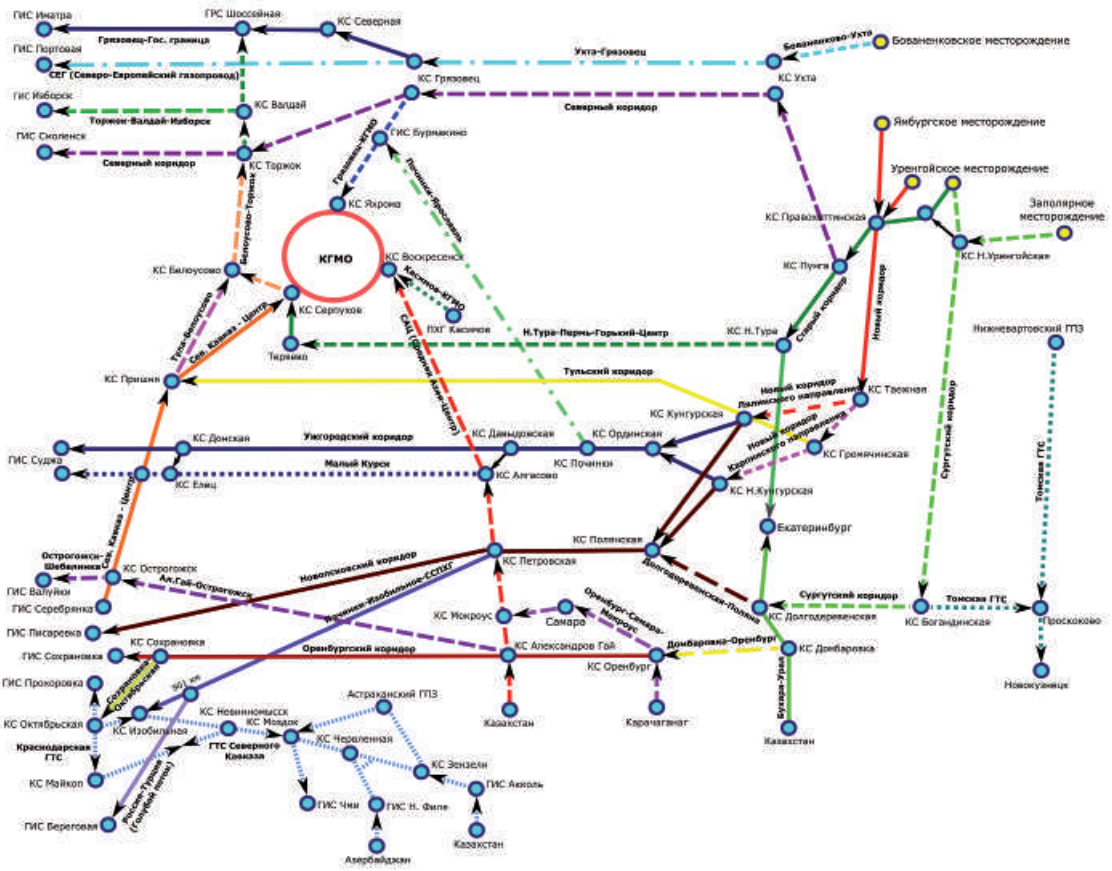
Публичное акционерное общество «Газпром»
ООО «НИИгазэкономика»
ООО «Газпром экспо»

Б.С. Посягин, В.Г. Герке

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ РАБОТНИКОВ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ



Москва 2015

Публичное акционерное общество «Газпром»
ООО «НИИгазэкономика»
ООО «Газпром экспо»

Б.С. Посягин, В.Г. Герке

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ РАБОТНИКОВ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Москва 2015

УДК 622.692.4.054 (1-21):681.5
622.279:001.895

Посягин Б.С., Герке В.Г. Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем. – М.: ООО «Газпром экспо», 2015. – 796 с.

Справочное пособие предназначено для работников диспетчерских служб любых уровней, осуществляющих диспетчерское управление газотранспортными системами различных систем газоснабжения (ЕСГ России, региональных систем и др.).

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

© ОАО «Газпром», 2015
© Подготовка материалов ООО «НИИгазэкономика», 2015
© Оформление ООО «Газпром экспо», 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ 12
ПРЕДИСЛОВИЕ 15
ВВЕДЕНИЕ 17

Глава 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 20
1.1. Федеральная система газоснабжения России 21
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 32
1.1.1.3. Газораспределительная система 33
1.1.2. Реализация газа 39
1.2. История развития процесса диспетчерского управления 40
1.3. Классификация бизнес-процессов Группы Газпром 53
1.3.1. Введение 54
1.3.2. Описание групп бизнес-процессов 54
1.3.3. Производственные бизнес-процессы 54
1.3.3.1. Производственные бизнес-процессы газового бизнеса 54
1.3.3.2. Производственные бизнес-процессы нефтяного бизнеса 57
1.3.3.3. Производственные бизнес-процессы электроэнергетического бизнеса 60
1.3.4. Прочие виды бизнеса 61
1.3.5. Функциональные бизнес-процессы 61
1.3.6. Бизнес-процесс диспетчерского управления процессами добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа 64
1.4. Роль и значение диспетчерского управления в функционировании систем газоснабжения и управления предприятием 78
1.4.1. Введение 79
1.4.2. Составляющие процесса управления предприятием 80
1.4.2.1. Технологическое управление 81
1.4.2.2. Оперативное управление производством 82
1.4.2.3. Ресурсное управление 83
1.4.2.4. Взаимодействие систем управления 83
1.4.2.5. Особенности диспетчерского управления 84

1.5. Структура и уровни диспетчерского управления 85
1.5.1. Общие положения 86
1.5.2. Уровни диспетчерского управления системами газоснабжения . . . 87
1.5.2.1. Уровни диспетчерского управления ЕСГ 88
1.5.2.2. Уровни диспетчерского управления газораспределительной системой 88
1.5.2.3. Уровни диспетчерского управления региональными системами газоснабжения 88
1.5.2.4. Уровни диспетчерского управления независимых производителей и поставщиков газа 89
1.5.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления 89
1.5.3.1. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления в ЕСГ 89
1.5.3.2. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления поставками (реализацией) газа 92
1.5.3.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления газораспределительными системами 93
1.6. Виды диспетчерского управления газотранспортными системами 94
1.6.1. Общие положения 95
1.6.2. Технологическое управление 96
1.6.3. Коммерческое управление 103
1.6.4. Комбинированное управление 104
1.6.4.1. Западноевропейская модель управления 104
1.6.4.2. Управление на основе зон коммерческой балансировки 105
1.6.4.3. Управление запасами газа 108

Глава 2. ОБЪЕКТЫ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 124
2.1. Добыча газа 124
2.1.1. Принципы геологии газа 125
2.1.2. Принципы технологии добычи газа 128
2.1.3. Газовая скважина 130
2.1.4. Принципиальная схема газового промысла 137
2.1.4.1. Конфигурация газосборных сетей 139
2.1.4.2. Газосборный коллектор 142
2.1.4.3. Подготовка газа к дальнему транспорту 142
2.1.4.4. Межпромысловые газопроводы 156
2.1.5. Этапы и периоды эксплуатации месторождения 156
2.1.5.1. Дожимные компрессорные станции 159

2.1.6. Эксплуатация месторождения 159
2.1.6.1. Ресурсы и запасы газа в месторождении 159
2.1.6.2. Режим работы месторождения, пласта, скважины 161
2.1.6.3. Управление режимом работы месторождения, пласта, скважины 162
2.2. Магистральный транспорт газа 166
2.2.1. Принцип магистрального транспорта газа 169
2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ 170
2.2.3. Газотранспортные системы ЕСГ и принадлежащие им магистральные газопроводы 171
2.2.3.1. Старый коридор 171
2.2.3.2. Новый коридор 175
2.2.3.3. Новый коридор Лялинского направления 177
2.2.3.4. Новый коридор Карпинского направления 179
2.2.3.5. Северный коридор 181
2.2.3.6. Сургутский коридор 186
2.2.3.7. Газотранспортная систем Долгодеревенская–Поляна 189
2.2.3.8. Газотранспортная система Северного Кавказа 190
2.2.3.9. Томская газотранспортная система 196
2.2.3.10. Ужгородский коридор 199
2.2.3.11. Тульский коридор 203
2.2.3.12. Новопсковский коридор 205
2.2.3.13. Газотранспортная система Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр 208
2.2.3.14. Газотранспортная система Средняя Азия–Центр 211
2.2.3.15. Газотранспортная система Северный Кавказ–Центр 214
2.2.3.16. Оренбургский коридор 217
2.2.3.17. Газотранспортная система Александров Гай–Острогожск 220
2.2.3.18. Газотранспортная система Малый Курск 223
2.2.3.19. Газотранспортная система Грязовец–Ленинград–Гос. граница 224
2.2.3.20. Газотранспортная система Бухара–Урал 225
2.2.3.21. Газотранспортная система Тула–Белоусово 228
2.2.3.22. Газотранспортная система Белоусово–Торжок 229
2.2.3.23. Газотранспортная система Торжок–Валдай 230
2.2.3.24. Газотранспортная система Московское кольцо 232
2.2.3.25. Газотранспортная система Грязовец–КГМО 234
2.2.3.26. Газотранспортная система Касимов–КГМО 237
2.2.3.27. Газотранспортная система Починки–Ярославль 236
2.2.3.28. Газотранспортная система Починки–Фролово–Изобильное–Северо-Ставропольское ПХГ 238

2.2.3.29. Газотранспортная система магистральный газопровод Россия–Турция (Голубой поток) 240
2.2.3.30. Газотранспортная система Острогожск–Шебелинка 241
2.2.3.31. Газотранспортная система Домбаровка–Оренбург 242
2.2.3.32. Газотранспортная система Оренбург–Самара–Мокроус 243
2.2.3.33. Газотранспортная система Оренбургский ГПЗ–Совхозное ПХГ 244
2.2.3.34. Башкирская газотранспортная система 246
2.2.3.35. Краснодарская газотранспортная система 247
2.2.3.36. Газотранспортная система Сохрановка–Октябрьская 251
2.2.3.37. Газотранспортная система Ямал–Европа 252
2.2.3.38. Газотранспортная система Торжок–Долина 253
2.2.3.39. Газотранспортная система Торжок–Минск–Ивацевичи–Кобрин 255
2.2.3.40. Газотранспортная система Бованенково–Ухта–Грязовец 258
2.2.3.41. Газотранспортная система Северо-Европейский газопровод 259
2.2.4. Межсистемные технологические перемычки ГТС ЕСГ 262
2.2.5. Распределительные газопроводы высокого давления ГТС ЕСГ . . 270
2.2.5.1. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Казань» 270
2.2.5.2. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Саратов» 272
2.2.5.3. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Уфа» 273
2.2.5.4. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» 274
2.2.5.5. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Самара» 276
2.2.5.6. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» 277
2.2.5.7. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Волгоград» 279
2.2.5.8. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Краснодар» 280
2.2.5.9. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Томск» 284
2.2.6. Узлы редуцирования газа ГТС ЕСГ 284
2.2.7. Устройства замера расхода газа 294
2.2.8. Региональные системы газоснабжения 299
2.2.8.1. Региональная система газоснабжения Калининградской области 299
2.2.8.2. Региональная система газоснабжения Иркутской области 300

2.2.8.3. Региональная система газоснабжения Камчатской области 300
2.2.8.4. Региональная система газоснабжения Дальнего Востока 300
2.2.8.5. Региональная система газоснабжения Хабаровского края 301
2.2.8.6. Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия) . . . 302
2.2.8.7. Региональная система газоснабжения Республики Крым 303
2.2.9. Магистральные газопроводы 305
2.2.9.1. Классификация участков магистральных газопроводов 305
2.2.9.2. Минимальные расстояния от магистрального газопровода 309
2.2.9.3. Расстояния между параллельными магистральными газопроводами 314
2.2.9.4. Охранные зоны магистральных газопроводов 317
2.2.9.5. Испытание газопроводов внутренним давлением 318
2.2.9.6. Трубы и соединительные детали трубопроводов 322
2.2.9.7. Запорная арматура 329
2.3. Подземное хранение газа 343
2.3.1. Определения 344
2.3.2. Функции подземного хранилища газа 344
2.3.3. Типы подземных хранилищ газа 344
2.3.3.1. ПХГ в истощённых месторождениях 344
2.3.3.2. ПХГ в водоносных пластах 345
2.3.3.3. ПХГ в твёрдых горных породах 347
2.3.4. Виды подземных хранилищ газа 349
2.3.4.1. Базовые 349
2.3.4.2. Региональные 349
2.3.4.3. Локальные 350
2.3.4.4. Сезонные 350
2.3.4.5. Пиковые 350
2.3.5. Принципы технологии подземного хранения газа 350
2.3.6. Структура запасов подземного хранилища газа 352
2.3.7. Потери газа в подземном хранилище 353
2.3.8. Технологическая структура ПХГ 353
2.3.9. Технологическая обвязка объектов и оборудования ПХГ 354
2.3.10. Основные проектные характеристики некоторых ПХГ 356
2.3.11. Диспетчерско-технологические задачи по управлению ПХГ 358
2.4. Компрессорные станции 364
2.4.1. Введение 365
2.4.2. Виды компрессорных станций 365
2.4.3. Технологическая структура КС 366
2.4.3.1. Технологические трубопроводы КС 368
2.4.3.2. Схемы технологической обвязки КС 368

2.4.3.3. Узел подключения КС к магистральному газопроводу 371
2.4.3.4. Установка очистки технологического газа 374
2.4.3.5. Установка охлаждения технологического газа 376
2.4.3.6. Газоперекачивающие агрегаты 377
2.4.3.7. Компоновка ГПА на КС 391
2.4.3.8. Диспетчерское управление на КС 393
2.4.3.9. Принцип работы газотурбинной установки 395
2.4.3.10. Энергетическое оборудование КС 399
2.4.3.11. Склад горюче-смазочных материалов и маслохозяйство КС 401
2.4.3.12. Теплоснабжение, водоснабжение и канализация КС 402
2.5. Газораспределительные станции 404
2.5.1. Назначение 405
2.5.2. Виды газораспределительных станций 405
2.5.3. Типы газораспределительных станций 407
2.5.4. Структура и состав оборудования газораспределительной станции 408
2.5.5. Нетрадиционные технологии, используемые на ГРС 424
2.5.5.1. Многоступенчатое дросселирование 425
2.5.5.2. Дросселирование в замкнутое пространство 425
2.5.5.3. Дросселирование через слой шаровой засыпки 426
2.5.5.4. Турбодетандерные установки 427
2.5.5.5. Применение вихревой трубки Ранка – Хилша 428
2.5.5.6. Жидкостные трансформаторы потенциальной энергии газа 431
2.5.5.7. Сжижение природного газа 432
2.5.6. Диспетчерское управление газораспределительными станциями 433

Глава 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 445
3.1. Диспетчерское управление техническим обслуживанием и ремонтом на объектах газотранспортных систем ЕСГ 445
3.1.1. Общие положения 446
3.1.1.1. Классификация ремонтных работ 446
3.1.1.2. Вывод в ремонт и ввод в эксплуатацию объектов и участков магистральных газопроводов ГТС 452
3.1.1.3. Расчёт оптимального режима работы ГТС при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту 453
3.1.1.4. Контроль за проведением ремонтных работ 454
3.2. Диагностика магистральных газопроводов 455
3.2.1. Способы диагностики трубопроводов 456

3.2.2. Методы контроля состояния трубопроводов 456
3.2.3. Очистка внутренней полости газопровода 459
3.2.4. Контроль проходного сечения трубопровода 461
3.2.5. Магнитная подготовка трубопровода 462
3.2.6. Внутритрубная диагностика трубопроводов 463
3.2.6.1. Методы внутритрубной диагностики 463
3.2.6.2. Метод магнитного контроля трубопроводов 463
3.2.6.3. Магнитные снаряды-дефектоскопы 464
3.2.6.4. Условия проведения внутритрубной дефектоскопии 465
3.2.6.5. Процессы внутритрубной диагностики 466
3.2.7. Внутритрубные снаряды различного назначения 467
3.2.8. Основные технические характеристики некоторых внутритрубных снарядов 475
3.2.9. Диспетчерско-технологические задачи при контроле и управлении внутритрубной диагностики магистральных газопроводов 478

Глава 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ 480

4.1. Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия 480
4.1.1. Определения 481
4.1.2. Уравнения состояния газа 483
4.1.3. Критические и псевдокритические параметры газа 484
4.1.4. Универсальная газовая постоянная 487
4.1.5. Теплота сгорания газа 488
4.1.6. Молярная масса 491
4.1.7. Плотность 492
4.1.8. Удельный объём 494
4.1.9. Теплоёмкость 495
4.1.10. Сжимаемость 500
4.1.11. Вязкость 506
4.1.12. Влажность 510
4.1.13. Гидравлическое сопротивление 512
4.1.14. Показатель адиабаты 515
4.1.15. Значения некоторых постоянных 517
4.2. Расчёты при диспетчерском управлении газотранспортными системами ЕСГ 518
4.2.1. Введение 519
4.2.2. Виды диспетчерских расчётов 519
4.2.2.1. Инженерно-технические гидравлические и тепловые расчёты трубопроводов 520

4.2.2.2. Инженерные расчёты 553
4.2.2.3. Управленческие расчёты 578
4.2.2.4. Балансовые и учётные расчёты 581
4.3. Основы гидравлического расчёта газотранспортных систем 589
4.3.1. Общие положения 590
4.3.2. Гидравлический расчёт простого магистрального газопровода . . . 590
4.3.3. Способы гидравлического расчёта магистрального газопровода 598
4.3.3.1. Ориентировочный расчёт 599
4.3.3.2. Упрощённый гидравлический расчёт 605
4.3.3.3. Упрощённый сравнительный расчёт 605
4.3.3.4. Точный гидравлический расчёт 606
4.3.4. Гидравлический расчёт сложных магистральных газопроводов и газотранспортных систем 618
4.4. Расчёт потоков газа по газотранспортным системам ЕСГ 628
4.4.1. Общие положения 630
4.4.2. Построение потоковой схемы 631
4.4.3. Расчёт протяженности транспортировки газа от зон входа в ЕСГ до субъектов и границ Российской Федерации 640
4.4.4. Определение фактических потоков газа по ГТС ЕСГ 647
4.4.5. Моделирование потоков газа по ГТС ГТО и ЕСГ 660
4.4.6. Планирование потоков газа 664
4.4.7. Оптимизация потоков газа 664
4.4.8. Алгоритм управления потоками газа по ГТС ЕСГ 665
4.4.9. Расчёт товаротранспортной работы 666
4.5. Программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации потоков газа и режимов работы газотранспортных и газораспределительных систем 674
4.5.1. Общие положения 675
4.5.2. Основные блоки (модули) ПВК 675
4.5.3. Виды программно-вычислительных комплексов 676
4.5.4. Режимы эксплуатации ПВК 677
4.5.5. Логика работы ПВК 678
4.5.6. Типовой состав расчётных задач, выполняемых ПВК 679
4.5.7. Некоторые характеристики программно-вычислительных комплексов, известных в России 683
4.5.7.1. ПВК, разработанные российскими специалистами 683
4.5.7.2. ПВК, разработанные зарубежными специалистами и используемые или известные в России 687

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ
И ЛИТЕРАТУРЫ 691
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ 698
ПРИЛОЖЕНИЯ 703

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 данных
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

НИОКР – научно-исследовательсские и опытно-контрукторские разработки
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
ПИР – проектно-изыскательские работы
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 сырьё
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УОГ – узел очистки 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
MES – Manufacturing Execution System
SCADA – Supervisory Control and Data Acguisition

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.
- Васильев П.Д., Котляр И.Я., Нечаев М.А., Тихомиров Е.Н. Справочник работника магистрального газопровода. – Л.: Недра, 1974.
- Борисов С.Н., Даточный В.В. Гидравлические расчёты газопроводов. – М.: Недра, 1972.
- Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989.
- 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 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.
- Сарданашвили С.А. Расчётные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – Нефть и газ, 2005.
- Ермилов О.М., Ремизов В.В., Шировский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – Наука, 1996.
- Сухарев М.Г., Карасевич А.М. Технологический расчёт и обеспечение надёжности газо- и нефтепроводов. – М.: Нефть и газ, 2000.

