5	4,2	4,7	7,6	12,0	15,4	18,5	20,4	19,7	16,9	12,0	8,4	12,1

Продолжение приложения 37

Пункты	Глубина грунта, м	Среднемесячная температура, ^0C												Среднегодовая температура, ^0C
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Ереван	0,8	4,5	4,0	6,2	10,8	15,6	20,2	24,0	25,7	24,5	19,0	13,3	7,7	14,6
	1,2	9,5	7,4	7,7	10,2	13,4	16,6	19,8	21,8	21,7	19,3	15,7	11,7	14,6
	1,6	10,8	9,2	8,7	10,0	12,4	15,1	17,9	20,0	20,6	19,2	16,8	13,4	14,5
Изделъ	0,4	-1,9	-2,5	-1,9	-0,4	3,3	10,0	13,7	13,6	9,8	4,3	0,7	-0,9	4,0
	0,8	-0,8	-1,3	-1,2	-0,5	1,1	6,9	11,1	12,2	9,9	5,6	2,5	0,7	3,8
	1,2	-0,2	-0,7	-0,8	-0,3	0,4	4,7	9,1	10,8	9,8	6,4	3,6	1,5	3,7
	1,6	0,3	-0,2	-0,4	0,1	0,3	3,4	7,8	9,7	9,4	6,7	4,2	2,2	3,6
Игрим	0,8	-21,8	-18,8	-12,5	-2,7	4,1	12,0	16,3	13,7	7,3	-2,0	-13,2	-19,6	-3,7
	1,2	-2,1	-1,6	-1,3	-1,0	1,1	3,6	8,1	10,1	9,7	-7,2	-4,8	-3,0	-4,5
	1,6	-4,0	-3,5	-3,1	-2,7	-2,5	3,0	4,5	6,0	7,1	-7,0	-6,1	-4,9	-4,7
Иваново	0,8	0,4	-0,1	-0,1	2,0	6,8	11,5	14,8	14,9	12,1	7,2	3,2	1,4	6,1
	1,6	2,2	1,6	1,3	1,2	4,8	8,7	12,0	13,2	12,1	8,8	5,3	3,4	6,2
	3,2	5,1	4,2	3,6	3,1	4,0	6,2	8,6	10,3	10,8	9,9	8,0	6,3	6,7
Казань	0,8	0,6	-0,2	0,0	0,8	6,4	11,4	14,3	14,9	12,5	8,2	4,0	1,5	6,2
	1,2	2,1	1,3	0,8	1,3	5,1	9,3	12,2	13,3	12,3	9,2	5,6	3,1	6,3
	1,6	3,1	2,2	1,6	1,6	4,2	7,8	10,6	12,2	11,9	9,8	6,8	4,3	6,3
Каракалпак-ская АССР	0,8	1,5	0,9	1,3	5,7	12,1	17,0	20,3	21,5	19,5	14,6	9,0	4,7	10,7
	1,2	4,3	3,1	2,8	5,4	9,8	11,0	17,3	19,1	18,6	15,5	11,3	7,6	10,7
	1,6	6,6	5,0	4,2	5,2	8,5	11,9	15,0	17,1	17,5	15,8	12,8	9,5	10,8
Кишинёв	0,8	3,0	2,0	2,9	8,2	14,2	18,8	21,7	22,5	19,4	14,1	9,0	4,7	11,7
	1,2	4,6	3,4	3,6	7,3	12,4	16,7	19,7	21,0	19,1	14,9	10,6	6,5	11,6
	1,6	6,2	4,8	4,6	7,0	11,3	15,1	18,0	19,6	18,7	15,6	12,0	8,4	11,8
Краснодар	0,8	5,3	4,5	4,8	8,7	13,8	18,1	21,4	22,6	20,6	16,1	11,6	7,3	12,9
	1,2	6,8	6,6	5,5	8,0	12,3	16,3	19,5	21,2	20,2	16,9	13,0	9,1	12,9
	1,6	8,3	6,9	6,4	7,9	11,3	14,8	17,8	19,7	19,6	17,2	14,0	10,6	12,9
Курск	0,8	1,6	1,2	1,0	3,0	8,9	13,5	15,9	16,2	13,7	9,6	5,5	2,8	7,7
	1,2	2,7	2,2	1,7	2,6	7,3	11,5	14,1	14,9	12,3	10,1	6,9	4,2	7,6
	1,6	3,8	2,8	2,5	2,7	6,4	10,1	12,7	13,8	12,9	10,4	8,0	5,4	7,7
Киев	0,8	1,1	0,1	0,5	4,2	10,9	16,4	19,0	19,0	16,1	11,2	6,1	9,5	8,9
	1,2	2,6	1,6	1,3	3,6	9,3	14,1	16,9	17,3	16,0	12,1	7,7	4,4	8,9
	1,6	3,8	2,8	2,2	3,5	7,9	12,4	13,5	16,2	15,7	12,7	9,0	5,7	8,9
Ленинград	0,4	-5,5	-6,5	-3,2	1,3	9,5	16,4	20,3	18,1	11,8	6,2	1,2	2,7	5,6
	0,8	-0,9	-2,3	-1,5	-0,2	3,3	12,0	17,0	16,8	12,5	7,8	3,6	0,8	5,7
	1,6	2,3	1,3	0,7	0,7	2,0	7,7	12,5	14,0	12,3	9,1	6,0	3,8	6,0
Луганск	0,4	-0,3	-0,7	-0,7	0,0	3,4	10,5	13,9	14,0	10,0	4,6	1,4	0,3	4,7
	0,8	0,8	0,4	0,2	0,2	2,1	7,8	11,8	12,7	10,3	6,1	3,0	1,5	4,7
	1,6	2,2	1,6	1,2	0,9	1,4	4,6	8,2	10,2	10,0	7,5	4,8	3,1	4,6
Минск	0,8	1,2	0,5	0,7	4,0	10,9	15,4		17,4	14,1	9,1	4,9	2,1	8,2
	1,2	2,2	1,6	1,4	3,5	9,3	13,5		16,3	13,9	9,9	6,1	3,5	8,1
	1,6	3,2	2,5	2,2	3,5	8,3	12,0		15,2	13,7	10,4	7,2	4,6	8,1
Москва	0,8	1,4	1,1	0,8	1,4	7,8	13,1	16,9	17,6	14,6	9,7	5,1	2,5	7,7
	1,2	2,7	2,2	1,8	1,9	6,4	11,4	15,4	17,0	15,2	11,1	7,0	4,1	8,0
	1,6	3,8	3,7	2,6	2,4	5,6	10,3	14,0	16,1	15,3	12,1	8,5	5,5	8,3
Московская область	0,8	1,7	1,3	1,1	2,2	7,5	11,2	14,0	14,9	12,7	9,0	5,1	2,6	6,9
	1,6	3,6	2,8	2,4	2,3	5,3	8,4	11,0	12,7	12,4	10,2	7,4	4,9	7,0
	3,2	5,7	4,7	4,0	3,5	4,2	6,0	8,0	9,8	10,6	10,2	8,9	7,2	6,9