- Панкратов В.С., Ажикин В.А., Степанян А.А. АСДУ транспортом газа. – М: ЗАО «Экоминформ», 2014.

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. Авторы постарались наиболее полно учесть свой многолетний опыт и практический опыт диспетчерского персонала газотранспортных компаний в вопросах, которым посвящено данное справочное пособие.

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

Справочное пособие предназначено для специалистов диспетчерских служб газотранспортных систем и систем газоснабжения.

Авторы выражают признательность в оказании помощи в подготовке справочного пособия Гусеву А.В., Рущенко И.Л., Рубелю В.В., Коновалову Р.В., Герке Г.В., Поспеловой Е.В., Григорьеву Б.А., Рюмину В.В. и многим другим.

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

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

В перечне приложений дан список материалов, находящихся на информационных ресурсах ОАО «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 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, газораспределительных станций, газопроводов и других объектов для выполнения установленных объёмов транспорта газа при минимальных затратах топливно-энергетических ресурсов.

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, MES, ERP и другие системы). 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);
- автоматизированного управления (теория человеко-машинных систем управления);
- информационных технологий (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, 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

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 ЕСГ 26
Магистральный газопровод 27
Магистральный распределительный газопровод 27
Газопровод-отвод 27
Газораспределительная станция 28
Газопровод подключения 28
Перемычка технологическая 28
Перемычка межсистемная 28
Газоизмерительная станция 29
Узел редуцирования газа 29
Газотранспортные организации ЕСГ 30
Подземные хранилища газа 30
Состав ПХГ 30
Перечень ПХГ 30
Газоперерабатывающие заводы 30
1.1.1.2. Региональные системы газоснабжения 32
1.1.1.3. Газораспределительная система 33
Состав газораспределительной системы 35
Эксплуатирующие организации газораспределительной системы 35
1.1.2. Реализация газа 39

1.1.1. Состав Федеральной системы газоснабжения

В соответствии с Федеральным законом «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 № 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 РФ 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 ОАО «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 и комплексной подготовки газа (УКПГ);
  - Дожимные компрессорные станции.
- Газотранспортные системы:
  - Магистральные газопроводы:
    - Станции охлаждения газа;
    - Компрессорные станции;
    - Линейная часть МГ:
      - Трубопровод;
      - Запорная арматура.
    - Газопровод-отвод:
      - Трубопровод;
      - Запорная арматура;
      - Газораспределительные станции.
    - Газопровод подключения:
      - Трубопровод;
      - Запорная арматура.

- Распределительные газопроводы 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:
  - Кусты скважин;
  - Газосборные коллекторы;
  - УКПГ;
  - ДКС.
- ГПЗ.

Объекты добычи ЕСГ

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

Основными месторождениями, находящимися в собственности ОАО «Газпром» и подающими газ в ЕСГ, являются:

- Уренгойское;
- Ямбургское;
- Песцовое;
- Бованенковское;
- Медвежье;
- Юбилейное;
- Ямсовейское;
- Ен-Яхинское;
- Заполярное;
- Южно-Русское;

- Западно-Таркосалинское;
- Губкинское;
- Комсомольское;
- Муравленковское;
- Вынгаяхинское;
- Еты-Пуровское;
- Вынгапуровское;
- Новогоднее;
- Мыльджинское;
- Северо-Васюганское;
- Оренбургское;
- Астраханское,

а также некоторые месторождения, подающие газ в региональные ГТС:

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

Эксплуатацию объектов добычи ЕСГ осуществляют 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 и месторождения, собственниками которых являются независимые от ОАО «Газпром» компании:

- Находкинское;
- Юрхаровское;
- Верхне-Уренгойское;
- Нижне-Уренгойское;
- Северо-Есетинское;
- Стерховое;
- Пырейное;

- Юмантыльское;
- Ханчейское;
- Восточно-Таркосалинское;
- Тарасовское;
- Вьюжное;
- Северо-Комсомольское;
- Губкинское (валанжин);
- Новогоднее
- и другие;

и месторождения с долевым участием ОАО «Газпром»:

- Северно-Уренгойское;
- Береговое;
- Самбургское;
- Лугенецкое.

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 газотранспортных систем ЕСГ

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

- Новый коридор;
- Новый коридор Лялинского направления;
- Новый коридор Карпинского направления;
- Старый коридор;
- Северный коридор;
- Тульский коридор;
- Ужгородский коридор;
- Сургутский коридор;
- Система Долгодеревенская–Поляна;
- Новопсковский коридор;

- Коридор 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 I, II;
- Система Тула–Белоусово;
- Система Белоусово–Торжок;
- Система Торжок–Валдай;
- Система Грязовец–Ленинград–Гос. граница;
- Система Московское кольцо;
- Система Грязовец–КГМО (кольцевой газопровод Московской обл.);
- Система Касимов–КГМО;
- Система Починки–Ярославль;
- Система Починки–Фролово–Изобильное–Северо-Ставропольские ПХГ;
- Магистральный газопровод Россия–Турция («Голубой поток»);
- Система Острогожск–Шебелинка;
- Система Домбаровка–Оренбург;
- Система Оренбург–Самара–Мокроус;
- Система Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ)–Совхозное ПХГ;
- Башкирская система;
- Краснодарская система;
- Система Сохрановка–Октябрьская;
- Система Ямал–Европа;
- Система Торжок–Долина;
- Система Торжок–Минск–Ивацевичи–Кобрин;
- Система Бованенково–Ухта–Грязовец;
- Система Северо-Европейский газопровод (СЕГ).

Состав газотранспортных систем ЕСГ

Основными составляющими газотранспортной системы являются:

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

- межсистемные перемычки;
- газоизмерительные станции;
- узлы редуцирования газа;
- газораспределительные станции.

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.

В России большинство магистральных газопроводов эксплуатируются при проектных давлениях 5,5 и 7,5 *МПа*. В последние годы построены МГ, эксплуатируемые с P_y выше 7,5 *МПа*. Возможна эксплуатация при рабочих давлениях ниже 5,5 *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 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 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 боле 4000 ГРС.

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 находятся между ПХГ, ГПЗ, ГПК и магистральным газопроводом. Длина и диаметр ГП зависят 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 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 Сургутский и Старый коридор (2 перемычки);
- Уренгойским межпромысловым коллектором и ГТС Новый коридор (2 перемычки);
- ГТС Старый и Новый коридор (5 перемычек);
- ГТС Старый коридор и Карпинское направление Нового коридора (1 перемычка);

- ГТС Старый коридор и Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр (1 перемычка);
- ГТС Старый коридор и Лялинское направление Нового коридора (2 перемычки);
- ГТС Лялинское и Карпинское направления Нового коридора (2 перемычки);
- ГТС Лялинское направление Нового коридора и Старый коридор (2 перемычки);
- ГТС Лялинское направление Нового коридора и Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр (5 перемычек);
- ГТС Ужгородский коридор и Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр (1 перемычка);
- ГТС Ужгородский и Тульский коридор (3 перемычки);
- ГТС Тульский коридор и Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр (4 перемычки);
- ГТС Починки – Ярославль и Нижняя Тура – Пермь–Горький–Центр (1 перемычка);
- ГТС Ужгородский коридор и Средняя Азия–Центр (1 перемычка из 10 МГ на УРГ);
- ГТС Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр и Северный Кавказ–Центр (1 перемычка из 9 МГ на УРГ);
- ГТС Тульский коридор и Средняя Азия – Центр (1 перемычка из 4 МГ на УРГ);
- ГТС Средняя Азия–Центр и Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр (2 перемычки);
- ГТС Починки–Ярославль и Грязовец–КГМО (1 перемычка);
- ГТС Малый Курск и Северный Кавказ–Центр (3 перемычки);
- ГТС Новопсковский коридор и Александров Гай–Острогожск (1 перемычка);
- ГТС Ужгородский коридор и Малый Курск (2 перемычки).

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.

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 газотранспортные общества ОАО «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 ОАО «Газпром», специализированная организация ООО «Газпром ПХГ».

Основными объектами технологической системы ПХГ являются:

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

Перечень подземных хранилищ газа

К ЕСГ подключены следующие действующие ПХГ:

- Касимовское;
- Увязовское;
- Калужское;
- Щёлковское;
- Песчано-Уметское;
- Елшанское;
- Степновское;
- Невское;
- Гатчинское;
- Хадум;
- Зелёная Свита;
- Канчуринское;
- Мусинское;
- Карашурское;
- Дмитровское;
- Михайловское;
- Кирюшкинское;
- Аманакское;
- Краснодарское;
- Кущёвское;
- Совхозное;
- Пунгинское;
- Калининградское.

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;
- Мозырьское;
- Прибугское.

Газоперерабатывающие заводы

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

газоперерабатывающие заводы и газоперерабатывающие комплексы, принадлежащие другим собственникам:

- Губкинский ГПК;
- Комсомольский ГПЗ;
- Муравленковский ГПК;
- Вынгапуровский ГПЗ;
- Локосовский ГПК;
- Нижневартовский ГПК;
- Белозёрный ГПК;
- Сургутский ГПЗ;
- Южно-Балыкский ГПЗ;
- Красноленинский ГПК;
- Миннибаевский ГПЗ;
- Нефтегорский ГПЗ;
- Зайкинский ГПК;
- Коробковский 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 ОАО «Газпром», так и другим собственникам.

В региональных системах газоснабжения осуществляют свою деятельность следующие организации:

- ОАО «Норильскгазпром»;
- ОАО «Якутгазпром»;
- ОАО «Печоранефтегазпром»;
- ООО «Сибнефть-Чукотка»;
- ОАО «Дальтрансгаз»;
- ОАО НК «Роснефть» (ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»);
- ОГУП «Сахалинская нефтяная компания»;
- ОАО «Сахатранснефтегаз»;
- ОАО «АлросаГаз»;
- ОАО «Камчатгазпром»;
- ОАО «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 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 Газпром в газораспределительной сфере в 2004 году было создано ОАО «Газпромрегионгаз» (в настоящее время – ОАО «Газпром газораспределение»), консолидирующее акции крупнейших газораспределительных организаций Российской Федерации. ОАО «Газпром газораспределение» является вертикально интегрированной компанией, осуществляющей управление деятельностью газораспределительных организаций России.

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 ГРС, которые относятся к объектам МГ.

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.

ГРП 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 газораспределительной системы

Эксплуатирующие организации газораспределительной системы распределяются по территориальному признаку регионального деления Российской Федерации (по состоянию на 2014 г.):

Республика Адыгея	ОАО «Адыггаз»
Алтайский край	ОАО «Газпром газораспределение Барнаул»
	ООО «Русьэнерго»
Республика Алтай	ОАО «Газпром газораспределение»
Архангельская область	ОАО «Газпром газораспределение»
Астраханская область	ОАО «Газпром газораспределение»
Республика Башкортостан	ОАО «Газ-Сервис»
Белгородская область	ОАО «Белгородоблгаз»
Брянская область	ОАО «Брянскоблгаз»
Владимирская область	ОАО «Владимироблгаз»
	ОАО «Газ-Гарант»
	ЗАО «Радугаэнерго»
Волгоградская область	ОАО «Волгоградоблгаз»
Вологодская область	ОАО «Газпром газораспределение»
Воронежская область	ОАО «Воронежоблгаз»
Республика Дагестан	ООО «Дагестангазсервис»
	ОАО «Махачкалагаз»
	ОАО «Даггаз»
Ивановская область	ОАО «Ивановооблгаз»

Республика Ингушетия	ОАО «Газпром газораспределение Назрань»
Кабардино-Балкарская Республика	ОАО «Каббалкгаз»
Калининградская область	ОАО «Газпром газораспределение»
Республика Калмыкия	ОАО «Калмгаз»
Калужская область	ОАО «Калугаоблгаз»
	ОАО «Малоярославецмежрайгаз»
	ОАО «Обнинскгоргаз»
	ЗАО работников «Народное предприятие «Жуковмежрайгаз»
	ОАО «Боровский завод радиотехнологического оснащения»
Камчатский край	ОАО «Газпром газораспределение»
Карачаево-Черкесская Республика	ЗАО «Газпром газораспределение Черкесск»
Республика Карелия	ЗАО «Газпром газораспределение Петрозаводск»
Кемеровская область	ОАО «Кузбассгазификация»
	ОАО «Газпром газораспределение Томск»
Кировская область	ОАО «Кировоблгаз»
Республика Коми	ОАО «Газпром газораспределение Сыктывкар»
Костромская область	ОАО «Костромаоблгаз»
Краснодарский край	ОАО «Краснодаркрайгаз»
	ОАО «Краснодаргоргаз»
	ОАО «Славянскгоргаз»
	ОАО «Предприятие «Усть-Лабинскрайгаз»
	ЗАО «Тихорецкгазсервис»
	ОАО «Апшеронскрайгаз»
	ОАО «Павловскаярайгаз»
	ОАО «Юггазсервис»
	ООО «Строительно-монтажная фирма «Прометей»
Красноярский край	ОАО «Норильскгазпром»
Курганская область	ОАО «Курганоблгаз»
	ОАО «Кургангазком»
Курская область	ОАО «Курскгаз»
Ленинградская область	ОАО «Леноблгаз»
Липецкая область	ОАО «Липецкоблгаз»
	ОАО «ОЭЗ ППТ Липецк»
Республика Марий Эл	ООО «Газпром газораспределение Йошкар-Ола»
Республика Мордовия	ОАО «Мордовгаз»
	ОАО «Саранскмежрайгаз»
Москва	ОАО «Газпром газораспределение»
Московская область	ГУП МО «Мособлгаз»

Ненецкий АО	ОАО «Нарьян-Марокргаз»
Нижегородская область	ОАО «Нижегородоблгаз»
	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»
	ОАО «Саровская газоснабжающая компания»
Новгородская область	ОАО «Газпром газораспределение Великий Новгород»
Новосибирская область	ОАО «Городские газовые сети»
	ОАО «ГазТрансКом»
	ОАО «Сибирьгазсервис»
	ОАО «Новосибирский механический завод «Искра»
Омская область	ОАО «Омскоблгаз»
	ОАО «Омскгоргаз»
	ОАО «Омскгазэксплуатация»
	ООО «Омскгазсеть»
	ОАО «Горгазэксплуатация»
	ОАО «Омскгазстройэксплуатация»
	ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»
	ООО «МЕЖОБЛГАЗ»
Оренбургская область	ОАО «Оренбургоблгаз»
Орловская область	ОАО «Орелоблгаз»
Пензенская область	ОАО «Пензагазификация»
	МП «Горгаз» (г. Заречный)
Пермский край	ЗАО «Газпром газораспределение Пермь»
Псковская область	ОАО «Псковоблгаз»
Ростовская область	ОАО «Ростовоблгаз»
	ОАО «Каменскгаз»
Рязанская область	ОАО «Рязаньоблгаз»
	ОАО «Рязаньгоргаз»
Самарская область	ООО «Средневолжская газовая компания»
	ООО «Газпром газораспределение Самара»
	ОАО «Самарагаз»
	ОАО «Сызраньгаз»
Санкт-Петербург	ООО «ПетербургГаз»
Саратовская область	ОАО «Саратоволгаз»
	ОАО «Саратовгоргаз»
	ОАО «Газсбытсервис»
	ЗАО «Шиханыгоргаз»
Республика Саха (Якутия)	ОАО «Сахатранснефтегаз»
	ОАО «Алроса-Газ»
Сахалинская область	ОАО «Газпром газораспределение»

Свердловская область	ОАО «Свердловскоблгаз»
	ЗАО «Уралсервисгаз»
	ООО «Энергоснабжающая компания»
	ЗАО «Регионгаз-инвест»
	ФГУП «Комбинат»Электрохимприбор»
	ОАО «Екатеринбурггаз»
	МУП «Новоуральскгаз»
	ЗАО «Газэкс»
Республика Северная Осетия (Алания)	ООО «Газпром газораспределение Владикавказ»
Смоленская область	ОАО «Смоленскоблгаз»
	ООО «Техно-сервис»
Ставропольский край	ОАО «Ставрополькрайгаз»
	ОАО «Шпаковскрайгаз»
	ООО «Русский хлеб»
Тамбовская область	ОАО «Тамбовоблгаз»
	ТОГУП «Водгазхоз»
Республика Татарстан	ООО «Газпром трансгаз Казань»
Тверская область	ОАО «Тверьоблгаз»
	ООО «Калашниковская энергетическая компания»
	ООО «Мега плюс»
Томская область	ОАО «Газпром газораспределение Томск»
Тульская область	ОАО «Тулаоблгаз»
	ЗАО «Тулагоргаз»
	ЗАО «Тульское предприятие тепловых сетей»
Тюменская область	ОАО «Тюменьмежрайгаз»
Республика Удмуртия	РОАО «Удмуртгаз»
Ульяновская область	ООО «Газпром газораспределение Ульяновск»
	ООО «Автогазсервис»
Хабаровский край	ОАО «Газпром газораспределение»
Ханты-Мансийский АО — Югра	МП «Ханты-Мансийскгаз»
	ОАО «Мегионгазсервис»
	ОАО «Нефтеюганскгаз»
	ОАО «Сургутгаз»
	ООО «Нефтеюганскгаз»
	ООО «Нижневартовскгаз»
	ООО «ЮграТеплоГазСтрой»
Челябинская область	ОАО «Челябинскгазком»
	ОАО «Челябинскгоргаз»
	ООО «Озерскгаз»

Чеченская Республика	ОАО «Чеченгаз»
Чувашская Республика	ОАО «Чувашсетьгаз»
Ямало-Ненецкий АО	ГУП ЯНАО «Управление по строительству газопроводов и газификации автономного округа»
	ОАО «Ново-Уренгоймежрайгаз»
	ООО «Пургазсервис»
Ярославская область	ОАО «Ярославльоблгаз»
	ОАО «Рыбинскгазсервис»

1.1.2. Реализация газа

В ОАО «Газпром» бизнес-процессы добычи, транспортировки, хранения, переработки и реализации газа разделены. Реализацию природного газа, добытого ОАО «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%-ное дочернее общество ОАО «Газпром», была создана в ходе первого этапа реформирования ОАО «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».

По состоянию на 2014 год реализацию газа в Российской Федерации осуществляют 48 РГК в 67 регионах. 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, 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 данной главе 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 учёт объёмов транспортируемого газа.

Однако неправильно считать, что диспетчерское управление строилось на пустом месте. Ещё в 1930-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 счёт 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 протяжённостью 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 объём) регулировались специальными устройствами. Причем использование ГМК позволяло эксплуатировать оборудование с практически любым давлением газа на входе. Главной задачей персонала было не допустить увеличение давления газа на выходе компрессорной станции выше рабочего.

Количество потребителей природного газа в Москве увеличивалось большими темпами, и вопрос о регулировании объёма поставляемого газа практи-

чески не стоял. Газопровод работал на максимальной загрузке практически всё 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, 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, зажжённый в Развилке летом 1946 года, не принес Москве надёжной подачи саратовского газа. Зимой этого же года на трассе газопровода образовались гидратные пробки, ликвидация которых была связана с довольно трудоёмкими 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 нём 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) объёмов поставки газа по газопроводу это производилось за счёт 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 расчёта производительности газопровода, стали первыми инструментами диспетчерского персонала газопровода. Используя эти номограммы и формулу, можно было рассчитывать возможные режимы работы, прогнозировать производитель-

ность и объёмы поставок при тех или иных ситуациях, разрабатывать планы транспорта и балансы газа.

Одновременно с развитием поставок природного газа шла газификация городов за счёт 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: Киева, Брянска. Диспетчерский персонал должен был составлять балансы газа по газопроводу. Функции диспетчерской службы расширились, но всё равно на этом этапе они в основном сводились к контролю технологического режима и учёту объёмов 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 ещё 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. Причём 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 (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, оснащённом разнотипными ГПА, оказалось делом непростым. Отсутствовали необходимые 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 расчёты газопроводов основывались на применении различных эмпирических формул, в том числе формулы Веймаута. На газопроводе диаметром более 300 *мм* эта формула была не точна. Всесоюзному научно-исследовательскому институту газовой промышленности СССР (ВНИИГАЗ) была поставлена задача в кратчайшие сроки провести необходимые исследования для получения формулы расчёта 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 учёта поставок газа потребителям.