Продолжение приложения 37

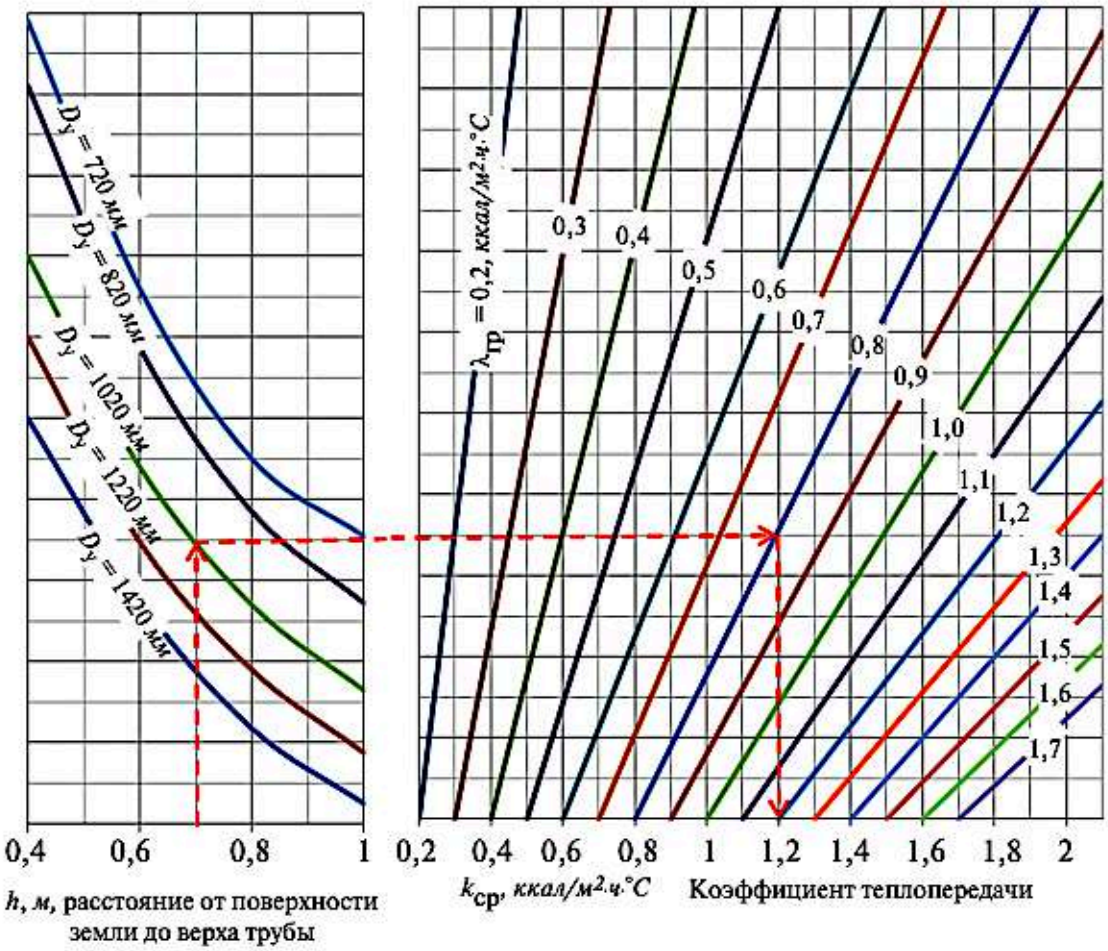
Пункты	Глубина грунта, м	Среднемесячная температура, ^0C												Среднегодовая температура, ^0C
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Мурманск	0,8	-2,4	-2,6	-2,3	-1,2	0,6	5,4	10,2	10,8	7,1	3,2	1,2	-1,4	2,4
	1,2	-0,6	-1,1	-1,5	-0,5	0,1	2,8	9,7	9,7	7,2	4,5	1,7	0,5	2,6
	1,6	0,7	0,3	0,2	0,1	0,2	1,3	7,6	7,6	6,8	5,2	2,8	1,4	2,7
Надым–Уренгой	0,4	-9,3	-9,4	-8,6	-7,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	0,8	-6,6	-8,8	-6,8	-5,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	1,6	-2,5	-4,6	-5,6	-4,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Одесса	0,8	4,0	2,8	3,2	6,7	11,7	15,4	18,4	19,5	18,3	15,0	10,7	6,5	11,0
	1,2	5,4	4,0	3,9	6,3	10,3	13,7	16,6	17,9	17,3	15,6	11,9	8,2	11,0
	2,4	9,5	7,8	6,5	6,3	8,2	10,8	13,1	15,1	15,9	15,2	13,6	11,5	11,0
Орёл	0,8	1,0	0,3	0,2	1,4	7,4	12,6	15,6	16,2	13,7	9,5	5,2	2,1	7,1
	1,2	2,2	1,4	1,0	1,4	5,8	10,7	13,8	14,8	13,4	10,2	6,6	3,7	7,1
	1,6	3,6	2,5	1,1	2,0	4,9	9,1	12,1	13,5	13,0	10,7	7,7	5,1	7,1
Пенза	0,4	-2,3	-2,7	-1,7	1,4	9,6	15,3	18,4	18,1	13,9	7,5	2,4	-0,7	6,6
	0,8	0,4	-0,4	-0,4	0,7	7,0	12,5	15,7	16,4	14,0	9,4	5,0	2,1	6,9
	1,6	3,4	2,4	1,9	1,9	4,7	8,8	11,7	13,3	13,0	10,6	7,5	5,1	7,0
Пермь	0,4	-0,4	-0,8	-0,6	0,6	6,8	12,6	15,9	15,4	10,6	5,3	1,8	0,1	5,6
	0,8	0,6	0,2	-0,1	0,2	4,0	9,6	12,9	13,6	10,8	6,7	3,3	1,4	5,3
	1,6	2,4	1,7	1,3	1,1	2,3	6,1	9,1	10,8	10,4	8,2	5,5	3,6	5,2
Ростов-на-Дону	0,8	2,4	1,8	2,1	6,3	12,8	17,2	20,0	20,8	18,2	13,8	9,2	5,3	10,8
	1,2	5,1	3,9	3,6	5,8	10,4	14,4	17,2	18,5	17,6	13,6	11,1	7,6	10,7
	1,6	6,7	5,4	4,7	5,8	9,3	12,8	15,4	17,0	16,9	13,9	12,2	9,2	10,8
Самарканд	0,8	5,1	5,3	7,9	12,1	17,6	22,4	25,8	26,2	23,5	18,4	12,4	7,6	15,4
	1,2	7,2	6,7	8,1	11,2	15,6	20,1	23,4	24,5	23,1	19,2	14,2	9,8	15,3
	1,6	9,0	8,0	8,6	10,8	14,4	18,2	21,2	22,6	22,0	19,5	15,6	11,7	15,1
Саратов	0,8	0,8	0,1	0,0	1,6	7,4	12,0	14,9	15,9	14,1	10,1	5,7	2,5	7,1
	1,2	2,3	1,4	1,1	1,9	6,1	10,1	13,0	14,4	13,6	10,7	7,3	4,2	7,2
	1,6	3,7	2,7	2,2	2,4	5,3	8,8	11,4	12,9	12,9	11,0	8,3	5,7	7,3
Свердловск	0,4	-0,8	-1,2	-0,9	1,0	6,9	12,2	15,0	14,6	11,2	5,9	1,9	0,1	5,5
	0,8	0,6	0,0	-0,1	0,7	5,1	9,8	12,9	13,5	11,4	7,3	3,6	1,7	5,5
	1,9	2,4	1,7	1,2	1,2	3,2	6,7	9,7	11,1	10,7	8,5	5,6	3,6	5,5
Сыктывкар	0,4	-0,8	-1,2	-0,9	1,0	6,9	12,2	15,0	14,6	11,2	5,9	1,9	0,1	5,5
	0,8	0,6	0,0	-0,1	0,7	5,1	9,8	12,9	13,5	11,4	7,3	3,6	1,7	5,5
	1,9	2,4	1,7	1,2	1,2	3,2	6,7	9,7	11,1	10,7	8,5	5,6	3,6	5,5
Сочи	0,8	8,9		,6	11,6	15,3	19,0	22,2	23,6	22,2	18,7	15,1	11,2	15,4
	1,2	10,1		9,0	11,0	14,1	17,4	20,3	22,0	21,5	19,0	16,0	12,4	15,1
	1,6	11,2		9,6	11,0	13,4	16,2	18,9	20,8	21,0	19,2	16,8	13,5	15,1
Ставрополь	0,4	1,2	1,3	2,7	7,7	13,8	17,9	20,3	19,6	15,4	11,4	6,0	2,8	10,0
	0,8	3,0	1,9	2,5	6,0	11,5	15,4	17,6	17,6	15,3	12,2	7,8	4,6	9,6
	1,6	5,0	4,0	3,8	5,3	8,8	12,2	14,4	15,7	15,1	12,7	9,7	6,8	9,5
Тамбов	0,8	0,0	-1,2	-0,9	1,7	10,0	15,8	19,1	17,6	13,3	7,6	2,7	0,6	7,2
	1,2	1,2	0,6	0,4	1,3	8,7	13,3	18,8	16,7	13,9	1,5	5,1	2,4	7,5
	1,6	4,2	3,4	2,5	2,3	5,7	9,6	12,3	13,3	12,7	10,5	7,8	5,6	7,5
Ташкент	0,8	4,1	4,5	7,7	13,3	19,3	25,0	29,3	29,7	26,1	19,6	12,4	7,0	16,3
	1,2	6,8	6,2	8,2	12,3	17,2	22,3	26,4	27,8	25,6	21,2	15,5	10,4	16,7
	1,6	9,6	8,2	8,9	11,7	15,7	20,0	23,9	25,7	24,8	21,5	16,9	12,7	16,6

Окончание приложения 37

Пункты	Глубина грунта, м	Среднемесячная температура, ^0C												Среднегодовая температура, ^0C
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Торжок	0,6	0,9	0,7	0,6	1,8	8,6	12,7	15,2	14,9	11,7	7,4	3,5	1,4	6,6
	1,2	2,0	1,7	1,4	1,8	6,5	10,5	13,0	13,7	11,8	8,6	5,2	2,9	6,6
	1,6	2,8	2,3	2,0	2,0	5,5	9,2	11,6	12,9	11,7	9,1	6,1	3,8	6,6
Тбилиси	0,8	5,5	5,6	7,4	10,8	14,9	18,6	22,1	23,5	21,9	17,6	13,1	8,6	14,1
	1,2	6,5	7,0	8,0	10,5	13,6	16,8	20,0	21,6	21,1	18,2	14,8	10,8	14,1
	1,6	8,5	8,7	9,1	10,7	12,8	15,3	18,0	19,7	20,0	19,3	16,0	12,9	14,2
Уфа	0,4	-1,4	-1,6	-1,2	1,6	1,3	15,0	17,8	17,6	12,7	7,1	1,9	-1,3	6,5
	0,8	0,8	0,1	0,0	1,0	6,9	11,7	14,8	15,9	13,4	9,3	4,2	1,8	6,7
	1,6	3,8	2,8	2,2	2,1	4,4	7,8	10,4	12,0	12,0	10,1	7,6	5,2	6,7
Харьков	1,0	2,7	1,9	1,6	4,0	9,6	13,2	15,8	16,7	15,2	11,6	7,7	4,6	8,7
	1,5	4,3	3,3	2,7	3,8	7,9	11,3	13,9	15,2	14,7	12,3	9,2	6,4	8,8
	2,0	5,6	4,5	3,7	4,0	6,8	9,8	12,2	13,8	13,9	12,5	10,1	7,6	8,7
Хива	0,5	0,4	0,9	5,0	12,6	20,2	24,8	27,4	27,2	23,4	17,0	10,3	4,3	14,6
	1,0	3,7	2,5	4,3	10,3	16,6	21,4	24,7	25,0	22,7	18,2	12,7	7,1	14,0
Челябинск	0,4	-2,2	-2,5	-1,6	0,7	5,7	10,4	13,7	14,4	11,5	6,8	2,2	-0,8	4,9
	0,8	-0,1	-0,9	-0,7	0,3	3,8	7,9	11,2	12,6	11,2	7,9	4,3	1,5	4,9
Якутск	0,8	-12,4	-14,1	-12,7	-8,4	-1,4	5,0	9,4	9,6	5,3	0,0	-3,4	-8,1	-2,6
	1,2	-8,7	-10,2	-10,2	-6,0	-3,3	0,1	4,1	5,0	2,8	0,0	-0,9	-4,9	-2,8
	1,6	-5,6	-7,4	-7,9	-7,0	-4,1	-1,8	0,3	1,5	1,1	0,1	-0,1	-2,4	-2,8