Впервые на газопроводе Ставрополь–Москва в качестве привода центробежного газового нагнетателя 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, при эксплуатации газопровода было не совсем удобно. В 1962 году ВНИИГАЗом были разработаны приведённые характеристики ЦБН, которые успешно использовались не одним поколением диспетчерского персонала. Применение газотурбинного привода позволяло производить регулировку

параметров работы газопровода путём 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. Также 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 характеристик 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 газа 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 1960-х 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.). Манёвра 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 – Щёлковское и Калужское, которые должны были сгладить зимние пики газопотребления, находились тогда в стадии освоения – шёл 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 1950-х – начале 1960-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».

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 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 объём поставленного газа в совокупности, когда поочередно останавливались звенья системы.

В ОДУ пришли к выводу, что эти работы надо проводить комплексно, на плановой основе, с учётом функционирования всей ЕСГ. В итоге появился комплексный график планово-профилактических работ, в котором учитывались все предстоящие ремонтные работы. Впоследствии он стал называться «План комплексов ППР». С тех пор без санкции ДУ плановые и профилактические работы на газопроводах не проводились. В результате надёжность 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, 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 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 100 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 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 Министерства газовой промышленности СССР. Из ГВЦ информация передавалась в Министерство и распечатывалась на специальных машинах в виде сводок. Эти сводки и направлялись в ЦДУ. Система с различными изменениями и модернизациями просуществовала с 1976 по 1988 год.

С 1985 по 1988 год разрабатывали и внедряли автоматизированную систему сбора, передачи, отображения оперативной технологической информации. 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 основная информационная система Газпром и диспетчерского управления существует и до настоящего времени.

Количество планово-профилактических и внеплановых ремонтных работ на магистральных газопроводах постоянно росло. Необходимо было обеспечить их синхронное выполнение таким образом, чтобы не нарушать объёмы

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 г. – в РАО «Газпром».

22 января 1990 года ЦДУ ЕСГ СССР было преобразовано в Центральное производственно-диспетчерское управление Государственного газового концерна «Газпром» с филиалом в 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 ЕСГ. Первым в 1997 году появился электронный диспетчерский журнал. Количество информации (параметров) 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 раздробление 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 France (Франция), Gasum Oy (Финляндия), SNAM (Италия), Slovtransgaz (Словакия), компания EuRoPol GAZ (Польша), MOL (Венгрия), а также многосторонние диспетчерские соглашения с газовыми компаниями, участвующими в поставках и транспортировке газа в Балканском направлении и Турцию: Bulgartransgaz (Болгария), компания BOTAS (Турция), Ukrtransgaz AC of NJSC Naftogaz of Ukraine (Украина), Moldovagaz (Молдова), SNTGN Transgaz SA (Румыния), GA-MA AD (Македония), DEPA SA (Греция).

Ускоренное развитие в девяностые годы информационных технологий и компьютерной техники непосредственно отразилось и на диспетчерском управлении. АСДУ ЕСГ постоянно развивалась. 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, 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 «Тюментрансгаз» (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 ОАО «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 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 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.

2. Диспетчерское управление всегда базировалось на управлении технологическими процессами газовой отрасли и строилось от управления работой 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 ОАО «Газпром», внедрение современных средств передачи, хранения и обработки данных.

Для выполнения поставленных целей начались проектирование и разработка информационно-управляющих систем технологических процессов, в том числе и модернизация АСДУ.

1.3. Классификация бизнес-процессов Группы Газпром

1.3.1. Введение 54
1.3.2. Описание групп бизнес-процессов 54
1.3.3. Производственные бизнес-процессы 54
1.3.3.1. Производственные бизнес-процессы газового бизнеса 54
1.3.3.2. Производственные бизнес-процессы нефтяного бизнеса 57
1.3.3.3. Производственные бизнес-процессы электроэнергетического бизнеса 60
1.3.4. Прочие виды бизнеса 61
1.3.5. Функциональные бизнес-процессы 61
1.3.6. Бизнес-процесс диспетчерского управления процессами добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа 64
1.3.6.1. Модель управления 65
1.3.6.2. Процессы планирования 65
1.3.6.3. Управление запасами, потоками газа в ЕСГ и режимами работы ГТС 67
1.3.6.4. Процессы контроля 68
1.3.6.5. Процессы формирования отчётности 69
1.3.6.6. Ведение НСИ 69
1.3.6.7. Сопровождение схем и карт различного назначения 69
1.3.6.8. Описание модели бизнес-процессов диспетчерского управления 69

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-процессы* и *функциональные бизнес-процессы*.

Производственные бизнес-процессы направлены на получение конечной продукции или 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, включает:

- ведение лицензионной деятельности;
- геолого-разведочные работы (включая проведение сейсмических и других наземных исследований, проведение их 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;
- проектно-изыскательские работы;
- 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;
- 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;
- 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 взаиморасчёты;
- управление взаимодействием с клиентами и партнёрами;
- 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, включает:

- ведение лицензионной деятельности;
- геолого-разведочные работы (включая проведение сейсмических и других наземных исследований, проведение их 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;
- интенсификацию добычи;
- промысловый транспорт;
- комплексную подготовку 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:

- взаиморасчёты;
- 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 её 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 взаиморасчёты;
- 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 расчётами.

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

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

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

Управленческий учет, в задачи которого входят 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 учёт;
- 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 входят 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;
- разработка и эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами;
- 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, формирование консолидированной финансовой отчетности по международным стандартам финансовой отчетности (МСФО).

Юридическое сопровождение, в задачи которого входят 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 входит управление:

- экономической безопасностью;
- физической безопасностью;
- информационной безопасностью;
- упромышленной безопасностью;
- гражданской обороной и чрезвычайными ситуациями.

Охрана окружающей среды, в задачи которой входят 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 входят 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 входят 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;
- государственными органами;
- коммерческими и некоммерческими организациями;
- местным населением и общественностью;
- 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 горизонтальную интеграцию;
- бизнес-процессы диспетчерского управления привязаны к уровням диспетчерского управления.

Под вертикальной интеграцией процессов диспетчерского управления понимается связь процессов верхнего уровня управления диспетчерской дея-

тельностью с процессами нижнего уровня. Бизнес-модель включает бизнес-процессы, выполняемые на следующих уровнях управления диспетчерской деятельностью ОАО «Газпром»:

- корпоративный уровень управления, включая:
  - департамент, ответственный за финансово-экономическую деятельность;
  - Центральный производственно-диспетчерский департамент ОАО «Газпром»;
- дочерние общества, включая:
  - производственно-диспетчерскую службу дочернего общества;
  - диспетчерскую службу филиала;
  - 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 ОАО «Газпром» применяется 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 диспетчерском управлениии 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 газа предприятиями Группы Газпром;
- планы добычи газа независимыми поставщиками;
- 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, отвечающем за финансово-экономические вопросы, и служит базой для формирования годовых планов транспорта газа, добычи газа, закачки/отбора газа на ПХГ. Планы транспорта газа устанавливают объёмы поставок газа по ГТС на границах дочерних обществ ОАО «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 расчитываются 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:

- фактического состояния 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 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 перерасчёт режимов). При невозможно-

сти 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, независмых поставщиков газа и др.;
  - объёмов потребления дочерними обществами;
  - объёмов отбора/закачки газа в ПХГ;
  - объёмов по межсистемным перетокам;
  - 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;
  - 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;
  - комплексам ППР.

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

1.3.6.5. Процессы формирования отчётности

Процессами формирования отчётности является подготовка оперативных отчётов и сводок, а также сложных аналитических отчётов.

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

1.3.6.6. Ведение НСИ

При ведении Нормативно-справочной информации должно быть организовано 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 ОАО «Газпром»

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/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 транспорта газа					

Продолжение табл. I.3.1

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
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 3-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 формирования 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 объёмов поставок газа потребителям по отраслям промышленности, поставщикам, газотранспортным и газодобывающим предприятиям общества и субъектов 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 плана-графика комплексов ППР на следующий календарный год					
1.2.3.2	Определение технически возможной пропускной способности и производительности участков ГТС с учётом ремонтных работ					
1.2.4	Анализ разработанных в ФЭД годовых планов транспорта газа с разбивкой по кварталам, с учётом планируемых ремонтных работ и возможностей ГТС					

Продолжение табл. 1.3.1

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
1.2.5	Расчёт 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					
1.2.7.1	Разработка плана потоков газа по ГТС ЕСГ с разбивкой по кварталам и участкам на основе утверждённого годового плана 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 ЕСГ 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 в ФЭД квартального плана транспорта газа с учётом 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 потоков газа по ГТС ЕСГ с разбивкой по месяцам и участкам на основе утверждённого квартального плана транспорта газа					
1.3.2	Месячное среднесрочное планирование потоков газа по ГТС и режимов работы газотранспортного оборудования					

Продолжение табл. 1.3.1

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
1.3.2.1	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 учётом уточнённого 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 расчётов 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					
1.3.2.6	Разработка (уточнение) месячного плана потоков газа по ГТС ЕСГ с разбивкой по участкам на основе утверждённого квартального 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 ЕСГ 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 ОАО «Газпром» и утверждённого баланса газа					
2.1.1.2	Анализ состояния газотранспортного оборудования и проводимых ремонтных работ на ГТС ЕСГ					
2.1.1.3	Анализ состояния объектов добычи ОАО «Газпром» и независимых поставщиков газа					

Продолжение табл. 1.3.1

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
2.1.1.4	Анализ фактического суточного 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 – транзитёрами российского газа в Европу					
2.1.1.7	Анализ краткосрочных прогнозных показателей (погода, потребление, добыча, экспорт и импорт)					
2.1.1.8	Планирование (расчёт) 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 суточного баланса газа ГТО					
2.1.2.2	Анализ состояния газотранспортного оборудования, межсистемных перемычек и проводимых ремонтных работ					
2.1.2.3	Анализ краткосрочных прогнозных показателей (погода, потребление, запрашиваемые ремонтные работы)					
2.1.2.4	Анализ диспетчерского задания ЦПДД					
2.1.2.5	Расчёт необходимых корректировок режима работы ГТС с учётом 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					

Продолжение табл. I.3.1

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
2.1.2.10	Передача управляющих воздействий газоперекачивающему оборудованию для изменения режимов 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 плановых показателей ОАО «Газпром» и утверждённого 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 Росийской Федерации по отраслям промышленности, поставщикам, газотранспортным и газодобывающим предприятиям Общества и субъектов 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 точки 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					
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, в ходе ремонтных работ, состоянию ГТС					
2.1.3.12	Обмен режимно-технической информацией с ЛПУ МГ и сопредельными ДО и ЦПДД					

Продолжение табл. 1.3.1

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/функции	Уровень выполнения				
		ФЭД	1-й уровень ЦПДД	2-й уровень ПДС ГТО	3-й уровень ДС ЛПУ	4-й уровень ЦЕХ
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 утверждённым 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	Расчёт режима работы ГТС ГТО с учётом вышедшего из строя оборудования для обеспечения выполнения диспетчерского задания					
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	Учёт 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 балансовых показателей по ЕСГ с фактическими балансовыми показателями					
3.1.6	Мониторинг небаланса газа по ЕСГ Российской Федерации					
3.1.7	Разработка прогнозных, сравнительных и отчётных 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 и анализ поставок газа потребителям					

Окончание табл. I.3.1

№ п/п	Наименование бизнес-процесса/ подпроцессов/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, суточный)					
3.4.3	Мониторинг «переборщиков» газа и подготовка сводок по ним					
3.5	Контроль выполнения основных 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 отчётности					
4.1	Формирование оперативной отчётности					
4.2	Формирование сводной и аналитической отчётности					
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 объёмов транспортировки газа, его качественных показателей и технических возможностей ГТС ЕСГ					
7.3	Формирование заключения о соответствии заявленных объёмов утверждённому балансу газа и договорам поставок					

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

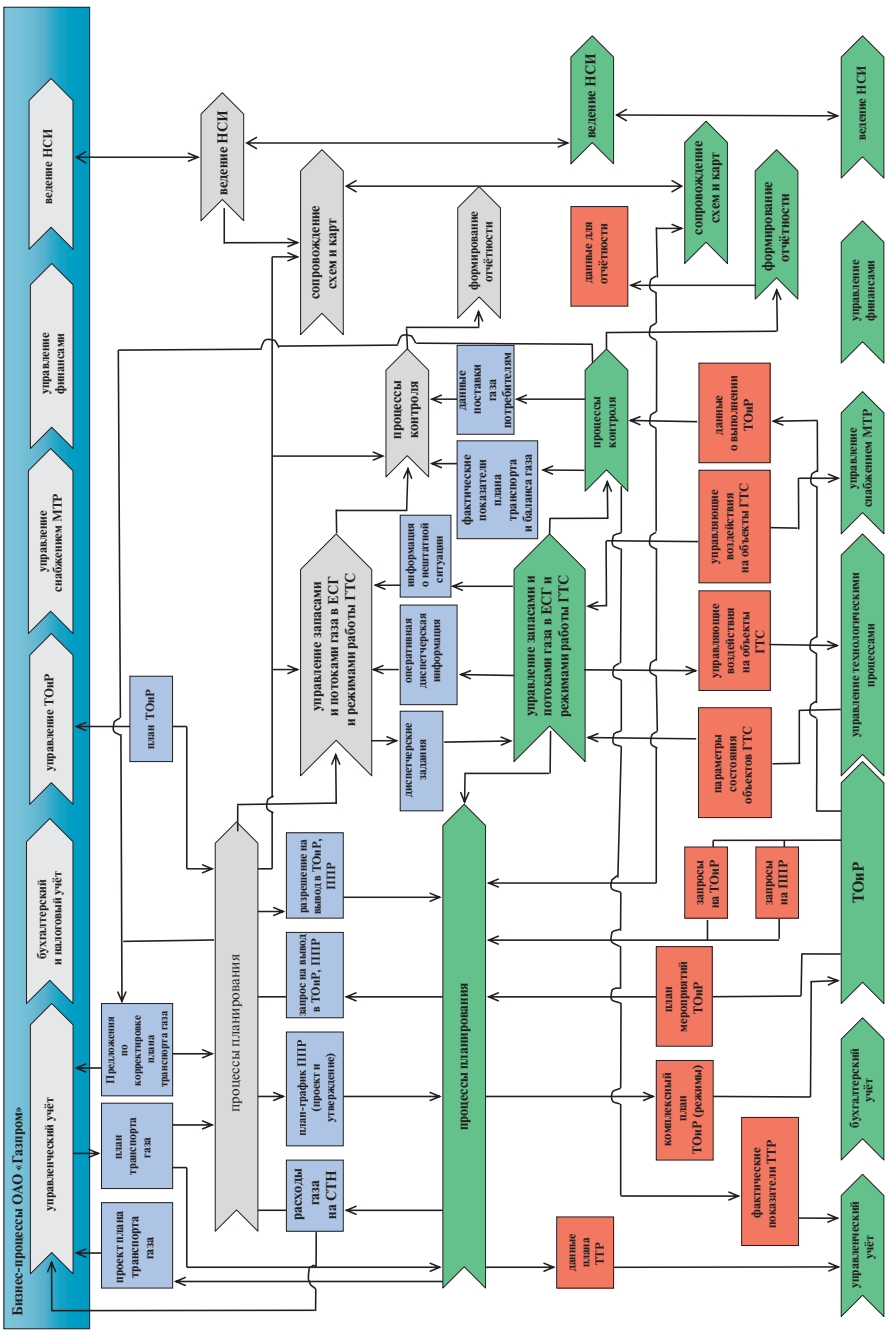


Рис. 1.3.1. Диаграмма процесса диспетчерского управления

1.4. Роль и значение диспетчерского управления в функционировании систем газоснабжения и управления предприятием

1.4.1. Введение 79
1.4.2. Составляющие процесса управления предприятием 80
1.4.2.1. Технологическое управление 81
1.4.2.2. Оперативное управление производством 82
1.4.2.3. Ресурсное управление 83
1.4.2.4. Взаимодействие систем управления 83
1.4.2.5. Особенности диспетчерского управления 84

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 ОАО «Газпром» как её владелец. Значение этой функции трудно переоценить, учитывая масштабы, разветвлённость и мощность ЕСГ.

Высшим органом диспетчерского управления ЕСГ является ЦПДД ОАО «Газпром». ЦПДД опосредованно участвует в обеспечении выполнения контрактных и договорных обязательств по поставкам газа российским и зарубежным потребителям путём 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 ОАО «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 ОАО «Газпром».

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

Диспетчерское управление в ОАО «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.

Ещё более тесная технологическая связь существует между транспортом и подземным хранением газа. Объекты ПХГ максимально эффективно могут работать только при соблюдении определённых 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.

Более сложные связи возникают при реализации газа потребителям. В этом случае в цепочке появляются структуры ОАО «Газпром», отвечающие за реализацию газа, причем как на технологическом, так и на коммерческом уровне. 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, тяжёлых погодных условиях или возникновении аварийных ситуаций) вступает в действие централизованное диспетчерское управление, как это предусмотрено Федеральным законодательством. Основными для ОАО «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 ОАО «Газпром».

1.4.2. Составляющие процесса управления предприятием

Процесс управления производственным предприятием можно условно разделить на три составляющие:

- 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, систем автоматического управления, 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) (см. разд. 1.5) 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**, 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:

- даёт возможность контролировать выполнение планов добычи, транспорта, хранения 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 техноло-

гической составляющей управленческого процесса – выполняет диспетчерское управление ЕСГ. MES-система – это прежде всего система диспетчерского управления, являющаяся связующим 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.



Рис. 1.4.1. Информационно-управляющая структура производственного предприятия

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

Диспетчерское управление, являясь одной из основных функций MES-системы, занимает 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

1.5.1. Общие положения 86
1.5.2. Уровни диспетчерского управления системами газоснабжения . . . 87
1.5.2.1. Уровни диспетчерского управления ЕСГ 88
1.5.2.2. Уровни диспетчерского управления газораспределительной системой 88
1.5.2.3. Уровни диспетчерского управления региональными системами газоснабжения 88
1.5.2.4. Уровни диспетчерского управления независимых производителей и поставщиков газа 89
1.5.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления 89
1.5.3.1. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления в ЕСГ 89
1.5.3.2. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления поставками (реализацией) газа 92
1.5.3.3. Цели и средства обеспечения процессов диспетчерского управления газораспределительными системами 93

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 заключёнными 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.

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.

1.5.2. 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 и 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 – ГТО и ГДО ОАО «Газпром», ПДУ ООО «Газпром ПХГ», ПДС ООО «Газпром переработка», ОДС ООО «Газпром межрегионгаз».
- III уровень – диспетчерские службы линейно-производственных управлений магистральных газопроводов 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 ОАО «Газпром газораспределение».
- II уровень – Центральная диспетчерская служба газораспределительной организации.
- III уровень – Аварийная диспетчерская служба газораспределительной организации.

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 трехуровневой системы.

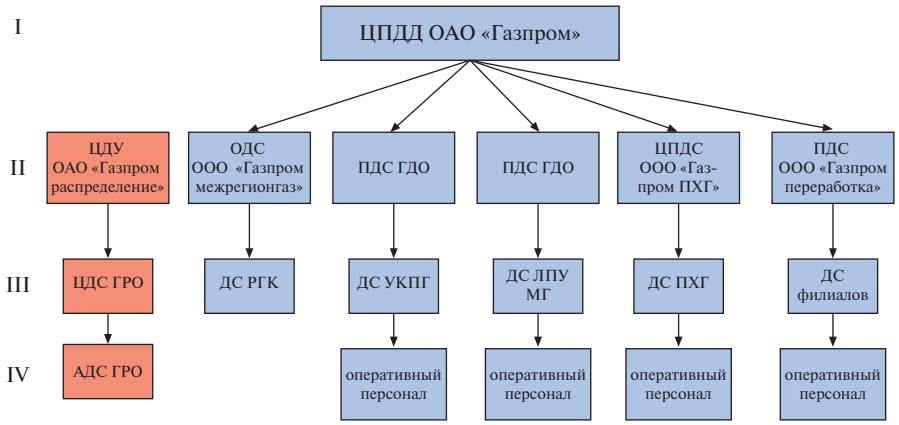


Рис. 1.5.1. Структура и уровни диспетчерского управления ЕСГ и газораспределительными системами

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) определённых объёмов 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 объёмов 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 объёмах, 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 объёмах, 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.

- Четвёртый 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 объёмов 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 объёмов газа по сетям газораспределения.
  - ***Средством*** достижения цели является контроль объёмов 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 объёмов 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 газораспределительными системами

1.6. Виды диспетчерского управления газотранспортными системами

1.6.1. Общие положения 95
1.6.2. Технологическое управление 96
1.6.2.1. Классическое режимно-технологическое управление 96
1.6.2.2. Низконапорный транспорт газа 96
1.6.3. Коммерческое управление 103
1.6.4. Комбинированное управление 104
1.6.4.1. Западноевропейская модель управления 104
1.6.4.2. Управление на основе зон коммерческой балансировки 105
1.6.4.3. Управление запасами газа 108

1.6.1. Общие положения

Принципы, закладывающиеся в управление системами газоснабжения, в том числе и газотранспортными системами, тесно связаны 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 – обеспечение 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 внимания к экономии топливно-энергетических ресурсов. Разрабатывались программы экономии топливного газа и электроэнергии, внедрялись мероприятия на основе Киотского протокола. Диспетчерское управление стало уделять больше внимания оптимизации режимов транспорта газа.

В последние годы – при переходе к рыночным отношениям, появлении независимых производителей и поставщиков газа, создании 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 выдвигает 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 которой в основном регулируются оперативные балансы отдельных ГТС. Величина расхода топливного газа не является приоритетной 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 проектных (максимальных) показателей.

Конечно, и в это время диспетчерское управление рассматривало вопросы экономии топливного газа, оптимизации режимов транспорта газа и затрат, с ним связанных. 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 также 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 недоиспользо-

ванию мощности КС и разгрузке линейной части МГ и, как следствие, повышенному расходу топливно-энергетических ресурсов 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 создаёт 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 компримировании 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 1,36 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 порядке;
- применение СПЧ со степенью сжатия 1,36 и ниже.

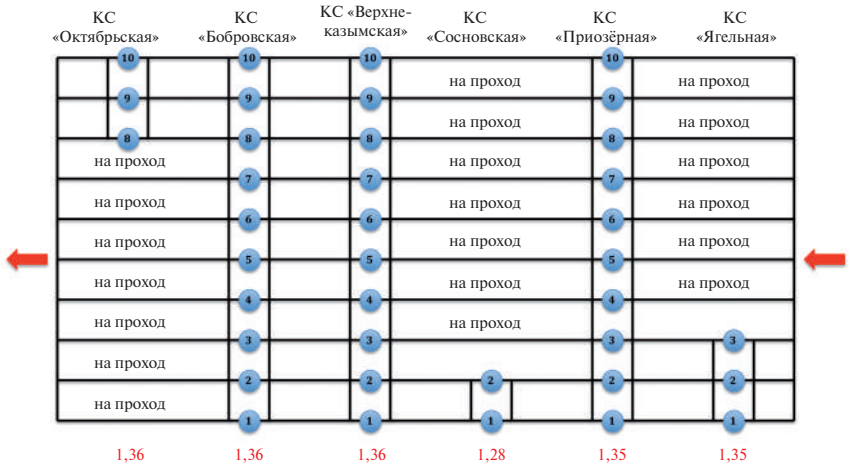


Рис. 1.6.1. Пример конфигурации участка ГТС ООО «Газпром трансгаз Югорск», обеспечивающей транспортировку 850 млн м^3/сут (затраты топливного газа – 13,84 млн м^3/сут, степень сжатия < 1,36)

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 (компримирование всего или большей части объёма 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 расчётным путём;

- 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;

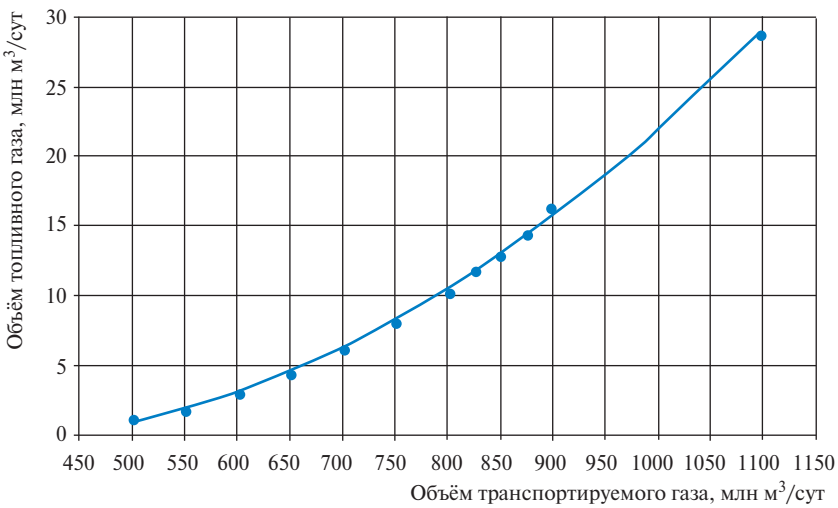


Рис. 1.6.2. Пример зависимости затрат топливного газа от объёма транспортируемого газа на участке ГТС

- эксплуатация КС со степенями сжатия, не превышающими 1,36–1,37, в некоторых 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 объёма топливного газа;

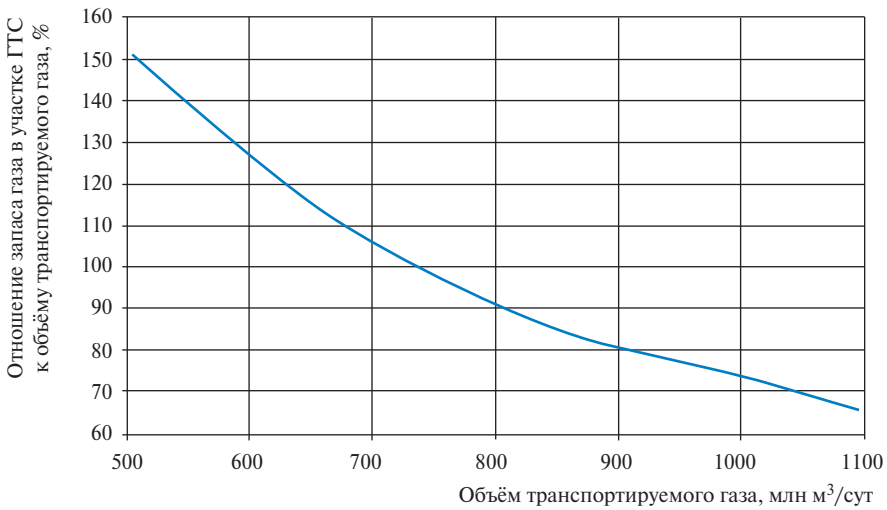


Рис. 1.6.3. Пример зависимости оптимальных относительных значений запаса газа в участке газотранспортной системы от объёма транспортируемого газа на участке ГТС

- низконапорные модификации СПЧ целесообразно использовать на КС через одну станцию по ходу газа;
- реконструкция ГПА участка ГТС на одной КС с заменой СПЧ на низконапорные модификации с номинальной степенью сжатия 1,36 может обеспечить около 1 % экономии топливного газа. Реконструкция всех ГПА участка ГТС (6 КС) с заменой на СПЧ-1,36 может обеспечить до 2 % 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;

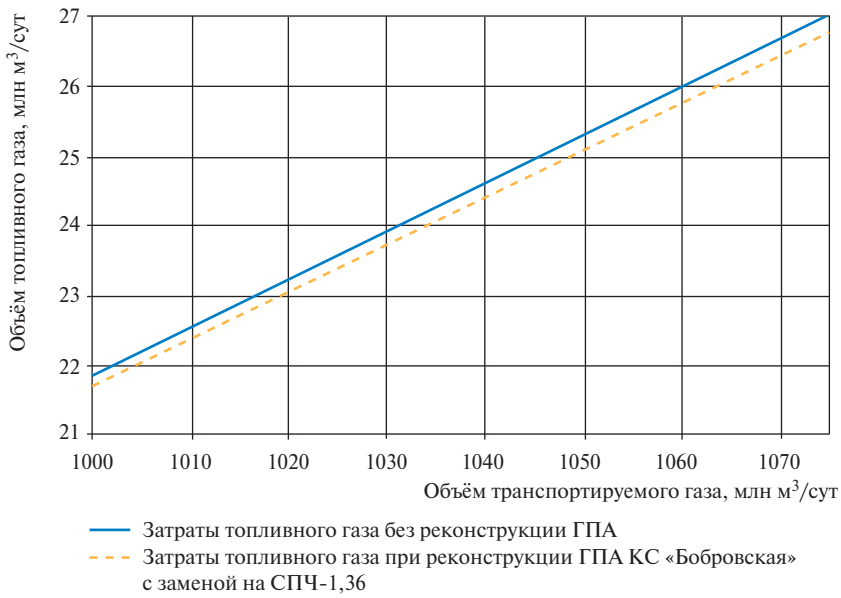


Рис. 1.6.4. Пример зависимости объёма топливного газа от объёма транспортируемого газа на участке ГТС (при существующем парке ГПА и с учётом реконструкции ГПА на одной КС с заменой на СПЧ-1,36)

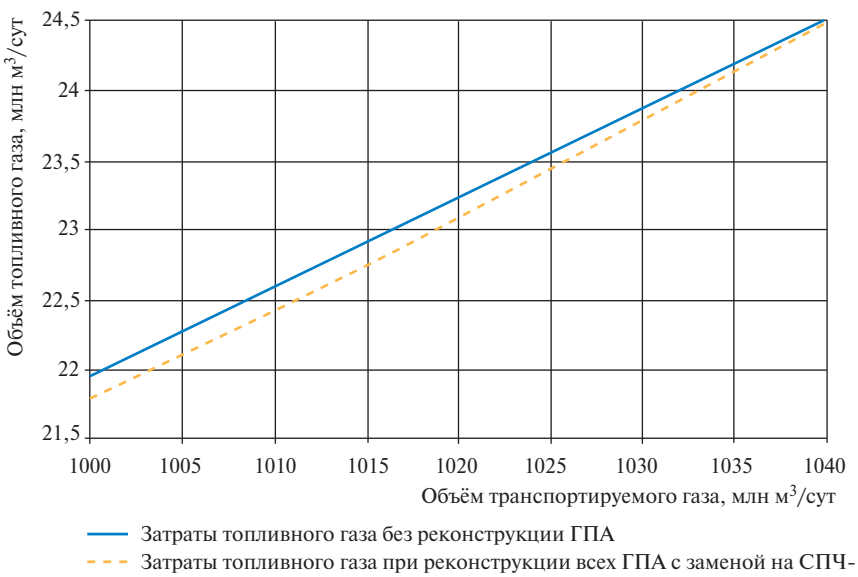


Рис. 1.6.5. Пример зависимости объёма топливного газа от объёма транспортируемого газа (при существующем парке газоперекачивающих агрегатов и с учётом реконструкции всех газоперекачивающих агрегатов участка газотранспортной системы с заменой на СПЧ-1,36)

- при проведении ремонтных работ на линейной части МГ максимальная экономия ТЭР достигается путём 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 компримирования 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 расчётным 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» [100]. Для этого необходимо выполнить следующие этапы работы:

1. Сформировать расчётную модель ГТС в ПВК моделирования и оптимизации режимов транспорта газа.

2. Выполнить адаптацию расчётной 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 транспор-

тируемого 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, что 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 объёмов 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 счёт 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 является 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 договоры, 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 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 объём 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 (см. раздел 4.4):

- 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 Санкт-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 Западно-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 «Прохоровка (граница между ООО «Газпром трансгаз Краснодар» и «Укртрансгаз», Украина) – объём подачи в зону формируется от объёмов подачи газа от НАК «Нафтогаз Украины» (Украина) по МГ Ставрополь–Москва I, Краснодарский край–Серпухов II 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 ЕСГ;
- диспетчерское управление всегда базировалось на управлении технологическими процессами газовой отрасли и строилось от управления оборудованием промыслов, газотранспортного оборудования и оборудования подземных хранилищ газа;
- 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 системы 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 решение. Основная связь осуществляется от технологического подчинения нижестоящего уровня вышестоящему. В то же время технологическое и административное подчинение диспетчерского персонала разных уровней 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 (давление, 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 отчётности о величине запаса газа в ГТС запас по сути дела является инструментом диспетчера для регулирования различного рода разбалансов газотранспортных систем;
- данные бухгалтерского учёта запаса газа и данные технологических расчётов 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, выделение бизнеса Газпрома 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 Газпрома. 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 (см. раздел 4.2).

Среднее давление газа в линейном участке рассчитывается по формуле (4.1.51), исходя из абсолютного и избыточного давления газа в начале и в конце линейного участка газопровода (см. разделы 4.1 и 4.3).

Средняя температура газа рассчитывается по формуле (4.3.5) или (4.3.11), исходя из температуры газа в начале и в конце линейного участка газопровода с учётом температуры грунта (см. раздел 4.3).

Расчёт запаса газа осуществляется на основе инструкции по расчёту запаса газа, утверждённой начальником ЦПДД Б.С. Посягиным [73].

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 кубических метрах 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 расчётного участка;
- ***Запас газа максимальный фактический***: фактически достигнутое максимальное количество газа в расчётном участке, зафиксированное в дис-

петчерском журнале за многолетнее наблюдение при данной конфигурации расчётного 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 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 расчётной схемы газотранспортной системы;
- ***Расчётная 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;
- ***Расчётный участок газотранспортной системы***: часть расчётной схемы газотранспортной системы, не имеющая внутри своей топологии соединений с другими частями расчётной 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 бóльшая 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 потребления через все ГРС, подключённые после рассматриваемого участка, и объёмы, проходящие через граничные ГИС);
- склад обеспечения сектора ГРС (договорные объёмы потребителей, подключённых 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 определён 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) (см. раздел 4.4).

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 протяжённости 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 образуется путем создания режима работы всего оборудования ГТС. Создание режима работы ГТС может обеспечиваться за счёт:

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

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 может рассчитываться, исходя из главного условия – достижения максимального запаса газа.

Оперативный расчёт ресурсной базы можно получить как разницу между максимальным и фактическим запасом газа во всей ЕСГ. Оперативная величина необходимых ресурсов газа может стать новым понятием в диспетчерском управлении.

С учётом создания наиболее эффективных технологических режимов работы промыслов и ПХГ на определённых участках ГТС наличие максимального запаса газа может оказаться не обязательным. Определение этих участ-

ков 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 управление должно быть направлено на ***постоянное достижение максимально возможного запаса газа в трубах ГТС***. Это является главной целью диспетчерского управления.

Планирование реализации газа (договора на реализацию газа) также может строиться из условия наличия максимального запаса газа. Невозможно реализовать (отобрать для реализации) больше газа, чем 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), потреблением газа на собственные нужды для обеспечения работы газотранспортных мощностей, ПХГ, технологическими потерями 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 ГТС неэффективно, необходимо стремиться к максимальному (по крайней 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 ОАО «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 расчёте диспетчерских заданий на сутки. План транспорта газа может создаваться из условия технологического максимального запаса газа во всех ГТС ЕСГ. Он может 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 создаётся 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, – достижение 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, подключённых 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 (см. раздел 4.4). 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 (см. раздел 4.2);
- ***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, можно рассчитывать 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 определёнными характеристиками. На основе этих характеристик можно разработать алгоритмы системы управления запасами газа (автоматизация расчётов для выработки управленческих решений и расчётов коэффициентов оценки эффективности диспетчерского управления).

Данными для расчётов характеристик являются:

- НСИ участков МГ ГТС:
  - длина МГ;
  - $D_{\text{у}}$ МГ;
  - $P_{\text{раб}}$;
  - 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.

  Примечание – Достичь максимального значения запаса газа на участке ГСТ можно за короткое время, загрузив максимально возможное количество ГПА и затратив при этом большое количество топливного газа; можно построить некий оптимальный режим работы ГПА, сократив количество топливного газа, но увеличив время; можно 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 можно 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 расчёте 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 компримирования, минимальный неснижаемый запас газа рассчитывается, исходя из минимального давления газа на входе в ГПА КС, определённого 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 компримирования, 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;
- величина 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 приближен 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 бóльшими 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. невыборку 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 товаротранспорт-

ной 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 расчётного запаса к фактическому запасу);
- скорость изменения запаса газа (разница между фактическим запасом газа за 1-е и 2-е отчётные периоды времени);
- равномерность распределения запаса газа по участкам газотранспортной системы (разница между максимальным и минимальным запасами газа на участке системы);
- коэффициент пополнения запаса газа (отношение 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 Газпрома.

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 рассчитывать с учётом 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 связанным. 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, невыборка 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 значения 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 реше-

ний, а именно дополнительные затраты за время работы системы с запасами газа меньше максимальных. В то же время, если система не подготовлена к прогнозируемому «откату», это повлечёт за собой дополнительные пуски и остановы ГПА, что выразится также в дополнительных затратах. Важной составляющей диспетчерского управления запасами газа должна стать оптимизация затрат при принятии решений.

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

Рассчитывая принятие 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
ОБЪЕКТЫ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Добыча газа

2.1.1. Принципы геологии газа 125
2.1.2. Принципы технологии добычи газа 128
2.1.3. Газовая скважина 130
2.1.3.1. Конструкция газовой скважины 130
2.1.3.2. Оборудование устья скважины 132
2.1.3.3. Способы бурения скважин 134
2.1.3.4. Типы буровых скважин 135
2.1.3.5. Виды буровых скважин 135
2.1.4. Принципиальная схема газового промысла 137
2.1.4.1. Конфигурация газосборных сетей 139
2.1.4.2. Газосборный коллектор 142
2.1.4.3. Подготовка газа к дальнему транспорту 142
Сепарация газа 144
Классификация сепараторов 144
Принцип сепарации газа 145
Низкотемпературная сепарация газа 147
Осушка газа 151
Абсорбер 152
Десорбер 154
Адсорбер 155
2.1.4.4. Межпромысловые газопроводы 156
2.1.5. Этапы и периоды эксплуатации месторождения 156
2.1.5.1. Дожимные компрессорные станции 159
2.1.6. Эксплуатация месторождения 159
2.1.6.1. Ресурсы и запасы газа в месторождении 159
2.1.6.2. Режим работы месторождения, пласта, скважины 161
2.1.6.3. Управление режимом работы месторождения, пласта, скважины 162

2.1. Добыча газа

2.1.1 Принципы геологии газа

Движение земной коры, эрозия и другие процессы создали в земле структуры (ловушки), благоприятные для накопления нефти и газа.

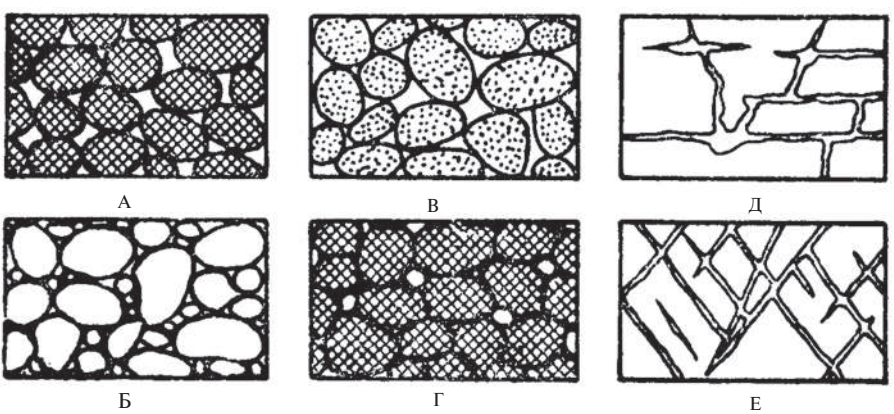
Все горные породы пористы, т.е. имеют пустоты. Часть общего объёма породы, представляемая пустотами, называется пористостью породы. Объём всех пустот породы, включая поры, каверны, трещины и т.д., называют физической или абсолютной пористостью. Пористость породы зависит:

- от взаимного расположения и укладки зёрен породы;
- формы зёрен породы;
- величины зёрен породы;
- степени отсортированности слагающих породу частиц;
- количества цемента;
- трещиноватости породы;
- наличия каверн и каналов;
- наличия пор внутри самих зёрен.