Приложение 38

Коэффициент теплопередачи от газа к окружающей среде



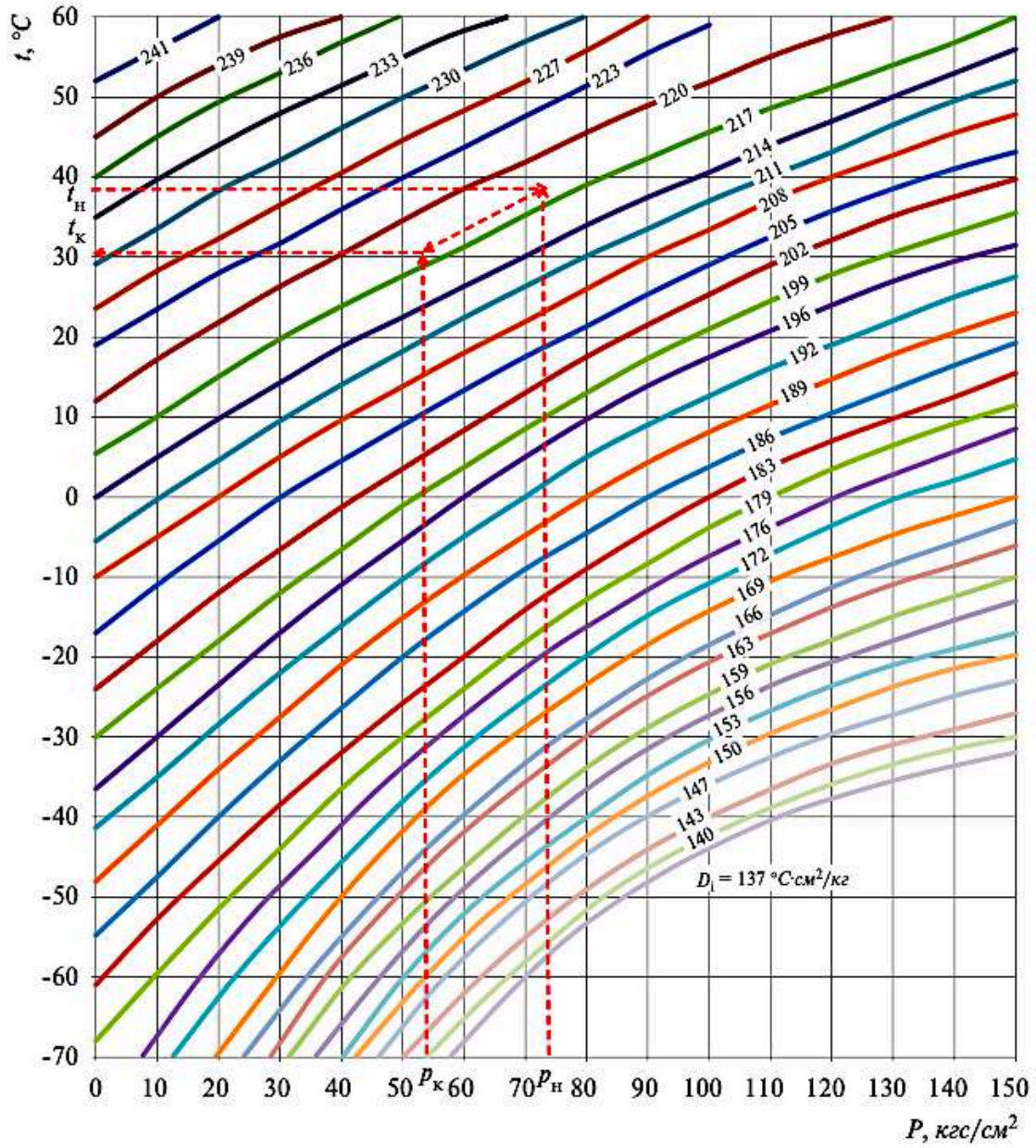
Приложение 39

Значение величины e^{-ax}

ax	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,00	1,000	0,9990	0,9980	0,9970	0,9960	0,9950	0,9940	0,9930	0,9920	0,9910
0,0	1,000	0,9900	0,9802	0,9704	0,9608	0,9512	0,9418	0,9324	0,9231	0,9139
0,1	0,9048	0,8958	0,8869	0,8781	0,8694	0,8607	0,8531	0,8437	0,8353	0,8270
0,2	0.8187	0,8106	0,8025	0,7945	0,7866	0,7788	0,7711	0,7634	0,7558	0,7483
0,3	0,7408	0.7334	0,7261	0,7189	0,7118	0,7047	0,6977	0,6907	0,6839	0,6771
0,4	0,6703	0,6637	0,6570	0,6505	0,6440	0,6376	0,6313	0,6250	0,6188	0,6126
0,5	0,6065	0,6005	0,5945	0,5886	0,5827	0,5769	0,5712	0,5655	0,5599	0,5543
0,6	0,5488	0,5434	0,5379	0,5326	0,5273	0,5220	0,5169	0,5117	0,5066	0,5016
0,7	0,4966	0,4916	0,4868	0,4819	0,4771	0,4724	0,4677	0,4630	0,4584	0,4538
0,8	0,4493	0,4449	0,4404	0,4360	0,4317	0,4274	0,4232	0,4190	0,4148	0,4107
0,9	0,4066	0,4025	0,3985	0,3946	0,3906	0,3867	0,3829	0,2791	0,3753	0,3716
1,0	0,3679	0,33329	0,3012	0,2725	0,2466	0,2231	0,2019	0,1827	0,1653	0,1496
2,0	0,1353	0,1225	0,1108	0,1003	0,0907	0,0821	0,0743	0,0672	0,0608	0,0550
3,0	0,0498	0,0450	0,0408	0,0369	0,0334	0,0302	0,0273	0,0247	0,0224	0,0202
4,0	0,0183	0,0166	0,0150	0,0136	0,0123	0,0111	0,0100	0,0091	0,0082	0,0074
5,0	0,0067	0,0061	0,0055	0,0050	0,0045	0,0041	0,0037	0,0034	0,0030	0,0027
6,0	0,0025	0,0022	0,0020	0,0018	0,0017	0,0015	0,0014	0,0012	0,0011	0,0010
7,0	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004
8,0	0,0003	0,0003	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
9,0	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000

Приложение 40

Зависимость коэффициента Джоуля – Томсона от давления и температуры



Приложение 41

Коэффициент теплопроводности талого грунта

Объемный вес *т/м³*	Суммарная влажность грунта, *доли ед.*	Кожффициент теплопроводности талого грунта, *ккал/(м²ч⁰С)*						Объемная теплопролводность грунта, *м³⁰С*	
		песок		супезь		суглинки и глина			
1,2	0,05	0,040	0,052	–	–	–	–	285	260
1,2	0,10	0,62	0,79	0,38	0,45	–	–	320	270
1,4	0,05	0,57	0,69	–	–	–	–	330	300
1,4	0,10	0,87	1,08	0,52	0,69	0,44	0,68	370	315
1,4	0,15	1,00	1,25	0,71	0,88	0,56	0,84	410	330
1,4	0,20	–	–	0,84	1,05	0,65	0,94	450	345
1,4	0,25	–	–	0,92	1,16	0,72	1,00	490	360
1,6	0,05	0,75	0,91	–	–	–	–	380	340
1,6	0,10	1,05	1,35	–	–	–	–	430	360
1,6	0,15	1,25	1,60	0,93	1,10	0,72	0,98	470	370
1,6	0,20	1,36	1,73	1,05	1,29	0,88	1,12	520	395
1,6	0,25	1,41	1,82	1,16	1,44	0,96	1,24	565	410
1,6	0,30	–	1,93	1,20	1,55	1,00	1,30	610	430
1,6	0,35	–	–	1,30	1,65	1,05	1,35	650	445
1,6	0,40	–	–	–	1,72	1,10	1,41	700	465
1,6	0,60	–	–	–	–	–	1,50	–	500
1,8	0,10	1,3	1,60	–	–	–	–	480	400
1,8	0,15	1,55	1,90	1,19	1,31	0,72	0,98	530	420
1,8	0,20	1,65	2,10	1,34	1,52	0,88	1,12	580	440
1,8	0,25	1,75	2,23	1,43	1,70	0,96	1,24	640	460
1,8	0,30	–	2,32	1,48	1,82	1,00	1,30	690	480
1,8	0,35	–	–	1,51	1,93	1,05	1,35	740	500
1,8	0,40	–	–	–	2,00	1,10	1,41	795	520
1,8	0,60	–	–	–	–	–	1,58	–	560
2,0	0,15	1,76	2,20	1,40	1,50	–	–	590	470
2,0	0,20	2,00	2,42	1,56	1,75	1,24	1,50	650	490
2,0	0,25	2,26	2,72	1,73	1,93	1,35	1,65	705	510
2,0	0,30	–	–	1,80	2,10	1,44	1,75	770	530
2,0	0,35	–	–	–	–	1,53	1,86	820	555