Пространство между зёрнами породы называется поровым пространством.

Различают пористость (рис. 2.1.1):

- общую (полную, абсолютную, физическую) – сумма всех пустот породы (связанных и не связанных между собой);



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. 2.1.1. Различные типы поровых пространств в породе

- 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 газ и пропускать их сквозь себя. Свойство пористой среды пропускать сквозь себя жидкости и газы называется проницаемостью. Также свойством пористой породы является способность удерживать в состоянии капиллярного равновесия некоторое количество воды.

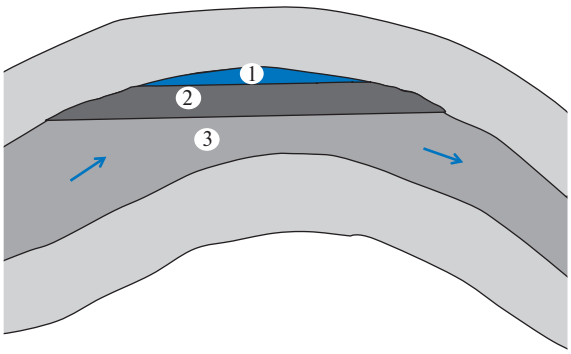
Таблица 2.1.1

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

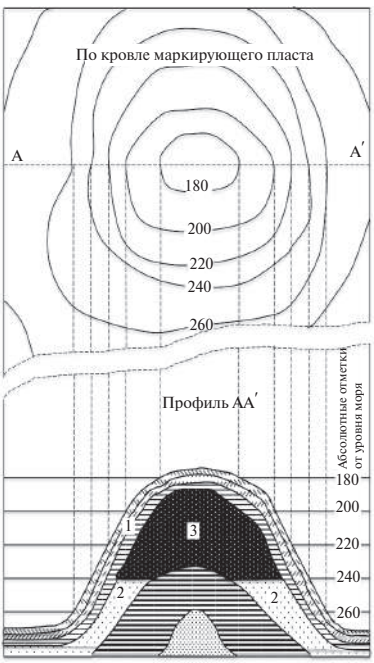
Жидкости и газы содержатся в порах и трещинах песчаников, доломитов, известняков, сланцев, мела и других пористых сред.

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. 2.1.2 и 2.1.3).



1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода

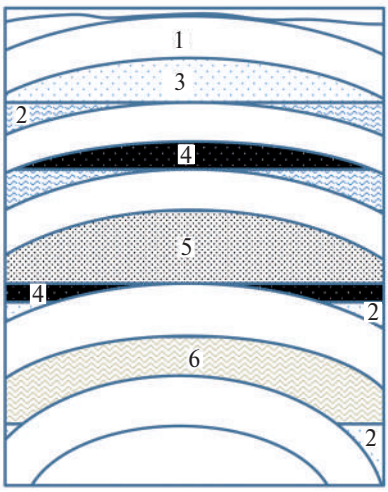
Рис. 2.1.2. Нефтегазовая залежь



1 – порода; 2 – вода; 3 – нефть и газ

Рис. 2.1.3. 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. 2.1.4).



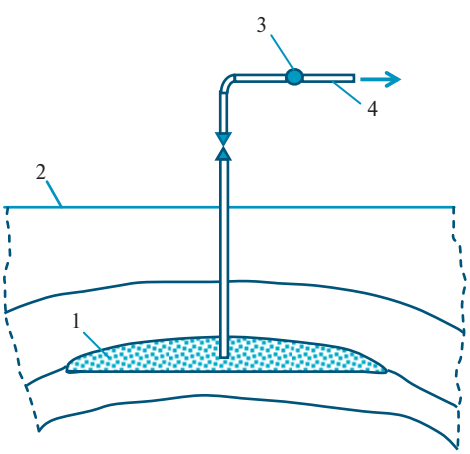
1 – поверхность земли; 2 – вода; 3 – газ; 4 – нефть, содержащая растворённый газ; 5 – газ, содержащий растворённые жидкие углеводороды; 6 – однофазная жидкость

Рис. 2.1.4. Залегание нефти и газа

2.1.2. Принципы технологии добычи газа

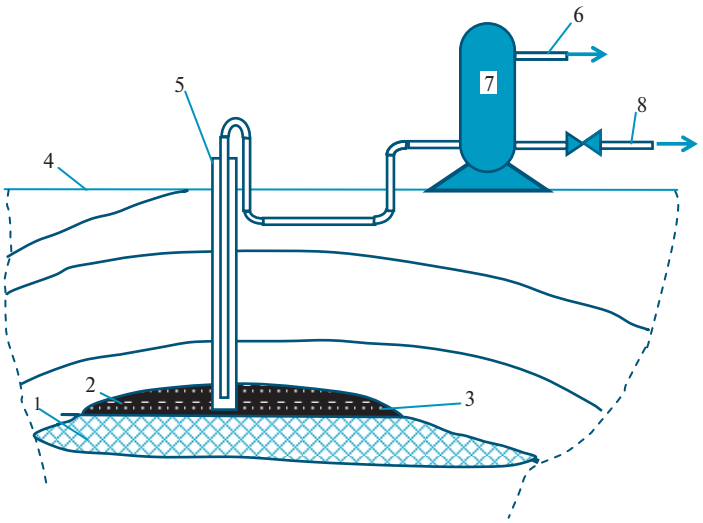
В зависимости от глубины залегания углеводородов (нефть и газ) существуют и различные принципиальные схемы их добычи.

В случае неглубокого залегания при низких пластовых давлениях возможна непосредственная, «чистая» добыча нефти или газа (рис. 2.1.5 и 2.1.6).



1 – газ; 2 – поверхность земли; 3 – газовый счётчик; 4 – система сбора природного газа

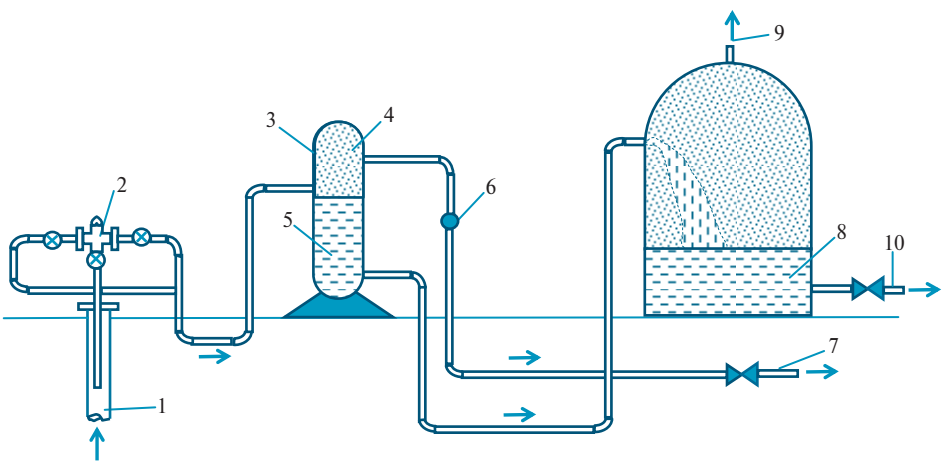
Рис. 2.1.5. Схема добычи газа из скважины небольшой глубины



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. 2.1.6. 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. 2.1.7).



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. 2.1.7. Схема добычи газа и жидкости (конденсат или нефть) из скважины с растворённым газом

2.1.3. Газовая скважина

2.1.3.1. 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).

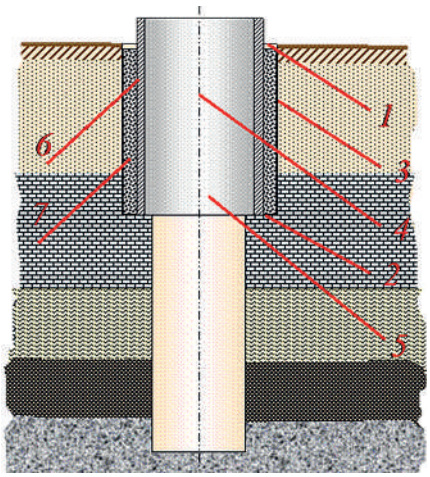


Рис. 2.1.8. Элементы конструкции скважины

Основными элементами любой конструкции газовой скважины являются (рис. 2.1.8):

- устье скважины (1) – пересечение трассы скважины с земной поверхностью;
- 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 различной 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.

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 (рис. 2.1.9).

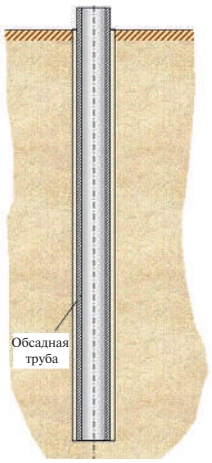


Рис. 2.1.9. Обсадная труба в скважине

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, обводнения продуктивных пластов, загрязнения источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных в скважины обсадных колонн.

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. 2.1.10).

Таким образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создаётся устойчивое подземное сооружение определённой конструкции.

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 способе и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом (рис. 2.1.11).

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.

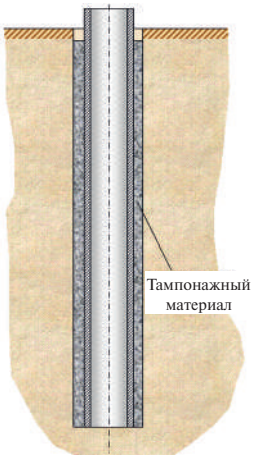


Рис. 2.1.10. Схема крепления скважины

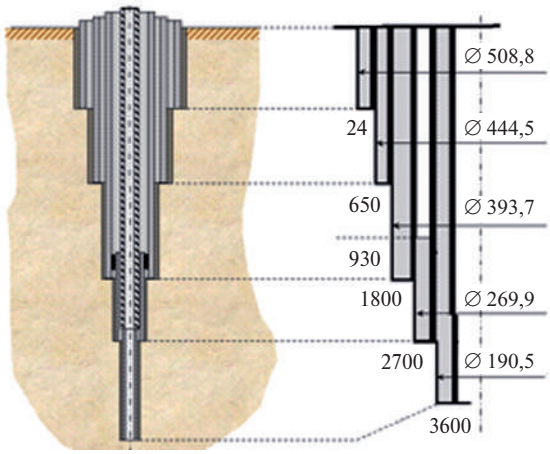


Рис. 2.1.11. Схема конструкции скважины

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.

2.1.3.2. Оборудование устья скважины

После окончания бурения на устье скважины устанавливают оборудование, предназначенное для улавливания газа, поступающего на поверхность, и направления его в систему газосборных сетей. Оборудование устья скважины обеспечивает:

- соединение верхних концов обсадных колонн 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. 2.1.12).

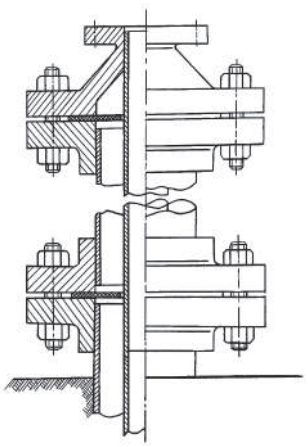
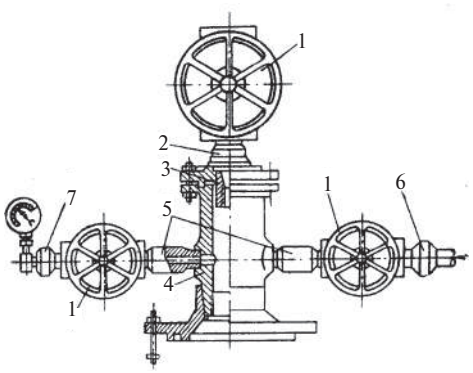


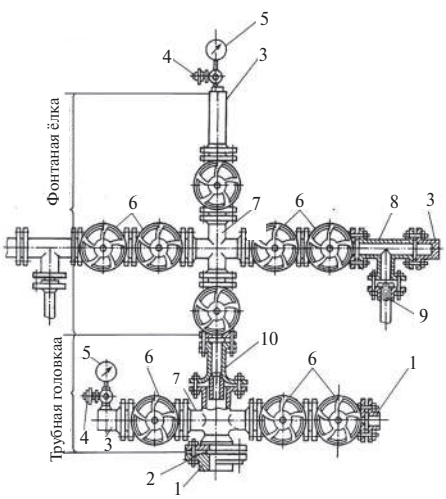
Рис. 2.1.12. Простая конструкция колонной головки

Трубные головки служат для подвески и крепления фонтанных труб (эксплуатационных), а также для герметизации кольцевого пространства между фонтанными и обсадными 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.



1 – задвижка; 2 – фланец; 3 – втулка; 4 – крестовина; 5 – ниппель; 6 – переводник; 7 – буфер для установки манометра

Рис. 2.1.13. Простейшая трубная головка



1 – фланец; 2 – уплотнитель; 3 – буфер; 4 – вентиль; 5 – манометр; 6 – задвижка; 7 – крестовина; 8 – тройник; 9 – штуцер; 10 – катушка

Рис. 2.1.14. Крестовая «ёлка»

жины 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 штуцеры, 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 фонтанной арматурой.

В качестве запорной арматуры на оборудовании устья скважины могут применяться вентили, задвижки и краны (см. раздел 2.2).

2.1.3.3. 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 воздействия на долото вертикальной нагрузки и крутящего момента.

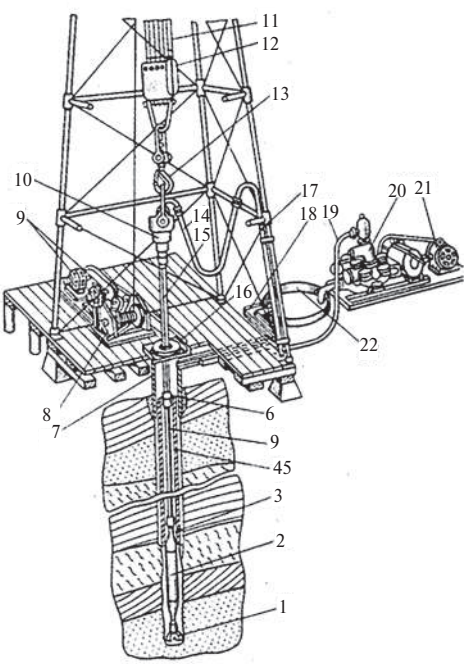


Рис. 2.1.15. Схема вращательного бурения скважины

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. 2.1.15).

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 помощью 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 двигателя вращается его вал с долотом, а бурильная колонна воспринимает реактивный момент вращения корпуса двигателя, который гасится невращающимся ротором (в ротор устанавливается специальная заглушка).

2.1.3.4. Типы буровых скважин

По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяют (рис. 2.1.16):

- на вертикальные (1);
- наклонные (2);
- прямолинейно искривлённые (3);
- искривлённые (4);
- прямолинейно искривлённые с горизонтальным участком (5);
- сложно искривлённые (6).

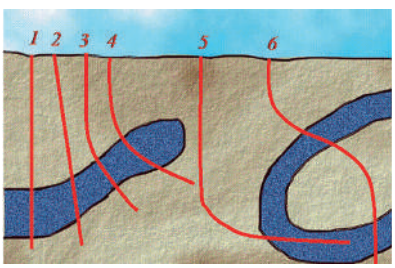


Рис. 2.1.16. Пространственное расположение скважин

Газовые скважины бурят на суше и море. В последнем случае установки монтируют (рис. 2.1.17):

- на эстакадах;
- плавучих буровых платформах;
- судах.

2.1.3.5. Виды буровых скважин

По назначению различают буровые скважины:

- опорные;
- параметрические;
- поисковые;
- разведочные;
- эксплуатационные;
- специальные.

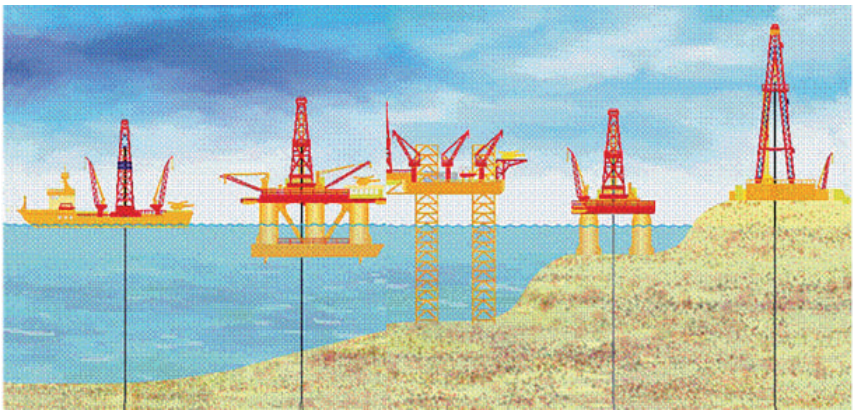


Рис. 2.1.17. Виды буровых газовых скважин

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.

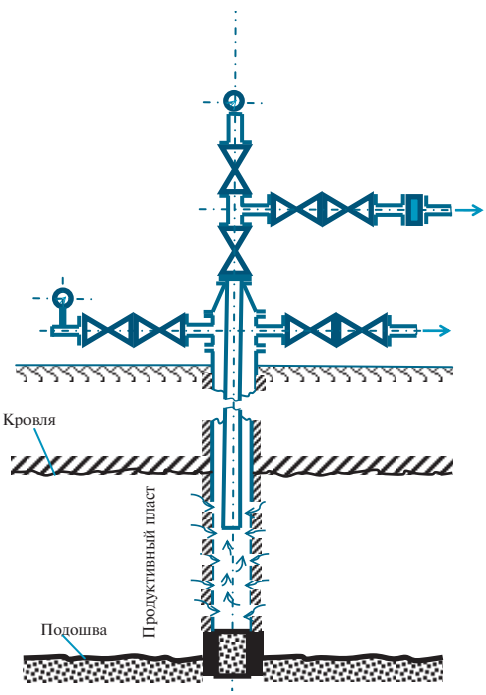


Рис. 2.1.18. Принципиальная схема газовой скважины

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 бурений определяют 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 также входят нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические скважины.

Специальные скважины бурят для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, разведки и добычи технической воды и т.д.

2.1.4. Принципиальная схема газового промысла

Принципиальная схема газового промысла включает в себя (рис. 2.1.19):

- систему сбора сырого газа:
- кусты скважин;
- шлейфы (газопроводы подключения);
- газосборный коллектор;
- установку комплексной подготовки газа;
- установку повышения или понижения давления газа:
- дожимную компрессорную станцию;
- редуцирующую установку.

Газ от скважин по газопроводам подключения 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 повышения или понижения давления.

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.