Приложение 42

Вспомогательные данные для гидравлического расчета газопровода

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot d^{2,6} \sqrt{1/\Delta z_{ср}}\, T_{ср}$
108×3	0,1659	0,2720	0,0216
108×4	0,1575	0,2584	0,0205
108×5	0,1495	0,2452	0,0194
108×6	0,1417	0,2324	0,0184
114×3	0,1925	0,3157	0,0250
114×4	0,1834	0,3007	0,0238
114×5	0,1745	0,2862	0,0227
114×6	0,1659	0,2720	0,0216
159×3	0,4760	0,7807	0,0619
159×4	0,4601	0,7546	0,0595
159×5	0,4440	0,7287	0,0578
159×6	0,4291	0,7037	0,0558
168×3	0,5529	0,9050	0,0718
168×4	0,5348	0,8770	0,0666
168×5	0,5175	0,8488	0,0673
168×6	0,5007	0,8212	0,0651
168×7	0,4842	0,7941	0,0630
219×3	1,1251	1,8452	0,1461
219×4	1,0981	1,8009	0,1428
219× 5	1,0712	1,7568	0,1393
219×6	1,0448	1,7135	0,1359
219×7	1,0185	1,6703	0,1325
219×8	0,9930	1,6286	0,1292
273×3	2,0248	3,3207	0,2633
273×4	1,9654	3,2561	0,2582
273×5	1,9469	3,1929	0,2532
273×6	1,9085	3,1299	0,2482
273×7	1,8706	3,0678	0,2432
273×8	1,8336	3,0071	0,2385
325×3	3,2161	5,2744	0,4182
325×4	3,1645	5,1898	0,4116
325×5	3,1120	5,1037	0,4047

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot d^{2,6} \sqrt{1/\Delta z_{ср}}\, T_{ср}$
325×6	3,0613	5,0205	0,3982
325×7	3,0107	4,9375	0,3916
325×8	2,9602	4,8547	0,3850
325×9	2,9107	4,7736	0,3786
325×10	2,8617	4,6932	0,3722
377×4	4,9651	7,7000	0,6106
377×5	4,6302	7,5937	0,6022
377×6	4,5657	7,4878	0,5938
377×7	4,5012	7,3820	0,5854
377×8	4,4347	7,2729	0,5768
377×9	4,3725	7,1709	0,5687
377×10	4,3090	7.0668	0,5604
426×4	6,4941	10,650	0,8445
426×5	6,4138	10,519	0,8342
426×6	6,3335	10,387	0,8236
426×7	6,2546	10,258	0,8134
426×8	6,1759	10,129	0,8032
426×9	6,0982	10,001	0,7930
426×10	6,0198	9,8720	0,78329
426×1	5,9438	9,7478	0,7730
478×4	8,8084	814,446	1,1456
478×5	8,7109	14,286	1,1329
478×6	8,6138	14,127	1,1202
478×7	8,5165	31,967	1,1075
478×8	8,4242	13,816	1,0956
478× 9	8,3287	13,659	1,0832
478×10	8,2384	13,511	1,0714
508×6,35	10,170	16,670	1,3220
529×4	11,516	18,886	1,4976
529×5	11,400	18,696	1,4825
529×6	11,284	18,506	1,4675
529×7	11,173	18,324	1,4531

Окончание приложения 42

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot d^{2,6} \sqrt{1/\Delta z_{ср}}\, T_{ср}$
529×8	11,060	18,138	1,4383
529×9	10,947	17,953	1,4237
529×10	10,835	17,769	1,4091
529× 11	10,727	17,592	1,3950
630×4	18,255	29,938	2,3741
630×5	18,100	29,684	2,3540
630× 6	17,952	29,441	2,3347
630×7	17,795	29,184	2,3143
630×8	17,651	28,948	2,2955
630× 9	17,497	28,695	2,2756
630×10	17,355	28,462	2,2571
630×11	17,203	28,213	2,2373
720×6	25,555	41,910	3,3235
720×7	25,366	41,6000	3,2989
720×8	25,197	41,323	3,2770
720×9	25,002	41,003	3,2515
720×10	24,814	40,695	3,2272
720×11	24,635	40,401	3,2038
820×6	36,034	59,096	4,6864
820×7	35,802	58,715	4,6562
820×8	35,564	58,325	4,6253
820×9	35,354	57,981	4,5979
820×10	35,123	57,602	4,5679
820×11	34,884	57,210	4,5368
820×12	34,874	56,865	4,5095
920×6	48,809	80,047	6,3479
92×7	48,528	79,586	6,3113
920×8	48,270	79,163	6,2777
920×9	47,975	78,679	6,2394
920×10	47,696	78,221	6,2030
920×11	47,411	77,754	6,1660

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot d^{2,6} \sqrt{1/\Delta z_{ср}}\, T_{ср}$
920×12	47,152	77,329	6,1323
920×13	46,859	76,849	6,0943
1020× 7	63,711	104,49	8,2861
1020×8	63,380	103,94	8,2424
1020×9	63,057	103,41	8,1996
1020×10	62,721	102,86	8,1569
1020×11	62,343	102,33	8,1142
1020×12	62,092	101,83	8,0744
1020×13	61,742	101,26	8,0297
1020×14	61,429	100,74	7,9880
1120×7	81,524	133,70	10,6023
1120×8	81,115	133,03	10,5486
1120×9	81,742	132,42	10,5009
1120×10	80,367	131,80	10,4513
1120×11	79,992	131,19	10,4036
1120×12	79,593	130,53	10,3509
1120×13	79,231	129,94	10,3042
1120×14	78,863	129,34	10,2565
1220×10	100,77	165,26	13,1053
1220×11	100,33	164,54	13,0477
1220×12	99,91	163,85	12,9930
1220×13	99,47	163,13	12,9364
1220×14	99,03	162,41	12,8788
1420× 9	150,98	247,61	19,6356
1420×10	150,45	246,74	19,5661
1420×11	149,90	245,84	19,4955
1420×12	149,32	244,89	19,4200
1420×13	148,78	244,00	19,3494
1420×14	148,22	143,08	19,2759
1420×15	147,67	242,18	19,2054
1420×16	147,09	241,23	19,1298

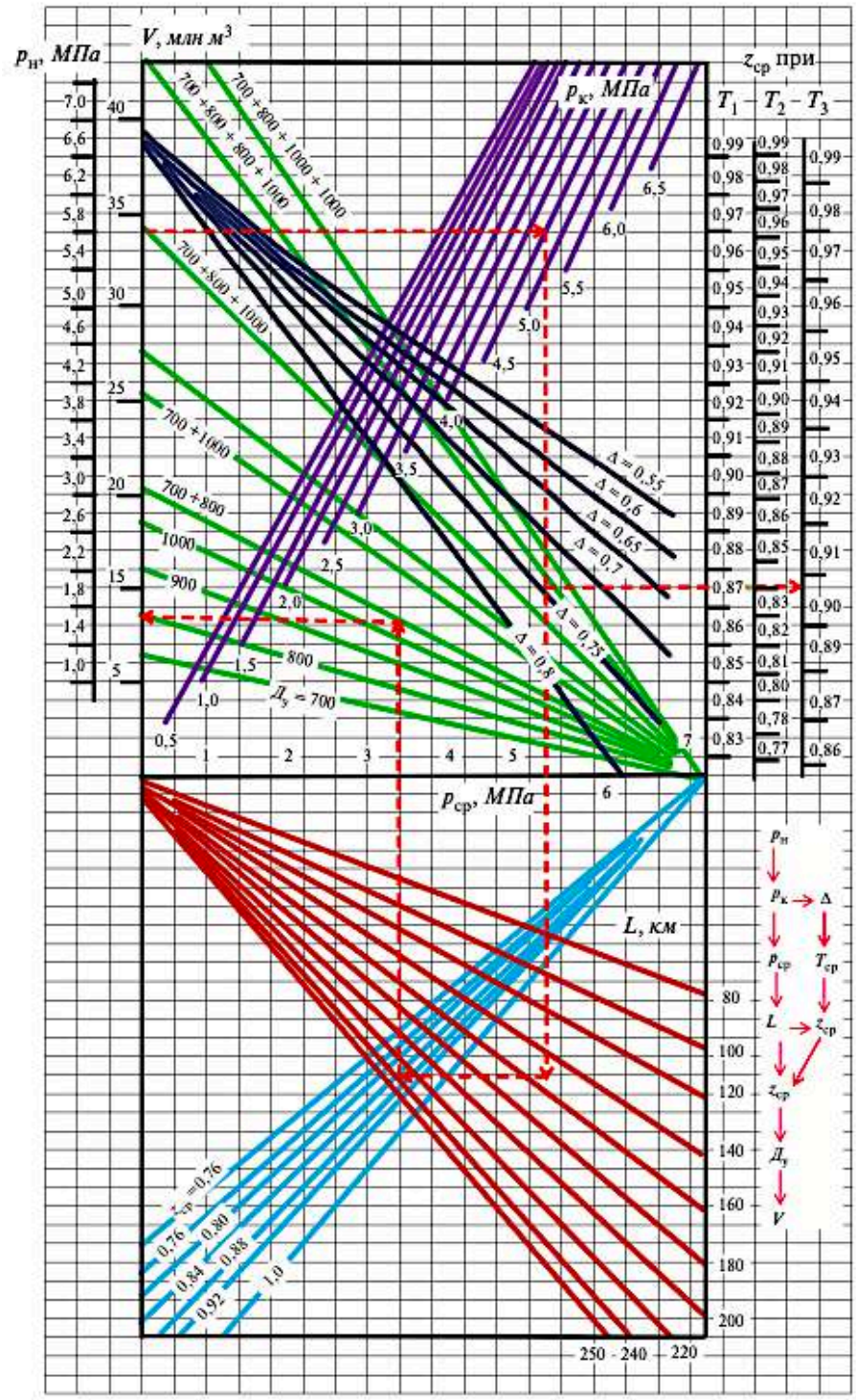
Приложение 43

Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \leq 1000$ мм и $L \leq 250$ км