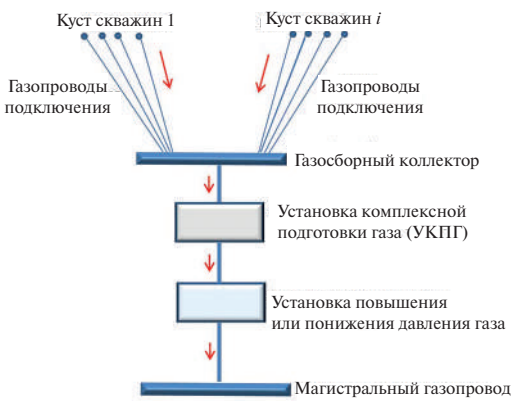
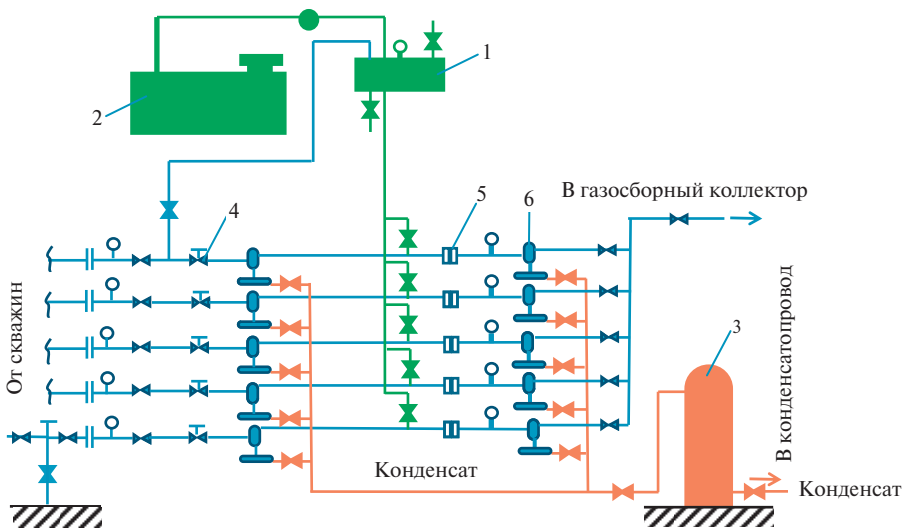


Рис. 2.1.19. Принципиальная схема газового промысла

Добыча газа на месторождении заключается в выполнении нескольких технологических процессов:

- сбор газа;
- внутрипромысловая транспортировка газа;
- подготовка 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, т.е. газ с примесями породы, конденсата, нефти, пластовой и конденсационной воды, ингибиторов коррозии солеотложений и гидратоотложений и др.



1 – метанольный бак; 2 – ёмкость для метанола; 3 – ёмкость конденсата; 4 и 5 – штуцер регулируемый; 6 – сепаратор

Рис. 2.1.20. Схема группового пункта сбора газа

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. 2.1.20):

- системы распределения и ввода ингибиторов коррозии солеотложения и гидратообразования;
- системы очистки полости трубопроводов от жидкой и твёрдой фаз;

- устьевых и путевых подогревателей;
- установки предварительной сепарации газа, расположенные на скважинах и кустах;
- запорной арматуры;
- системы автоматического управления оборудованием и контрольно-измерительных приборов и др.

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).

2.1.4.1. Конфигурация газосборных сетей

Скважины могут размещаться на газоносной площади различными способами (рис. 2.1.21–2.1.24):

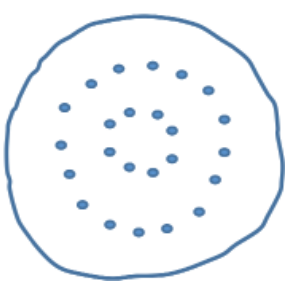


Рис. 2.1.21. Схема размещения скважин в виде кольцевых батарей

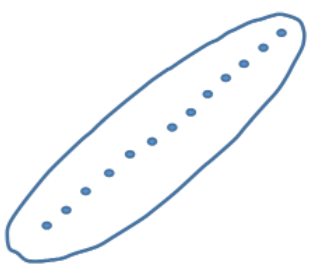


Рис. 2.1.22. Схема размещения скважин в виде цепочки

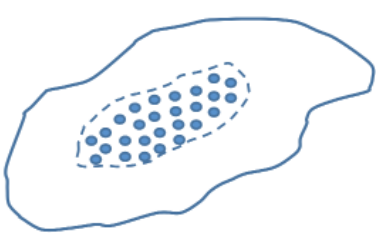


Рис. 2.1.23. Схема размещения скважин в центральной части залежи

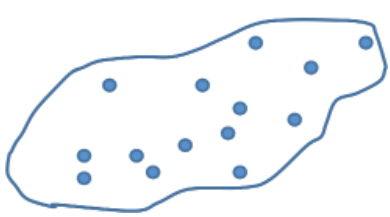


Рис. 2.1.24. Схема размещения скважин по неравномерной сетке

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. 2.1.25–2.1.29):

• линейная газосборная сеть;

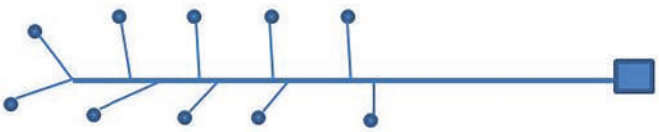


Рис. 2.1.25. Линейная газосборная сеть

• лучевая газосборная сеть;

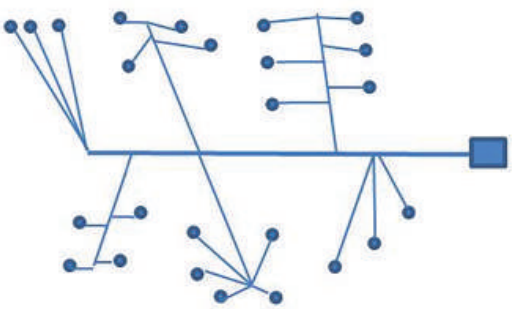


Рис. 2.1.26. Лучевая газосборная сеть

• кольцевая газосборная сеть;

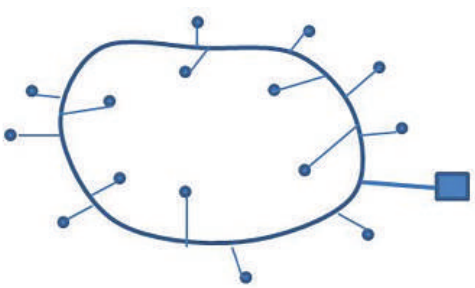


Рис. 2.1.27. Кольцевая газосборная сеть

• групповая газосборная сеть.

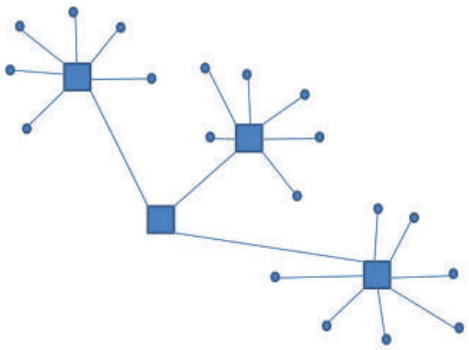


Рис. 2.1.28. Групповая газосборная сеть



Рис. 2.1.29. Классификация систем сбора газа на месторождениях

2.1.4.2. 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.

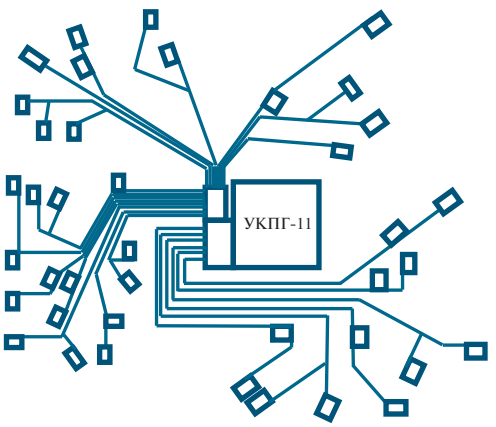


Рис. 2.1.30. Коллекторно-лучевая схема сбора газа на УКПГ-11 Уренгойского месторождения

На подключающих газопроводах и газосборных коллекторах через определённое расстояние устанавливаются отключающая запорная арматура и продувочные свечи для возможности организации ремонтных работ на отдельных участках сети (рис. 2.1.30).

2.1.4.3. Подготовки газа к дальнему транспорту

Газ, выходящий из газовой скважины (сырой газ), содержит 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 росы по воде и углеводороду).

Необходимо отметить, что технические требования на газы, подаваемые во внутрипромысловые газопроводы (шлейфы, коллекторы) и установки предварительной и комплексной подготовки газа, обычно не задаются какими-либо специальными нормативными документами, а фиксируются в соответствующих проектах разработки и обустройства месторождения, конкретизируются в технических регламентах на установки промысловой обработки газа.

При подготовке товарного газа, т.е. газа, подаваемого в магистральные газопроводы и далее конечному потребителю, 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 также 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 месторождения Медвежье 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 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 осуществляются лишь сбор и первичная сепарация газа, и они называются установками предварительной подготовки газа.

На УКПГ происходят отделение газа от жидкости (нефть, конденсат, вода), очистка газа от механических примесей, повышение температуры точки росы 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 следующие виды:

- гравитационные;
- центробежные;
- инерционные;
- фильтрационные.

В газодобывающей промышленности наиболее распространены вертикальные и горизонтальные гравитационные сепараторы, вертикальные центробежные сепараторы, вертикальные и горизонтальные сепараторы типа жалюзи.

В основных типах сепараторов имеются четыре секции (рис. 2.1.31):

I – каплеотбойная; II – разделительная; III – осадительная; IV – отстойная.

Количество и конструкция устанавливаемых на промыслах сепараторов определяются проектом (рис. 2.1.32).

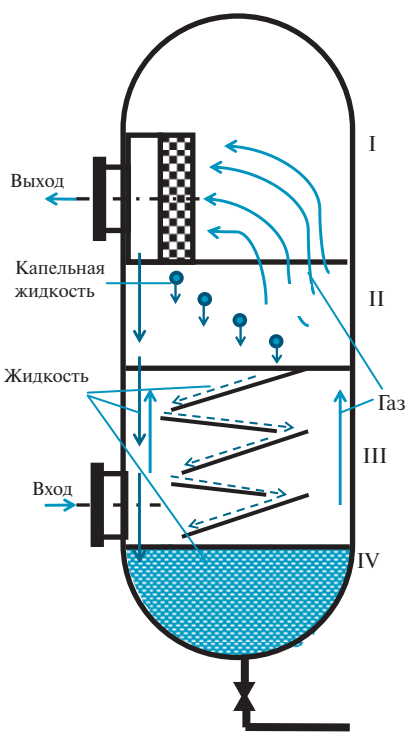
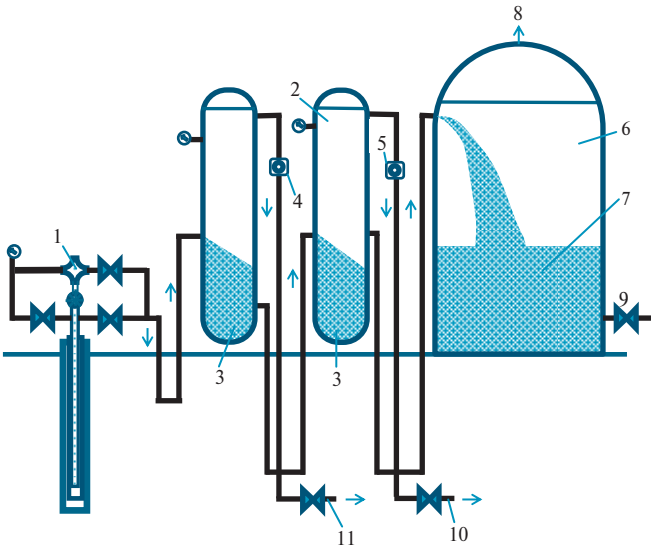


Рис. 2.1.31. Сепаратор с механическим способом разделения фаз

Принцип сепарации газа

Давление и температура газа на устье скважины определяются 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.



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. 2.1.32. Схема двухступенчатой сепарации газа

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 капельно-жидкое 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.

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 понижаются 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. 2.1.33).

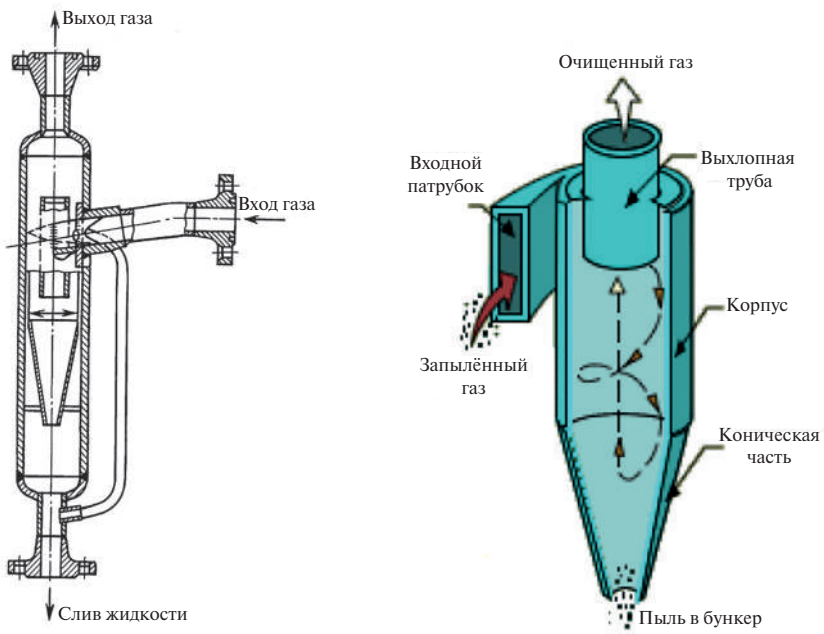


Рис. 2.1.33. Схема инерционного (циклонного) сепаратора газа

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 диок-

сид углерода и сероводород, то наиболее распространённый вариант удаления этих неуглеводородных 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 штуцеры 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 получения 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.

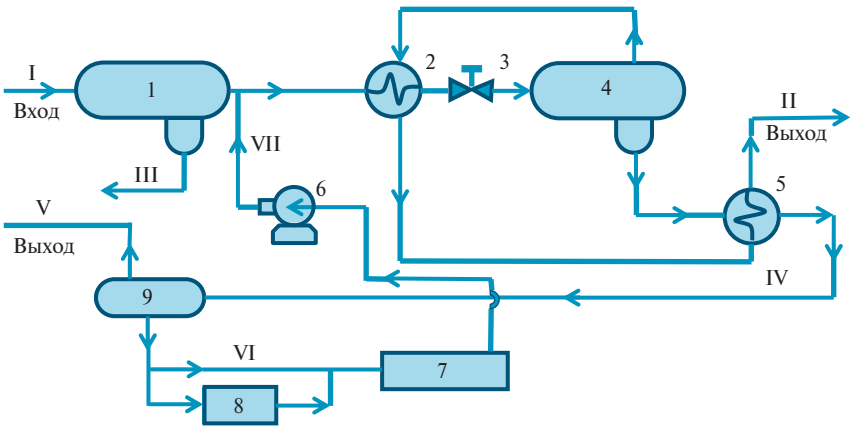
Низкотемпературную сепарацию газа можно осуществлять с инжекцией в поток газа диэтиленгликоля, который поглощает в сепараторе дополнительное количество влаги. Диэтиленгликоль, насыщенный влагой, затем удаляется из нижней части сепаратора.

В простейшем варианте использования технологии НТС сырой газ из скважины поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор, где от газа отделяются водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат (рис. 2.1.34).

Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник типа «газ – газ», где он охлаждается на 10–15 °*C* за счет температуры газа, прошедшего через дроссель (рис. 2.1.35).

Охлаждённый газ из теплообменника подают на расширительное устройство (дроссель), после которого его температура вследствие эффекта Джоуля–Томсона может понижаться на 30 °*C* (рис. 2.1.36).

После дроссельного устройства обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор, где от него отделяются водная и углеводородная жидкие фазы, а очищенный от влаги и



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. 2.1.34. Принципиальная схема низкотемпературной сепарации газа

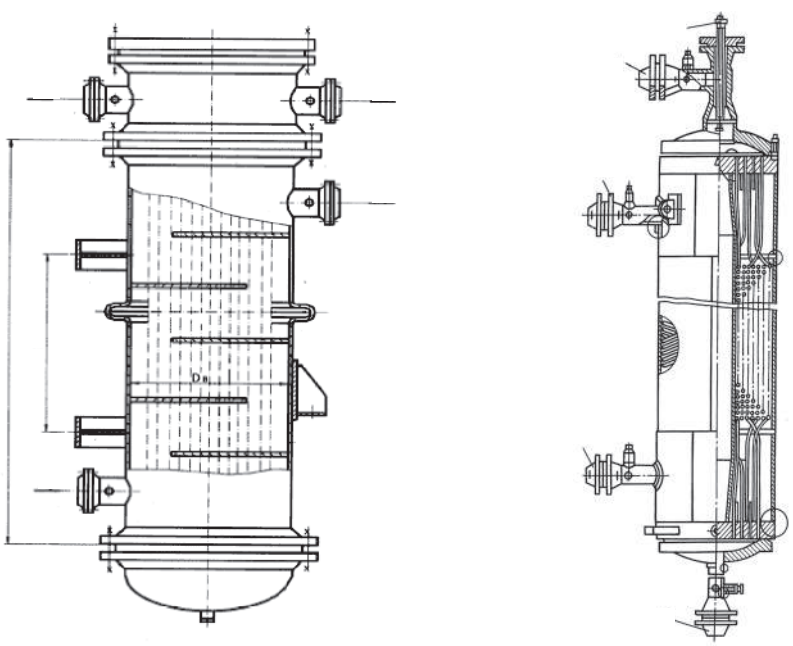


Рис. 2.1.35. Теплообменники

тяжёлых углеводородов холодный газ проходит рекуперативный теплообменник в противотоке с «сырым» газом и далее поступает в газопровод.

Для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования – гликоли, метанол. Впрыск ингибиторов гидратообразования предусматривается как перед теплообменником, так и перед дросселем.

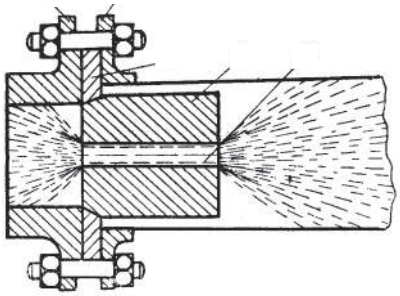


Рис. 2.1.36. Дроссель

Водная фаза и углеводородный конденсат, выделившийся в сепараторе, поступают в разделитель, где углеродный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют в установку его стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель). 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. 2.1.37), турбодетандер-компрессор (рис. 2.1.38), вихревые трубы и др.

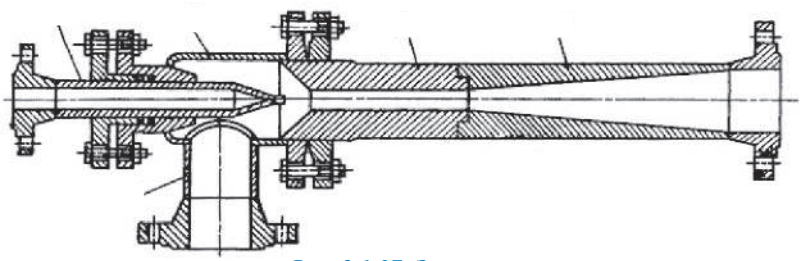


Рис. 2.1.37. Эжектор

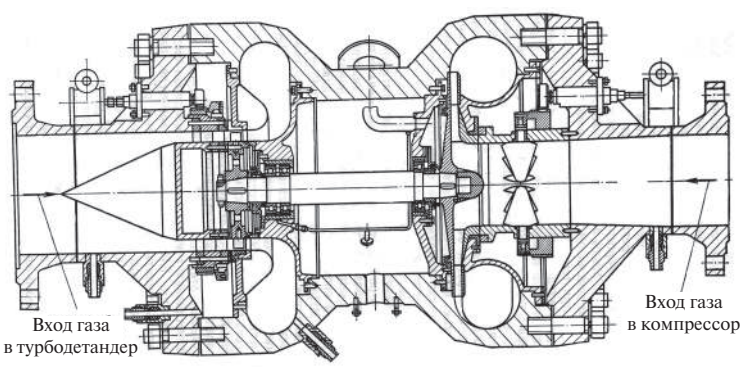


Рис. 2.1.38. Турбокомпрессор Т-3

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 (рис. 2.1.39).