$T_{ср.} = T_1 = 298 – 323$ *К*

$T_{ср.} = T_2 = 283 – 298$ *К*

$T_{ср.} = T_3 = 332 – 348$ *К*



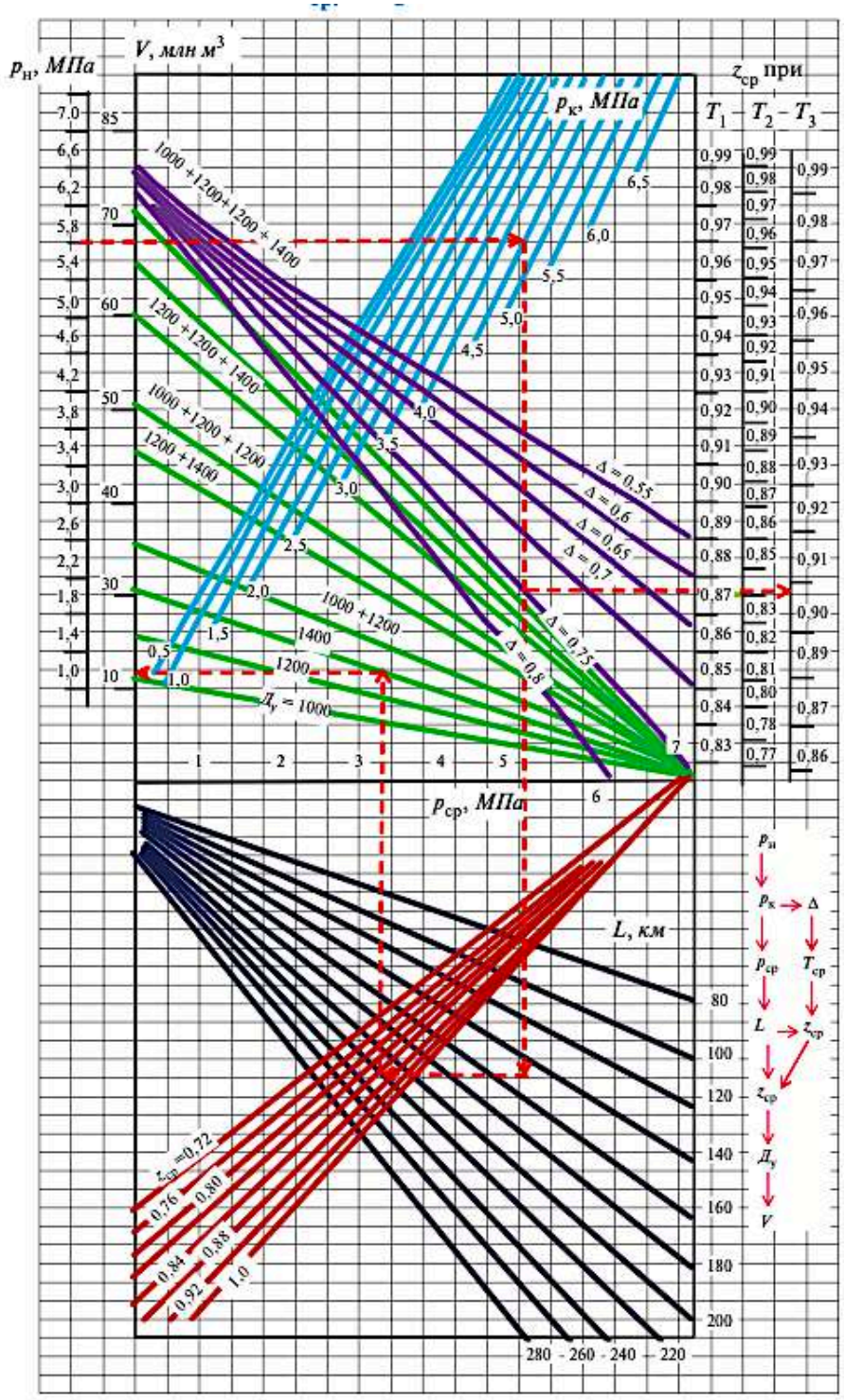
Приложение 44

Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \geq 1000$ мм и $L \leq 250$ км

$T_{ср.} = T_1 = 298 – 325\ K$

$T_{ср.} = T_2 = 283 – 298\ K$

$T_{ср.} = T_3 = 332 – 348\ K$



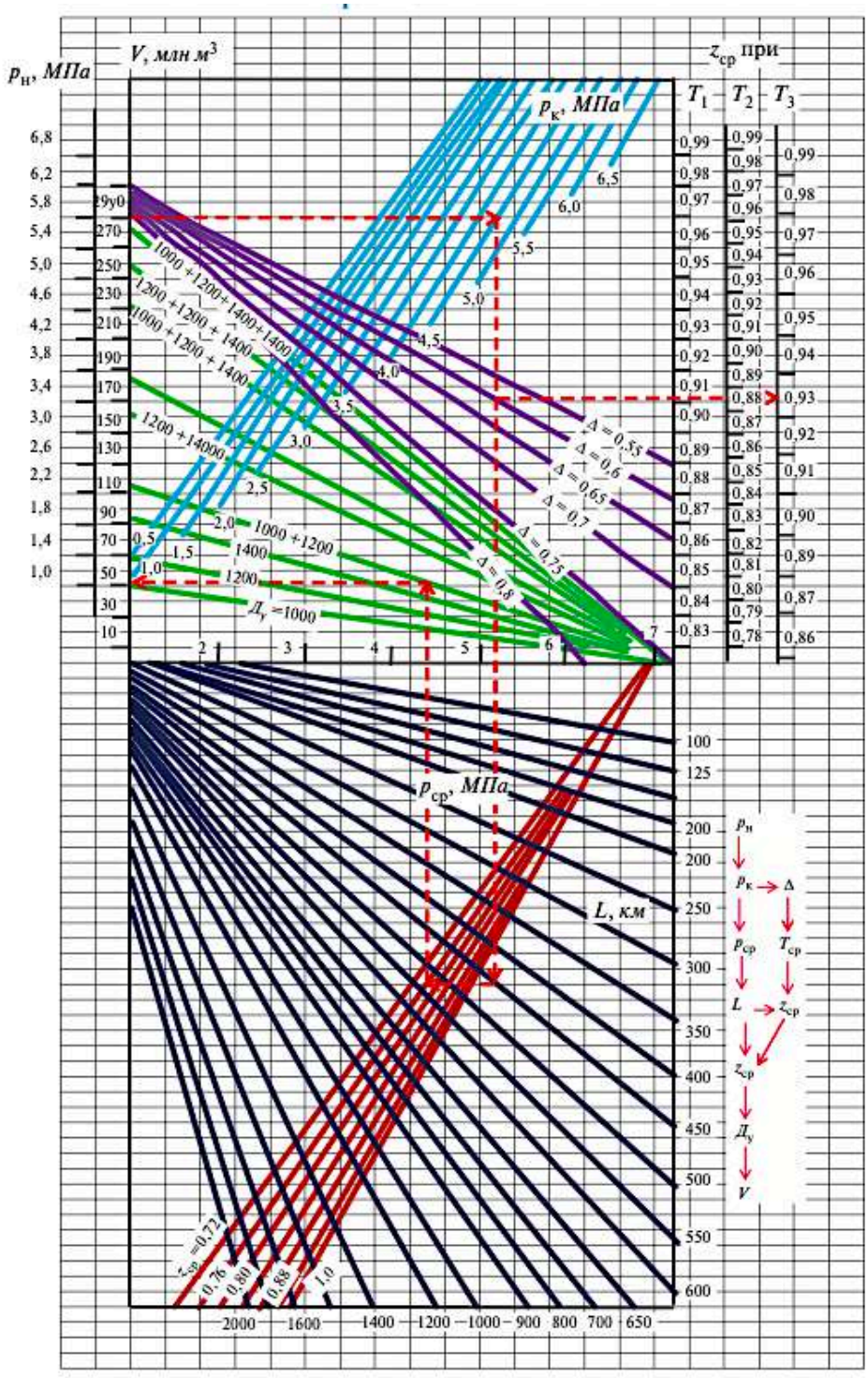
Приложение 45

Определение среднего лавления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \leq 1000$ мм и $L \leq 2000$ км

$T_{ср.} = T_1 = 298 – 323$ *К*

$T_{ср.} = T_2 = 283 – 298$ *К*

$T_{ср.} = T_3 = 332 – 348$ *К*



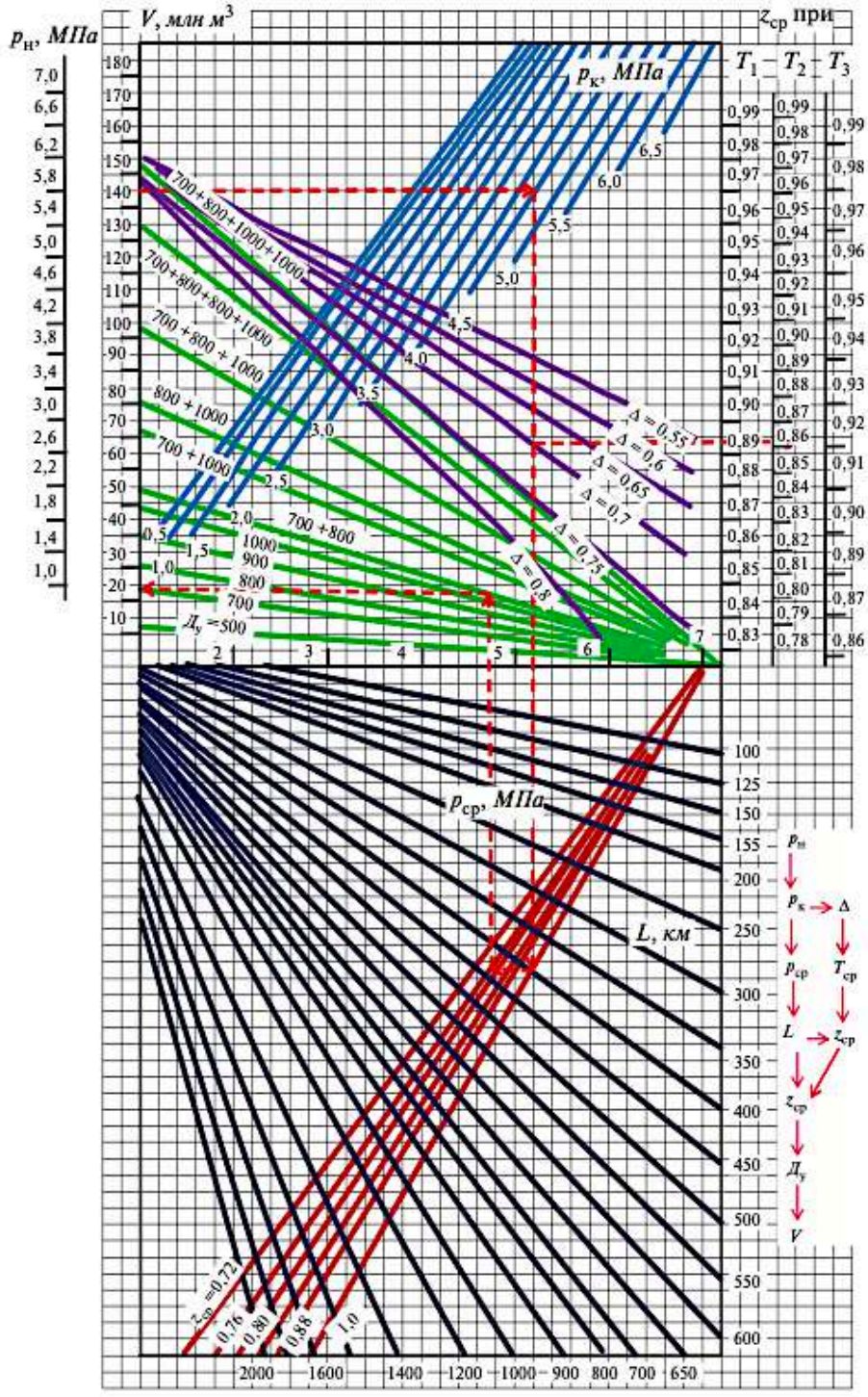
Приложение 46

Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \geq 1000$ мм и $L \leq 2000$ км

$T_{ср.} = T_1 = 298 – 325$ *К*

$T_{ср.} = T_2 = 283 – 298$ *К*

$T_{ср.} = T_3 = 332 – 348$ *К*



Приложение 47

Перечень зон входа в ЕСГ

Номер	Название зоны	Название точек входа
1	Ямбург	Ямбургское месторождение Харвутинское месторождение Месторождение Анерьяха Находкинское месторождение Уренгойское месторождение (север) Северо-Уренгойское месторождение Юрхаровское месторождение Песцовое месторождение
2	Пуровская	Уренгойское месторождение (центр) Самбургское месторождение
3	Уренгой	Уренгойское месторождение (юг) Ен-Яхинское месторождение Ново-Уренгойское месторождение Восточно-Уренгойское месторождение Береговое месторождение Ево-Яхинское месторождение Северо-Есетинское месторождение Яро-Яхинское месторождение Тазовское месторождение
4	Пангоды	Юбилейное месторождение Ямсовейское месторождение Медвежье месторождение
5	Тарко-Сале	Западно-Таркосалинское месторождение Восточно-Таркосалинское месторождение Ханчейское месторождение Юмантыльское месторождение Северо-Губкинское месторождение Стерховое месторождение Хадырьяхинское месторождение Пырейное месторождение
6	Губкинская	Губкинское месторождение Тарасовское месторождение Губкинский ГПЗ Комсомольское месторождение Вьюжное месторождение Северо-Комсомольское месторождение Вынгаяхинское месторождение Еты-Пуровское месторождение Муравленковское месторождение
7	Вынгапур	Ноябрьское ГПП (Муравленковский ГПЗ и пр.) Вынгапуровское месторождение Вынгапуровский ГПЗ Новогоднее месторождение
8	Таежная	Красноленинский ГПЗ
9	Нижневартовский	Нижневартовский ГПЗ Белозерный ГПК (ГПЗ)
10	Вертикос	Северо-Васюганское месторождение Мыльджинское месторождение Лугинецкое месторождение
11	Вуктыл	Вуктыльское месторождение Печорокожеинское месторождение Сосногорский ГПЗ
12	Оренбург	Оренбургский ГПЗ
13	Астрахань	Астраханский ГПЗ
14	Локосово	Локосовский ГПК (ГПЗ)

Окончание приложения 47

Номер	Название зоны	Название точек входа
15	Южно-Балыкск	Южно-Балыкский ГПК
16	Заполярное	Заполярное месторождение Южно-Русское месторождение
17	Бованенковское	Бованенковское месторождение
18	Березовская	Сысконсыньинское месторождение
19	Домбаровка	Граница Казахстан/Россия (ГИС Домбаровка)
20	Ал.Гай	Граница Казахстан/Россия (ГИС Ал. Гай)
21	Акколь	Граница Казахстан/Россия (ГИС Акколь)
22	Канчуринско-Мусинский комплекс	Канчуринское ПХГ, Мусинское ПХГ
23	Северо-Ставропольские ПХГ	ПХГ Хадум, ПХГ Зеленая Свита
24	Кущевское ПХГ	Кущевское ПХГ
25	Краснодарское ПХГ	Краснодарское ПХГ
26	Гатчинское ПХГ	Гатчинское ПХГ
27	Невское ПХГ	Невское ПХГ
28	Калужское ПХГ	Калужское ПХГ
29	Щелковское ПХГ	Щелковское ПХГ
30	Касимов	Касимовское ПХГ, Увязовское ПХГ
31	Карашурское ПХГ	Карашурское ПХГ
32	Самарские ПХГ	Михайловское ПХГ, Дмитровское ПХГ, Кирюшкинское ПХГ, Аманакское ПХГ,
33	Пунгинское ПХГ	Пунгинское ПХГ
34	Совхозное ПХГ	Совхозное ПХГ
35	Степновское ПХГ	Степновское ПХГ
36	Саратовские ПХГ	Песчано-Уметское ПХГ, Елшано-Курдюмовское ПХГ
37	Беднодемьяновское ПХГ	Беднодемьяновское ПХГ

Приложение 48

Перечень зон входа в ЕСГ

Номер	Наименование зон выхода
1	Республика Адыгея
2	Республика Башкортостан
3	Республика Дагестан
4	Республика Ингушетия
5	Кабардино-Балкарская Республика
6	Республика Калмыкия
7	Карачаево-Черкесская Республика
8	Республика Карелия
9.1	Республика Коми - 1 (восток)
9.2	Республика Коми - 2 (запад)
10	Республика Марий-Эл
11	Республика Мордовия
12	Республика Северная Осетия-Алания
13	Республика Татарстан
14	Удмуртская Республика
15	Чеченская Республика
16	Чувашская Республика
17	Алтайский край
18	Краснодарский край
19	Ставропольский край
20.1	Архангельская область - 1 (восток)
20.2	Архангельская область - 2 (запад)
21	Астраханская область
22	Белгородская область
23	Брянская область
24	Владимирская область
25	Волгоградская область
26	Вологодская область
27	Воронежская область
28	Ивановская область
29	Калининградская область
30	Калужская область
31	Кемеровская область
32	Кировская область
33	Костромская область
34	Курганская область
35	Курская область
36	Ленинградская область
37	Липецкая область
38	Московская область
39	Нижегородская область
40	Новгородская область
41	Новосибирская область
42	Омская область
43.1	Оренбургская область - 1 (восток)
43.2	Оренбургская область - 2 (запад)
44	Орловская область
45	Пензенская область
46	Пермский край
47	Псковская область
48	Ростовская область
49	Рязанская область
50	Самарская область
51	Саратовская область
52	Свердловская область
53	Смоленская область