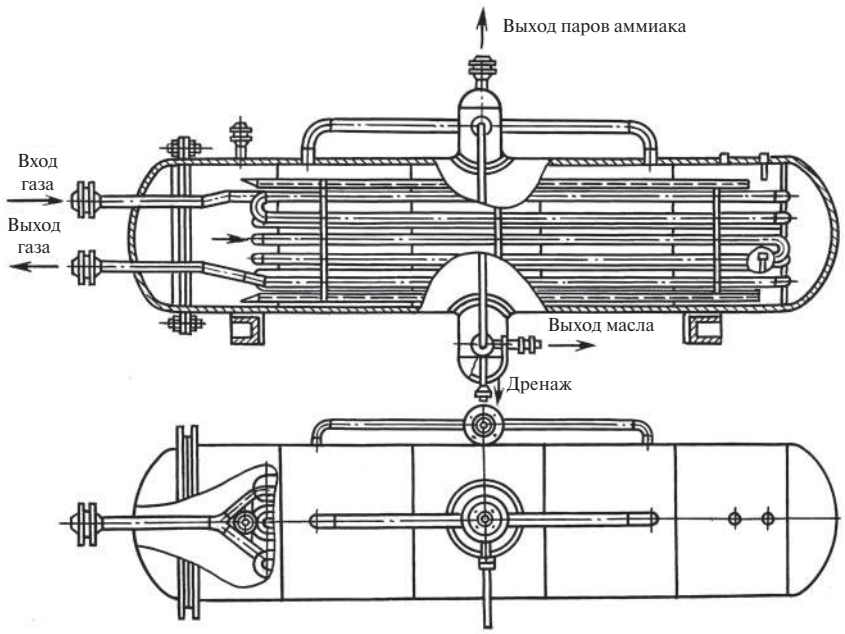


Рис. 2.1.39. Аммиачный холодильник-испаритель

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. 2.1.40).

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;
- барботирование газа через слой жидкости;
- прохождение газа над поверхностью жидкости.

Для достижения высоких значений коэффициентов массопередачи конструкция абсорбера должна обеспечивать противоположное движение газа и жидкости.

В зависимости от вида контакта газ-жидкость используются следующие основные типы абсорберов:

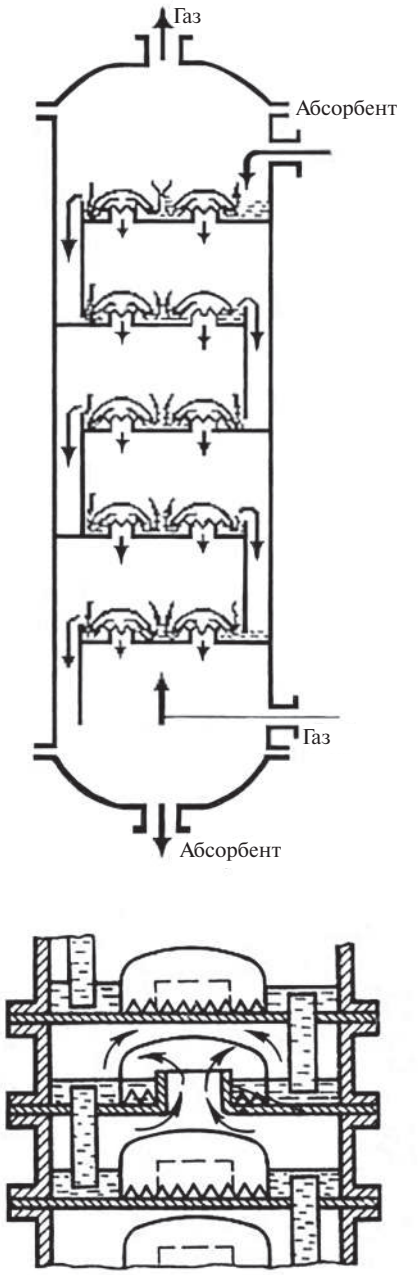


Рис. 2.1.40. Абсорбер тарельчатого типа

- тарельчатые (колпачковые, сетчатые, сегментные и т.д.);
- насадочные (кольца Рашига, сёдла Берля и т.д.);
- распылительные (скрубберы);
- плёночные;
- контактные.

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. 2.1.40).

Существуют многофункциональные конструкции аппаратов, объединяющих в одном сосуде сепаратор – абсорбер – фильтр (рис. 2.1.41).

На газовых месторождениях применяются абсорберы в составе многофункциональных аппаратов ГП-252, ГП-365, ГП-502, ГП-778 и др.

Применение гликолевой осушки в схеме стандартной уста-

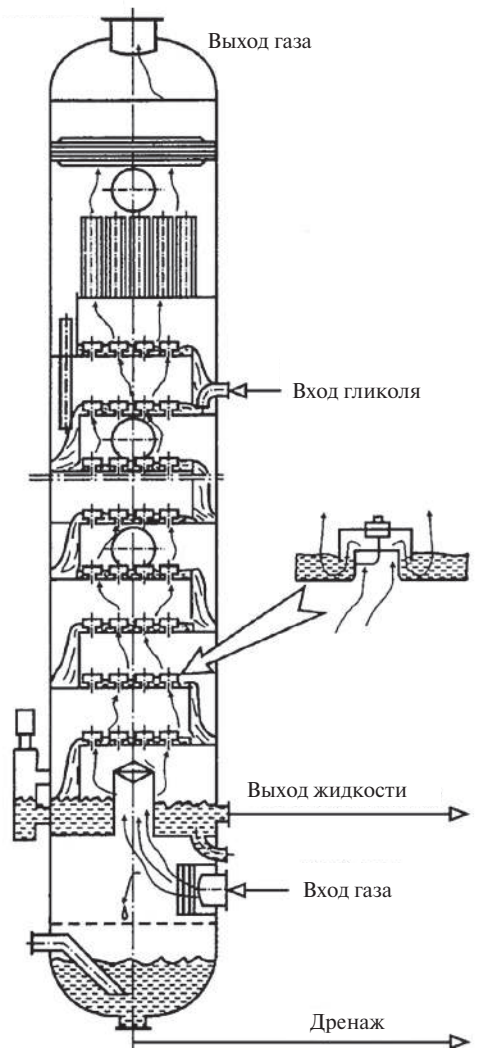
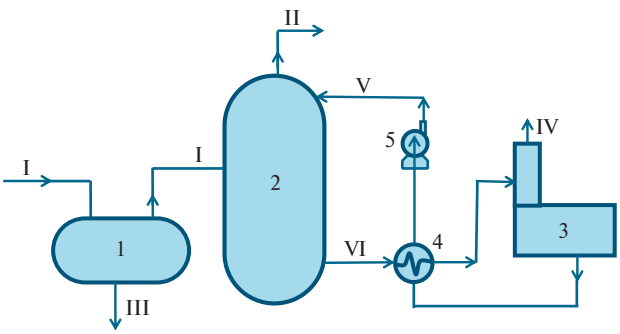


Рис. 2.1.41. Схема абсорбера ГП, 252

новки заключается в следующем процессе. Газ из 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 входят регенерация насыщенного гликоля, насосы, теплообменники и другое оборудование (рис. 2.1.42).

Технологические схемы с применением осушки газа на разных месторождениях имеют различную компоновку (рис. 2.1.43).



I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль; VI – сырой гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – генератор гликоля; 4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос

Рис. 2.1.42. Схема стандартной установки гликолевой осушки газа

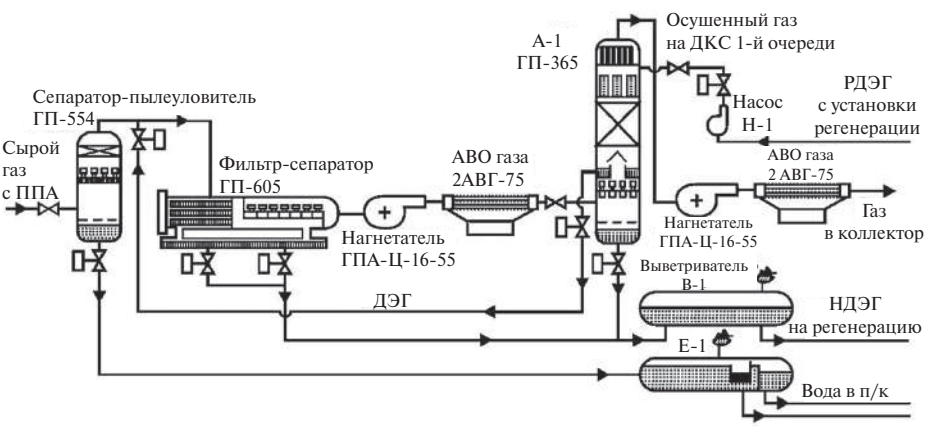


Рис. 2.1.43. Схема двухступенчатой осушки газа на двух температурных уровнях Уренгойского месторождения

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 повы-

шенную концентрацию в паре, а менее летучие – повышенную концентрацию в жидком остатке.

Используют следующие основные способы процесса разделения жидкости, реализуемой в десорбере:

- 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 разделяются на два основных типа: тарельчатые и насадочные (рис. 2.1.44).

Для выпаривания абсорбированных компонентов насыщенный абсорбент необходимо нагреть в подогревателях-испарителях до температур, обеспечивающих отгонку (испарение) поглощённого абсорбентом компонента (рис. 2.1.45).

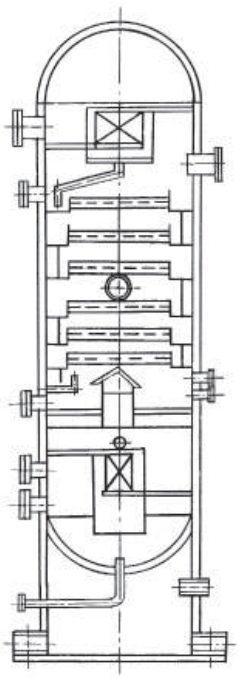


Рис. 2.1.44. Десорбер с одним испарителем

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 колонны 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 данного способа осушки в промышленном масштабе.

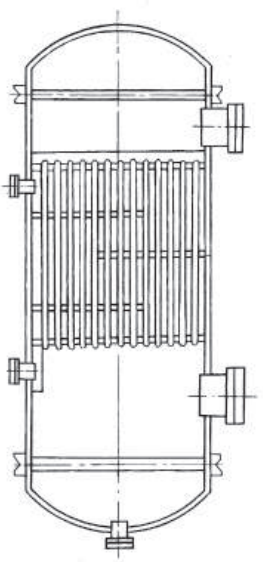


Рис. 2.1.45. Подогреватель-испаритель трубчатого типа

2.1.4.4. 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 коллекторы, 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 2.1.47).

2.1.5. 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 транспортировке 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 дебит скважин, и поэтому для поддержания суммарного дебита 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 дебитом. 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 постоянной добычи газа.

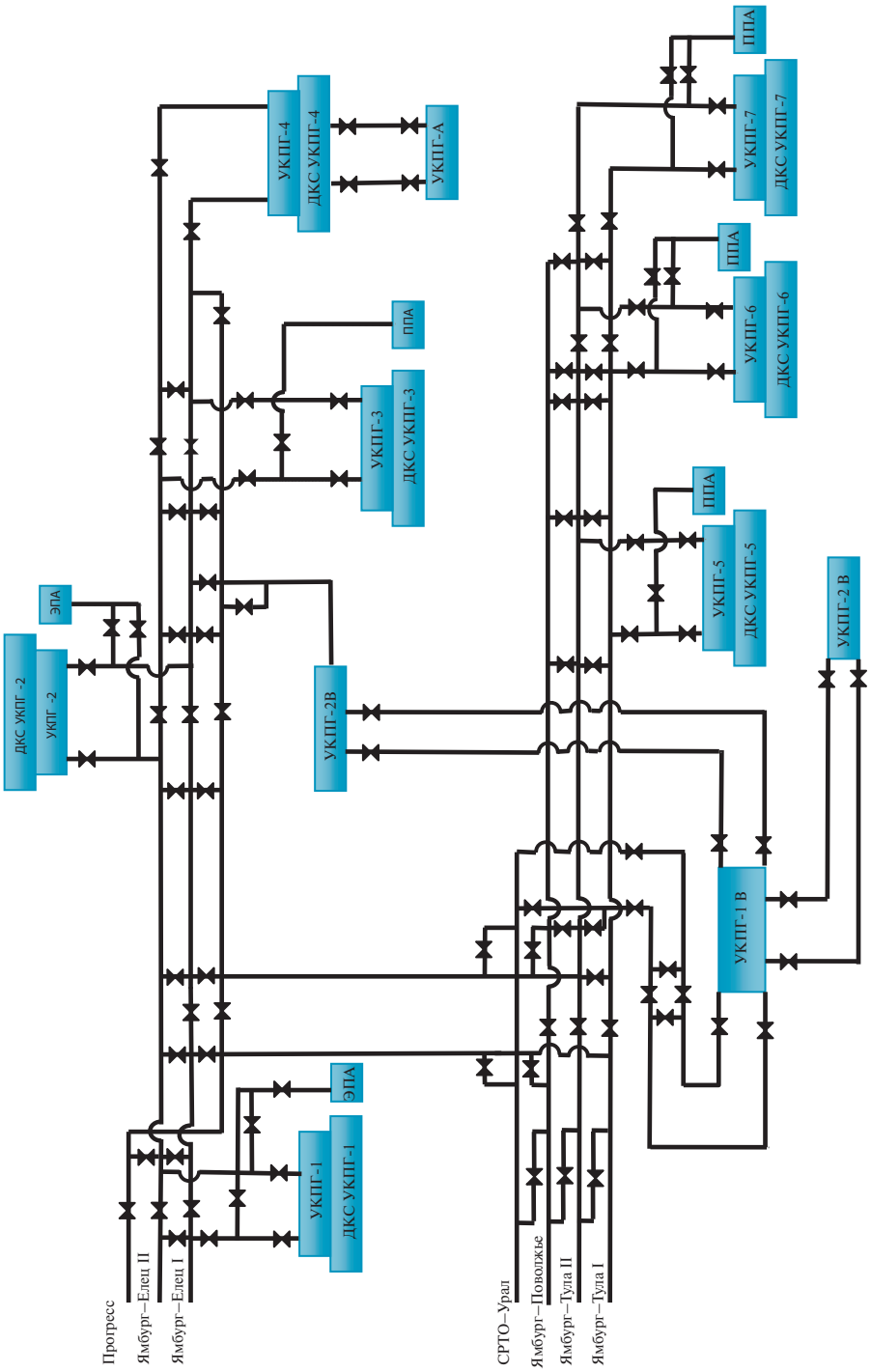


Рис. 2.1.46. Технологическая схема межпромысловых газопроводов Ямбургского месторождения

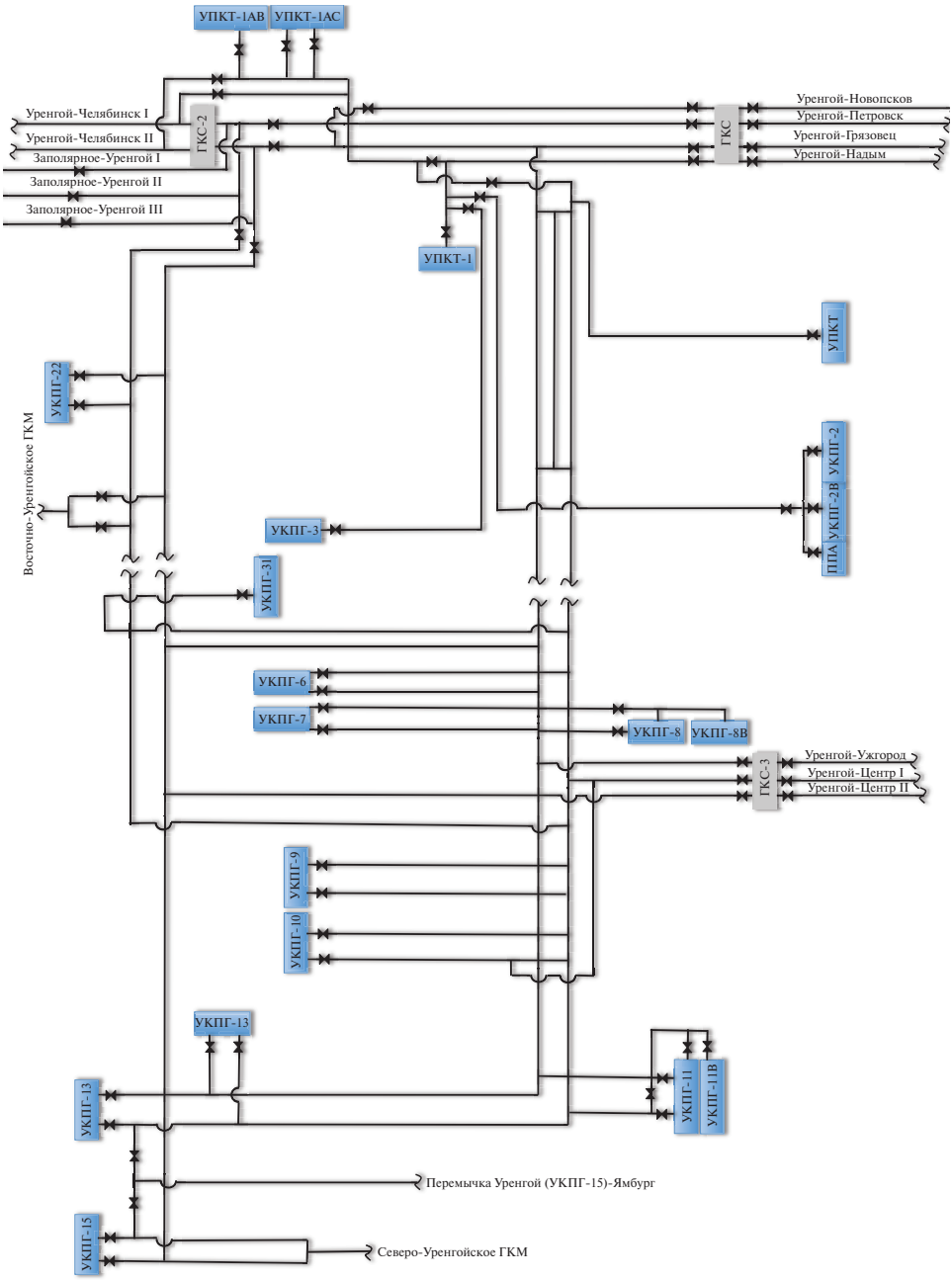


Рис. 2.1.47. Фрагмент технологической схемы межпромысловых газопроводов Уренгойского месторождения

2.1.5.1. 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;
- увеличение числа ГПА на 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.

2.1.6. Эксплуатация месторождения

2.1.6.1. Ресурсы и запасы газа в месторождении

Любое эксплуатируемое месторождение обладает ресурсами и запасами природного газа (рис. 2.1.48).

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.



Рис. 2.1.48. Номенклатура ресурсов природного газа

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 А и В в основном оперирует эксплуатационный персонал при диспетчерско-технологическом управлении месторождением.

Категория А – разрабатываемые запасы, детально разведанные и установленные данными опытно-промышленной эксплуатации залежи, разбуренные эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектом разработки.

Категория В – 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 обосновано данными геологических и геофизических исследований и аналогично с изученной частью залежи. Эти запасы используются для определения перспектив месторождения, проведения на нём разведочных работ и частично проектирования разработки.

Подсчёт запасов газа месторождения проводится:

- по данным первых поисковых и разведочных скважин;
- данным разведочного бурения, опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

В процессе разработки залежи периодически производятся 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* D_0, D_1 и D_2.

2.1.6.2. 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 существуют 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 продвижение 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 понимаются 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 понимаются заданный режим работы скважины, т.е. суточный отбор газа (дебит скважины), и соответствующее этому отбору противодавление (забойное давление), а также 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 дебита и забойного давления (или его градиента).

Технологический режим эксплуатации газовых скважин должен обеспечивать наивыгоднейший дебит газа и нормальную эксплуатацию прискважинного 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.

2.1.6.3. Управление режимом работы месторождения, пласта, скважины

Эксплуатация месторождения, с точки зрения диспетчерско-технологического управления объектами добычи газа, сводится к поддержанию 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:

- изменения дебита газовых скважин;
- изменения режима работы ДКС;
- выведения 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 производятся при помощи нерегулируемых и регулируемых штуцеров, установленных на «ёлке» скважины (рис. 2.1.49 и 2.1.50).

Регулируемые штуцеры 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.