Окончание приложения 48

Номер	Наименование зон выхода
54	Тамбовская область
55	Тверская область
56	Томская область
57	Тульская область
58.1	Тюменская область - 1 (север)
58.2	Тюменская область - 2 (юг)
59	Ульяновская область
60.1	Челябинская область - 1 (север)
60.2	Челябинская область - 2 (юг)
61	Ярославская область
62	Москва
63	Санкт-Петербург
64.1	Ханты-Мансийский автономный Округ - Югра (север)
64.2	Ханты-Мансийский автономный Округ-Югра (юг)
65	Ямало-Ненецкий автономный Округ
68	ГИС Смоленск (Россия/Белоруссия)
78	ГИС Карталы (Россия/Казахстан)
79	ГИС Алексеевская (Россия/Казахстан)
80	ГИС Ал.Гай (Россия/Казахстан)
83	Канчуринско-Мусинский комплекс ПХГ
84	Северо-Ставропольские ПХГ
85	Кущевское ПХГ
86	Краснодарское ПХГ
87	Гатчинское ПХГ
88	Невское ПХГ
89	Калужское ПХГ
90	Щелковское ПХГ
91	Касимовское, Увязовское ПХГ
92	Карашурское ПХГ
93	Самарские ПХГ
94	Пунгинское ПХГ
95	Совхозное ПХГ
96	Саратовские ПХГ
100	КС Надым
101	КС Вынгапуровская
102	КС Ягельная
103	КС Южно-Балыкская

Приложение 49

Единицы измерения некоторых физических величин

Единицы измерения давления газа

1 МПа = 10 бар = 7500,64 мм рт.ст. = 101974,43 мм вод.ст. = 9,869 атм =10,197 ат = 10,197 кг/см^2 = 145,04 PSI

1 бар = 0,1 МПа = 750,064 мм рт.ст. = 10197,443 мм вод.ст. = = 0,9869 атм = 1,0197 ат = 10,197 кг/см^2 = 14,504 PSI

1 мм рт.ст. = 0,1333·10^{-3}МПа = 1,333·10^{-3} бар = 13,5954 мм вод.ст. = 1,316·10^{-3} атм = 1,136·10^{-3} ат = = 1,136·10^{-3} кг/см^2 = 0,01964 PSI

1 атм = 0,1013 МПа = 1,013 бар = 760 мм рт.ст. = 10330 мм вод.ст. = 1,033 ат = 1,033 кг/см^2 = 14,696 PSI

1 ат = 0,09807 МПа = 0,9807 бар = 735,64 мм рт.ст. = 10000 мм вод.ст. = 0,9678 атм = 1 кг/см^2 = 14,22 PSI

1 кг/см^2 = 0,09807 МПа = 0,9807 бар = 735,64 мм рт.ст. = 10000 мм вод.ст. = 0,9678 атм = 1 ат = 14,22 PSI

1 PSI = 6,895·10^{-3}МПа = 0,06895 бар = 51,57 мм рт.ст. = 703,1 мм вод.ст. = 0,06805 атм = 0,07031 ат = 0,07031 кг/см^2

Примечание:

- *МПа — мегапаскаль, или 10^6 Па. 1 Па (паскаль) = 1 Н/м^2;*
- *мм рт.ст. — миллиметр ртутного столба;*
- *мм вод.ст. — миллиметр водяного столба;*
- *атм — физическая атмосфера;*
- *ат – техническая атмосфера; 1 ат = 1 кгс/см^2;*
- *PSI (pounds per square inch) — фунт на квадратный дюйм (единица давления, используемая в США и Великобритании).*

Единицы измерения объемного расхода газа

1 м^3/с = 60 м^3/мин = 3600 м^3/ч = 86400 м^3/сут = 31,536·10^6 м^3/год

1 м^3/мин = 0,0167 м^3/с = 60 м^3/ч = 1440 м^3/сут = 525600 м^3/год

1 м^3/ч = 0,278 ·10^{-3} м^3/с = 0,0167 м^3/мин = 24 м^3/сут = 8760 м^3/год

Продолженте приложения 49

1 м^3/сут = 11,574·10^{-6} м^3/с = 0,694 м^3/мин = 0,04167 м^3/ч = 365 м^3/год

1 м^3/год = 31,7097·10^{-9} м^3/с = 1,9026·10^{-6} м^3/мин = 0,11416·10^{-3} м^3/ч = 2,73974 ·10^{-3} м^3/сут

Примечание:

- *м^3/с – кубический метр в секунду;*
- *м^3/мин – кубический метр в минуту;*
- *м^3/ч – кубический метр в час. Чаще используется оперативным диспетчерским персоналом, осуществляющим круглосуточный контроль за работой газотранспортных систем;*
- *м^3/сут – кубический метр в сутки. Обычно выражается в млн м^3/сут. Используется при среднесрочном планировании, годовых балансовых расчетах и текущем диспетчерском управлении газотранспортными системами;*
- *м^3/год – кубический метр в год. Обычно выражается в млрд м^3/год. В основном используется при долгосрочном и перспективном планировании, составлении многолетних балансов газа, заключении экспортных контрактов.*

Единицы измерения массового расхода газа

1 кг/с = 60 кг/мин = 3600 кг/ч = 86,4 т/сут = 31536 т/год

1 кг/мин = 0,0167 кг/с = 60 кг/ч = 1,44 т/сут = 525,6 т/год

1 кг/ч = 0,278 ·10^{-3} кг/с = 0,0167 кг/мин = 0,024 т/сут = 8,760 т/год

1 т/сут = 11,574·10^{-3} кг/с = 0,694 кг/мин = 41,67 кг/ч = 365 т/год

1 т/год = 31,7097·10^{-6} кг/с = 1,9026·10^{-3} кг/мин = 0,11416 кг/ч = 2,73974 ·10^{-3} м^3/сут

Примечание:

- *кг/с – килограмм в секунду;*
- *кг/мин – килограмм в минуту;*
- *кг/ч – килограмм в час;*
- *т/сут (м^3/сут) – тонн в сутки;*
- *т /год – тонн в год.*

Измерение расхода газа в величинах массового расхода в практической деятельности при диспетчерском управлении транспортом газа обычно не применяется.

Продолженте приложения 49

Единицы измерения скорости газа

1 м/с = 60 м/мин = 3,600 км/ч

1 м/мин = 0,0167 м/с = 0,06 км/ч

1 км/ч = 0,2778 м/с = 16,67 м/мин

Примечание:

- *м/с – метр в секунду. Применяется при определении скорости течения газа в газопроводах-отводах, истечения газа из «свечей». Допустимая скорость движения газа в газопроводах высокого давления в соответствии с требованиями нормативных документов не должна превышать 25 м/с;*
- *м/мин – метр в минуту;*
- *км/ч – километр в час. Используется оперативным диспетчерским персоналом, осуществляющим круглосуточный контроль за работой газотранспортных систем. Средняя скорость газа в магистральных газопроводах ЕСГ 25–45 км/ч.*

Единицы измерения теплоты сгорания газа по объему

1 Дж/м^3 = 0,23885·10^{-3} ккал/м^3 = 0,23885·10^{-6} кал/см^3

1 ккал/м^3 = 4186,8 Дж/м^3 = 0,001 ккал/см^3

1 кал/см^3 = 4186800 Дж/м^3 = 1000 ккал/м^3

Примечание:

- *Дж/м^3 – джоуль на кубический метр. Показывает, какое количество теплоты выделяется при сгорании одного кубического метра газа;*
- *ккал/м^3 – калорий на метр кубический;*
- *кал/см^3 – калорий на сантиметр кубический.*

Также может применяться, но гораздо реже, измерение теплоты сгорания газа по массе в джоулях на килограмм, Дж/кг, и калориях на грамм, кал/г или ккал/кг.

Единицы измерения молярной массы газа

1 кг/моль = 0,001 г/моль

1 г/моль = 1000 кг/моль

Примечание:

- *кг/моль – килограмм на моль. Показывает, какой вес вещества (газа) составляет один его моль;*
- *г/см^3 – грамм на сантиметр кубический.*

Продолженте приложения 49

Единицы измерения теплоемкости газа

Удельная теплоемкость

1 Дж/(кг·К) = 1 Дж/(кг·°С) = 10·104 эрг/(г·К) = 10·104 эрг/(г·°С) = 2,388 ·10^{-4} кал/(г·К)= 2,388 ·10^{-4} кал/(г·°С)

1 Дж/(кг·°С) = 1 Дж/(кг·К) = 10·10^{4} эрг/(г·К) = 10·10^{4} эрг/(г·°С) = 2,388 ·10^{-4} кал/(г·К) = 2,388 ·10^{-4} кал/(г·°С)

1 эрг/(кг·К) = 1·10^{-4} Дж/(кг·°С) = 1·10^{-4} Дж/(кг·К) = 1 эрг/(г·°С) = 2,388 ·10^{-8} кал/(г·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/ (г·°С)

1 эрг/(г·°С) = 1·10^{-4} Дж/(кг·°С) = 1·10^{-4} Дж/(г·К) = 1 эрг/(г·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/(г·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/ (г·°С)

1 кал/(г·К) = 4186,8 Дж/(кг·°С) = 4186,8 Дж/(кг·К) =41,868·10^{6} эрг/(г·К) = 41,868·10^{6} эрг/(г·°С) = 1 кал/(г·°С)

1 кал/(г·°С) = 4186,8 Дж/(кг·°С) = 4186,8 Дж/(кг·К) =41,868·10^{6} эрг/(г·К) = 41,868·10^{6} эрг/(г·°С) = 1 кал/(г·К)

Объемная теплоемкость

1 Дж/(м^{3}·К) = 1 Дж/(м^{3}·°С) = 10 эрг/(см^{3}·К) = 10 эрг/(м^{3}·°С) = 2,388 ·10^{-6} кал/(м^{3}·°С) = 2,388 ·10^{-6} кал/(см^{3}·°С)

1 Дж/(м^{3}·°С) = 1 Дж/(м^{3}·К) = 10 эрг/ (см^{3}·К) = 10 эрг/(см^{3}·°С) = 2,388 ·10^{-6} кал/(см^{3}·К) = 2,388 ·10^{-6} кал/(см^{3}·°С)

1 эрг/(см^{3}·К) = 0,1 Дж/(м^{3}·°С) = 0,1 Дж/ (м^{3}·К) = 1 эрг/(см^{3}·°С) = 2,388 ·10^{-8} кал/(см^{3}·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/(см^{3}·°С)

1 эрг/(см^{3}·°С) = 0,1 Дж/(м^{3}·°С) = 0,1 Дж/(м^{3}·К) = 1 эрг/(см^{3}·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/(см^{3}·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/(см^{3}·°С)

1 кал/(см^{3}·К) = 4,1868·10^{-6} Дж/(м^{3}·°С) = 4,1868·10^{-6} Дж/(м^{3}·К) = 41,868·10^{-6} эрг/(см^{3}·К)= 41,868·10^{-6} эрг/(см^{3}·°С) = 1 кал/(см^{3}·°С)

1 кал/(см^{3}·°С) = 4,1868·10^{-6} Дж/(м^{3}·°С) = 4,1868·10^{-6} Дж/(м^{3}·К) = 41,868·10^{-6} эрг/(см^{3}·К) = 41,868·10^{-6} эрг/(см^{3}·°С) = 1 кал/(см^{3}·К)

Продолженте приложения 49

Молярная теплоемкость

1 Дж/(кмоль·К) = 1 Дж/(кмоль·°С) = 10·10^4 эрг/(моль·К)
=10·10^{4}эрг/(моль·°С) = 2,388·10^{-4} кал/(моль·К) = 2,388·10^{-4} кал/(моль·°С)

1 Дж/(кмоль·°С) = 1 Дж/(кмоль·К) = 10·10^4 эрг/(моль·К) =
10·10^4 эрг/(моль·°С) = 2,388 ·10^{-4} кал/(моль ·К) = 2,388 ·10^{-4} кал/(моль·°С)

1 эрг/(моль·К) = 1·10^{-4} Дж/(кмоль·°С) = 1·10^{-4} Дж/(кмоль·К) =
1 эрг/(моль ·°С) = 2,388 ·10^{-8} кал/(моль·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/(моль·°С)

1 эрг/(моль·°С) = 1·10^{-4} Дж/(кмоль·°С) = 1·10^{-4} Дж/(кмоль·К) =
1 эрг/(моль ·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/(моль·К) = 2,388 ·10^{-8} кал/(моль·°С)

1 кал/(моль ·К) = 4186,8 Дж/(кмоль·°С) = 4186,8 Дж/(кмоль ·К) =
41,868·10^6 эрг/(моль·К) = 41,868·106 эрг/м(моль·°С) = 1 кал/(моль·°С)

1 кал/(моль·°С) = 4186,8 Дж/(кмоль·°С) = 4186,8 Дж/(кмоль·К) =
41,868·10^6 эрг/(моль·К) = 41,868·10^6 эрг/(моль·°С) = 1 кал/(моль·К)

Примечание:
- *Дж/(кг·К) – джоуль на килограмм-Кельвин. Показывает количество теплоты, необходимое для нагревания одного килограмма вещества на один градус Кельвина;*
- *Дж/(кг·°С) – джоуль на килограмм-градус Цельсия;*
- *эрг/ (г·К) – эрг на грамм-Кельвин;*
- *эрг/(г·°С) – эрг на грамм-градус Цельсия;*
- *кал/ (г·К) – калория на грамм-Кельвин;*
- *кал/(г·°С) – калория на грамм-градус Цельсия;*
- *Дж/(кмоль·К) – джоуль на киломоль-Кельвин. Показывает количество теплоты, необходимое для нагревания одного киломоля вещества на один градус Кельвина;*
- *Дж/(кг·°С) – джоуль на киломоль-градус Цельсия;*
- *эрг/(моль·К) – эрг на моль-Кельвин;*
- *эрг/(г·°С) – эрг на моль-градус Цельсия;*
- *кал/ (г·К) – калория на моль-Кельвин;*
- *кал/(г·°С) – калория на моль-градус Цельсия;*
- *Дж/(м^3·К) – джоуль на метр кубический-Кельвин. Показывает количество теплоты, необходимое для нагревания одного метра кубического вещества на один градус Кельвина;*
- *Дж/(м^3·°С) – джоуль на метр кубический-градус Цельсия;*
- *эрг/(см^3·К) – эрг на сантиметр кубический-Кельвин;*
- *эрг/(см^3·°С) – эрг на сантиметр кубический-градус Цельсия;*

Продолженте приложения 49

- *кал/(см^3·К) – калория на сантиметр кубический-Кельвин;*
- *кал/(см^3·°С) – калория на сантиметр кубический-градус Цельсия.*

Единицы измерения плотности газа

1 кг/м^3 = 0,001 г/ см^3

1 г/см^3 = 1000 кг/м^3

Примечание:
- *кг/м^3 – килограмм на метр кубический. Показывает, какой вес вещества (газа) составляет один его кубический метр или отношение веса и объема вещества;*
- *г/см^3 – грамм на сантиметр кубический.*

Плотность может измеряться как в абсолютных величинах, кг/м^3, г/см^3, так и в относительных. В основном плотность газа определяется по отношению к плотности сухого воздуха при одних и тех же условиях и обозначается Δ.

Единицы измерения вязкости газа

Динамическая вязкость

1 м^2/с = 10000 Ст

1 Ст = 0,0001 м^2/с = 1 см^2/с

Кинематическая вязкость

1 Па·с = 10 П = 10 дин·с/ см^2 = 0,10197162 кг/м^2

1 П = 0,1 Па·с = 1 дин·с/ см^2 = 0,010197162 кг/м

1 дин·с/см^2 = 0,1 Па·с = 1 П = 0,010197162 кг/м^2

1 кг/м^2 = 9,80665 Па·с = 98,0665 П = 98,0665 дин·с/ см^2

Примечание:
- *Па·с – паскаль в секунду. Показывает силу, действующую на единичную площадь плоской поверхности, которая действует на единичную площадь другой плоской поверхности, находящейся от первой на единичном расстоянии;*
- *П – пуаз;*

Продолженте приложения 49

- *дин·с/см^2 – дин в секунду на сантиметр квадратный;*
- *кг·с/м^2 – килограмм в секунду на метр квадратный;*
- *м^2/с – метр квадратный на секунду;*
- *Ст – стокс.*

Единицы измерения температуры газа

1 °C = 274,15 K = 33,8 F

1 K = -273,15 K = -457,87 F

1 F = -17,2222 °C = 255,92777 K

Примечание:
- *°C – градус Цельсия;*
- *K – градус Кельвина;*
- *F – градус Фаренгейта.*

1 °C = (1 F – 32) ·5/9;
1 F = (1 °C·9/5) + 32;
1 K = 1 °C + 273,15;
1 °C = 1 K –273,15.

Единицы измерения теплопроводности газа

1 Вт/(см·К) = 1 Вт/(см·°С) = 1 Дж/(с·см·°С) = 1 Дж/(с·см·К) = 0,239 кал/(с·см·°С) = 100 Вт/(м·К) = 100 Вт/(м·°С) =860421 ккал/(ч·м·°С).

1 Дж/(с·см·°С) = 1 Дж/(с·см·К) = 1 Вт/(см·К) = 1 Вт/(см·°С) = 0,239 кал/(с·см·°С) = 860421 ккал/(ч·м·°С) = 100 Вт/(м·К) = 100 Вт/(м·°С)

1 Вт/(м·К) = 1 Вт/(м·°С) = 0,01 Вт/(см·К) = 0,01 Вт/(см·°С) = 0,01 Дж/(с·см·°С) = 0,01 Дж/(с·см·К) = 2,39·10^{-3} кал/(с·см·°С) = 860421 ккал/(ч·м·°С)

1 кал/(с·см·°С) = 4,184 Вт/(см·К) = 4,184 Вт/(см·°С) =4,184 Дж/(с·см·°С) = 4,184 Дж/(с·см·К) = 418,4 Вт/(м·К) = 418,4 Вт/(м·°С) = 360 ккал/(ч·м·°С)

1 ккал/(ч·м·°С) = 1162,22 Вт/(см·К) = 1162,22 Вт/(см·°С) =1162,22 Дж/(с·см·°С) = 1162,22 Дж/(с·см·К) = 116222 Вт/(м·К) = 116222 Вт/(м·°С) = 277,778 кал/(с·см·°С)

Примечание:
- *Вт/(см·К) – ватт на сантиметр-Кельвин;*

Окончание приложения 49

- *Вт/(см·°С) – ватт на сантиметр-градус Цельсия;*
- *Дж/(с·см·К) – джоуль на секунду на сантиметр-Кельвин;*
- *Дж/(с·см·°С) – джоуль на секунду на сантиметр-градус Цельсия;*
- *Вт/(м·К) – ватт на метр-Кельвин;*
- *Вт/(м·°С) – ватт на метр-градус Цельсия;*
- *ккал/(ч·м·°С) – килокалория на час на метр-градус Цельсия;*
- *кал/(с·см·°С) – калория на секунду на сантиметр-градус Цельсия.*