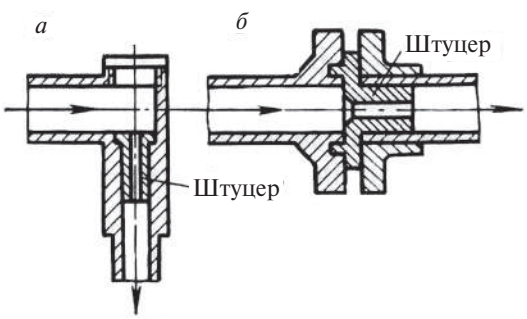


Рис. 2.1.49. Нерегулируемый штуцер: а – угловой, б – фланцевый

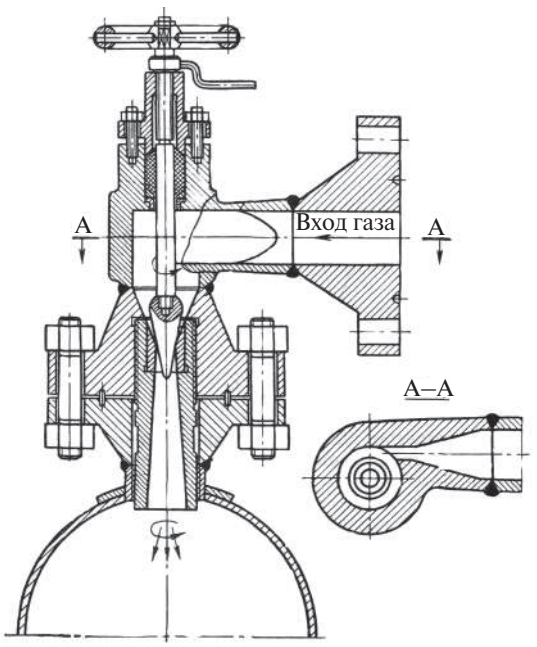


Рис. 2.1.50. Регулируемый штуцер

В другом случае скорость газа на выходе из 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.

Описанные выше два качественно различных явления легко объяснимы при исследовании процесса протекания газа через штуцер.

Конструкция скважины должна обеспечить наибольший дебит 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 минималь-

ной депрессии: чем больше депрессия, тем более опасными становятся 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 оборотов газового компрессора;
- изменения параметров ЦБН путём смены проточных частей;
- изменения схемы загрузки (подключения) ГПА ДКС;
- изменения количества работающих ГПА на ДКС.

2.2. Магистральный транспорт газа

2.2.1. Принцип магистрального транспорта газа 169
2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ 170
2.2.3. Газотранспортные системы ЕСГ и принадлежащие им магистральные газопроводы 171
2.2.3.1. Старый коридор 171
2.2.3.2. Новый коридор 175
2.2.3.3. Новый коридор Лялинского направления 177
2.2.3.4. Новый коридор Карпинского направления 179
2.2.3.5. Северный коридор 181
2.2.3.6. Сургутский коридор 186
2.2.3.7. Газотранспортная система Долгодеревенская–Поляна 189
2.2.3.8. Газотранспортная система Северного Кавказа 190
2.2.3.9. Томская газотранспортная система 196
2.2.3.10. Ужгородский коридор 199
2.2.3.11. Тульский коридор 203
2.2.3.12. Новопсковский коридор 205
2.2.3.13. Газотранспортная система Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр 208
2.2.3.14. Газотранспортная система Средняя Азия–Центр 211
2.2.3.15. Газотранспортная система Северный Кавказ–Центр 214
2.2.3.16. Оренбургский коридор 217
2.2.3.17. Газотранспортная система Александров Гай–Острогожск 220
2.2.3.18. Газотранспортная система Малый Курск 223
2.2.3.19. Газотранспортная система Грязовец–Ленинград–Гос. граница 224
2.2.3.20. Газотранспортная система Бухара–Урал 225
2.2.3.21. Газотранспортная система Тула–Белоусово 228
2.2.3.22. Газотранспортная система Белоусово–Торжок 229
2.2.3.23. Газотранспортная система Торжок–Валдай 230
2.2.3.24. Газотранспортная система Московское кольцо 232
2.2.3.25. Газотранспортная система Грязовец–КГМО 234
2.2.3.26. Газотранспортная система Касимов–КГМО 236
2.2.3.27. Газотранспортная система Починки–Ярославль 237
2.2.3.28. Газотранспортная система Починки–Фролово–Изобильное–Северо-Ставропольские ПХГ 238
2.2.3.29. Газотранспортная система магистральный газопровод Россия–Турция (Голубой поток) 240
2.2.3.30. Газотранспортная система Острогожск–Шебелинка 241

2.2.3.31. Газотранспортная система Домбаровка–Оренбург 242
2.2.3.32. Газотранспортная система Оренбург–Самара–Мокроус . . 243
2.2.3.33. Газотранспортная система Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ 244
2.2.3.34. Башкирская газотранспортная система 246
2.2.3.35. Краснодарская газотранспортная система 247
2.2.3.36. Газотранспортная система Сохрановка–Октябрьская 251
2.2.3.37. Газотранспортная система Ямал–Европа 252
2.2.3.38. Газотранспортная система Торжок–Долина 253
2.2.3.39. Газотранспортная система Торжок–Минск–Ивацевичи–Кобрин 255
2.2.3.40. Газотранспортная система Бованенково–Ухта–Грязовец 258
2.2.3.41. Газотранспортная система Северо-Европейский газопровод 259
2.2.4. Межсистемные технологические перемычки ГТС ЕСГ 262
2.2.5. Распределительные газопроводы высокого давления ГТС ЕСГ . . 270
2.2.5.1. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Казань» 270
2.2.5.2. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Саратов» 272
2.2.5.3. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Уфа» 273
2.2.5.4. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» 274
2.2.5.5. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Самара» 276
2.2.5.6. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» 277
2.2.5.7. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Волгоград» 279
2.2.5.8. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Краснодар» 280
2.2.5.9. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Томск» 284
2.2.6. Узлы редуцирования газа ГТС ЕСГ 284
2.2.7. Устройства замера расхода газа 294
2.2.7.1. Виды и принцип действия расходомеров 295
2.2.8. Региональные системы газоснабжения 299
2.2.8.1. Региональная система газоснабжения Калининградской области 299

2.2.8.2. Региональная система газоснабжения Иркутской области 300
2.2.8.3. Региональная система газоснабжения Камчатской области 300
2.2.8.4. Региональная система газоснабжения Дальнего Востока (газотранспортная система Сахалин–Хабаровск–Владивосток) 300
2.2.8.5. Региональная система газоснабжения Хабаровского края . . . 301
2.2.8.6. Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия) 302
2.2.8.7. Региональная система газоснабжения Республики Крым 303
2.2.9. Магистральные газопроводы 305
2.2.9.1. Классификация участков магистральных газопроводов 305
2.2.9.2. Минимальные расстояния от магистрального газопровода . . 309
2.2.9.3. Расстояния между параллельными магистральными газопроводами 314
2.2.9.4. Охранные зоны магистральных газопроводов 317
2.2.9.5. Испытание газопроводов внутренним давлением 318
2.2.9.6. Трубы и соединительные детали трубопроводов 322
2.2.9.7. Запорная арматура 329
Виды запорной арматуры 329
Задвижка 332
Кран 333
Вентиль и клапан 335
Заслонка 336
Условное обозначение трубопроводной арматуры 337

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 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 (*100–150 км*) строятся компрессорные станции (рис. 2.2.1).

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

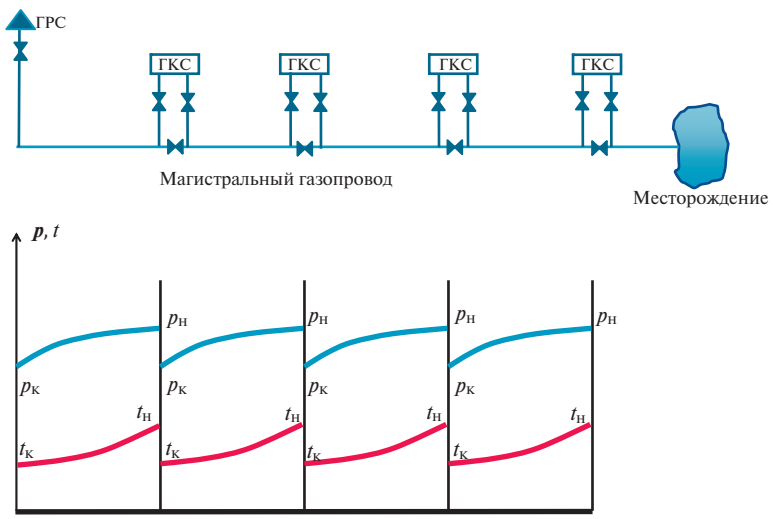


Рис. 2.2.1. Схема магистрального газопровода и изменение давления и температуры вдоль трассы

2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ

Развитие газовой промышленности привело к необходимости транспортировки всё большего количества газа из мест его добычи в места потребления. Загруженность одного магистрального газопровода в конечном 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). 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 и 7,5 *МПа*) (рис. 2.2.2). 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.

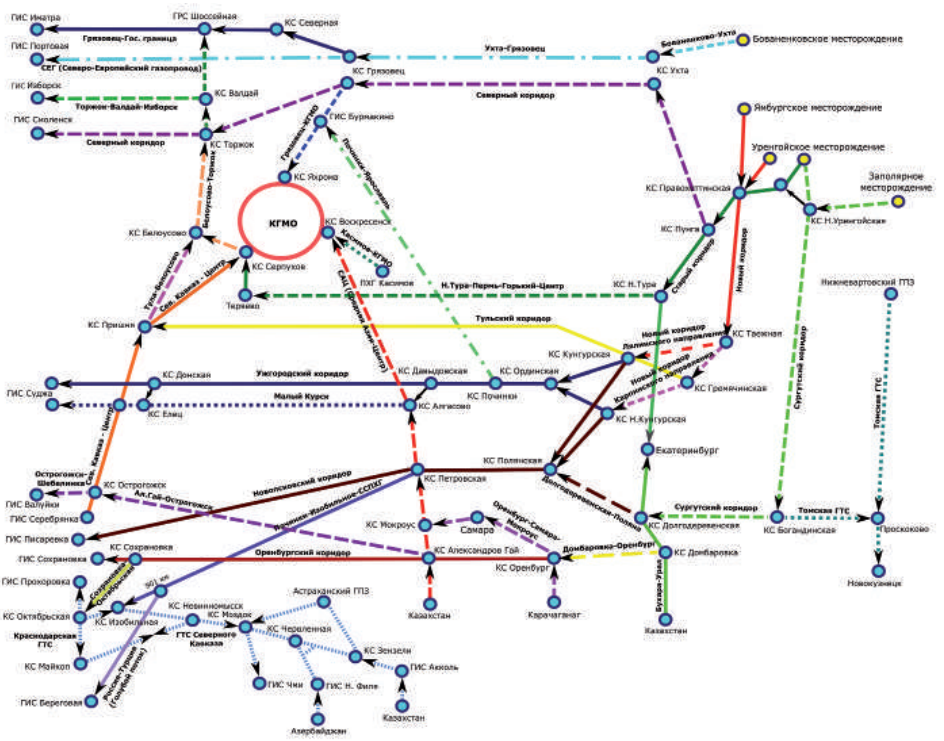


Рис. 2.2.2. Газотранспортные системы ЕСГ

Старые месторождения истощались и, как правило, превращались в подземные хранилища газа. Старые магистральные газопроводы меняли свой статус. Технологическими перемычками старые газопроводы подключались к новым ГТС. Иногда такие подключения 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 к таким газопроводам было подключено много потребителей газа, они продолжали эксплуатироваться как распределительные газопроводы высокого давления.

Характерными отличительными особенностями распределительных газопроводов высокого давления являются:

- 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.

2.2.3. Газотранспортные системы и принадлежащие им магистральные газопроводы

2.2.3.1. 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
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 (193,1 *км* газопровода-перемычки ГКС 2–ГКС 1 I нитка) *L* = 6,2 *км*	0	123,8	1420	75
		6	СРТО –Торжок II (6,4 *км* газопровода-перемычки ГКС-2–ГКС-1 II нитка) *L* = 6,5 *км*	0	123,8	1420	75
		7	СРТО–Торжок III (6,4 *км* газопровода-перемычки ГКС-2– ГКС-1 II нитка) *L* = 6,5 *км*	0	124,8	1420	75

Окончание табл. 2.2.1

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
2	КС «Пангоды» — КС «Надым»	1	Медвежье—Надым II	9	101	1420	75
		2	Уренгой—Надым I	122,4	212,6	1420	75
		3	Уренгой—Надым II (Уренгой—Грязовец)	122	212,5	1420	75
		4	Уренгой—Петровск	122	216	1420	75
		5	Уренгой—Новопсков	121,5	215,9	1420	75
		6	СРТО—Торжок I	123,8	182,0	1420	75
		7	СРТО—Торжок II	123,8	168	1420	75
3	ГКМ Медвежье – КС «Надым»	1	Медвежье—Надым I	0	101	1420	75
		2	Медвежье—Надым II	0	9	1420	75
4	КС «Надым» — КС «Пунга»	1	Надым–Пунга–Нижняя Тура III (Медвежье–Надым II 101 *км*)	0,8	566	1420	75
		2	Надым–Пунга IV (Уренгой–Надым I 212,6 *км*)	1,05	566	1420	75
		3	Надым–Пунга V (Уренгой–Надым II 212,5 *км*)	1,3	571	1420	75
		4	Уренгой–Петровск	216	735	1420	75
		5	Уренгой–Новопсков	215,9	729	1420	75
		6	Надым–Пунга I (Медвежье– Надым I 101 *км*)	0	571,6	1220	55
		7	Надым–Пунга II (101 *км* Медвежье–Надым I / Медвежье–Надым II)	0	568	1220	55
5	КС «Перегребная» – КС «Пелым»	1	Уренгой—Петровск	735	1034	1420	75
		2	Уренгой—Новопсков	729	1039	1420	75
6	КС «Пунга» — КС «Нижняя Тура»	1	Игрим–Пунга (529,35 *км* Надым–Пунга II)	0	181	1020	55
		2	Игрим–Серов (Игрим–Серов–Н.Тагил) (Игрим–Пунга 181 *км*)	0	617	1020	55
		3	СРТО–Урал II (Надым–Пунга I 571,6 *км*)	0	617	1220	55
		4	Надым—Пунга—Нижняя Тура III (после узла редуцирования)	566	1174	1220	55

Газотранспортная система Старый коридор начинается на головной КС «Уренгойская» четырьмя газопроводами $D_y = 1400$ *мм*, $P_y = 7{,}5$ *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 $D_y = 1400$ *мм*, $P_y = 7{,}5$ *МПа*: «СРТО–Торжок I», СРТО–Торжок II и СРТО–Торжок III.

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–Надым I на Надым–Пунга IV, Медвежье–Надым II на Надым–Пунга–Н.Тура III, 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 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. ГТС Старый коридор, разветвляясь на два направления, заканчивается на КС «Пелымская» (газопроводы Уренгой–Петровск и Уренгой–Новопсков) и на КС «Нижняя Тура» (газопроводы СРТО–Урал II, Надым–Пунга–Н.Тура III и Игрим–Серов).

В состав ГТС Старый коридор входят КС «Новоуренгойская», 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 «Н. Тура».

К газопроводам ГТС Старый коридор подключено ПХГ Пунга.

ГТС Старый коридор межсистемной перемычкой с УРГ связан с ГТС Новый коридор. От газопроводов ГТС начинаются ГТС Северный коридор и ГТС Н. Тура–Пермь–Горький–Центр.

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

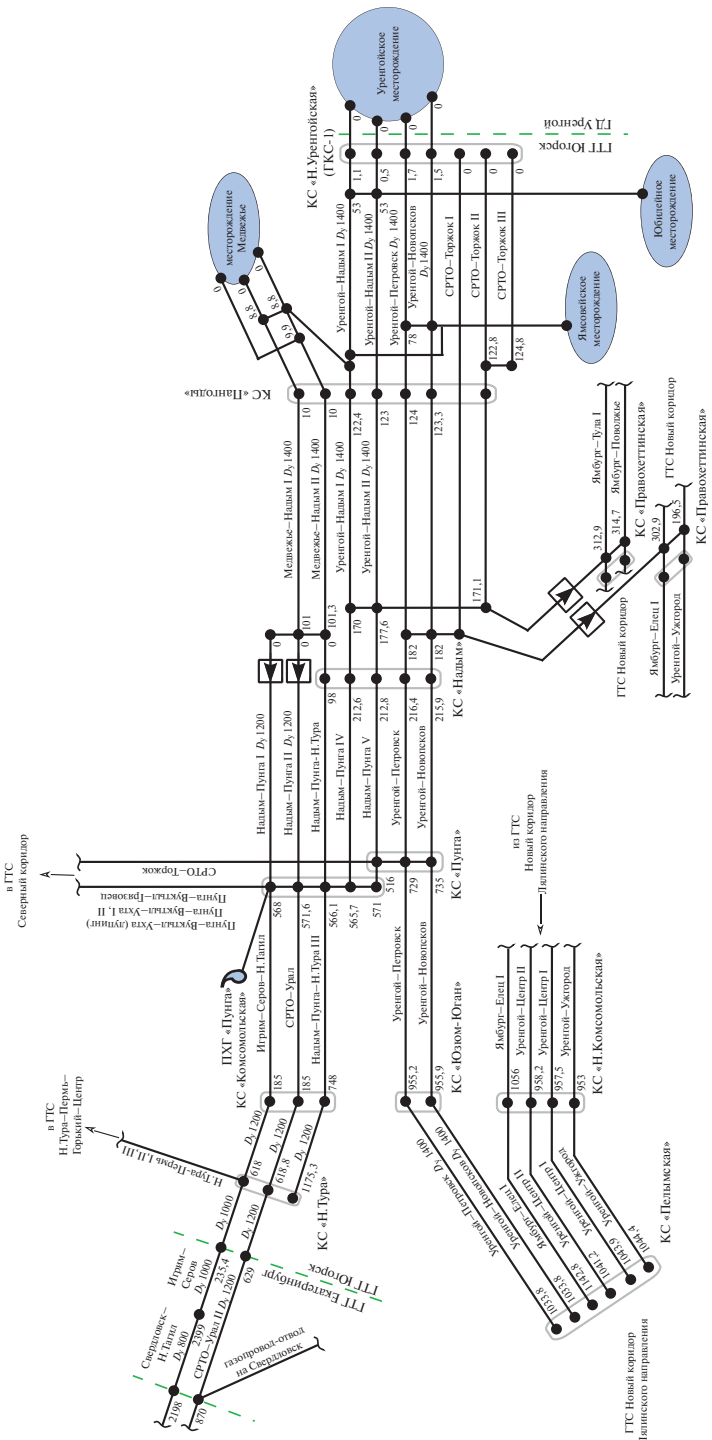


Рис. 2.2.3. Принципиальная схема ГТС Старый коридор

2.2.3.2. 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Ямбургская» – КС «Правохеттинская»	1	СРТО—Урал	0	316	1420	75
		2	Ямбург—Поволжье	0	316	1420	75
		3	Ямбург—Тула II	0	315	1420	75
		4	Ямбург—Тула I	0	314	1420	75
		5	Ямбург—Западная граница СССР (Прогресс)	0	312	1420	75
		6	Ямбург—Елец II	0	311	1420	75
		7	Ямбург—Елец I	0	304	1420	75
		8	Ямбург—Елец II (лупинг)	0	82,8	1420	75
		9	Ямбург–Елец I (лупинг) (Ямбург–Елец II (лупинг) 82,8 *км*))	80,2	180,2	1420	75
		10	Ямбург—Тула II (лупинг)	3,8	88,7	1420	75
		11	Ямбург–Тула I (лупинг) (Ямбург–Тула II (лупинг) 88,7 *км*)	88,7	188,6	1420	75
		12	Ямбург—Елец I (лупинг)	182,7	303	1420	75
2	КС «Пуровская» – КС «Правохеттинская»	1	Уренгой—Центр II	0	197,5	1420	75
		2	Уренгой—Центр I	0	197,5	1420	75
		3	Уренгой—Ужгород	0	198	1420	75
3	КС «Правохеттинская» – КС «Таёжная»	1	СРТО—Урал	316	964,1	1420	75
		2	Ямбург—Поволжье	316	963,9	1420	75
		3	Ямбург—Тула II	315	964,5	1420	75
		4	Ямбург—Тула I	314	964,3	1420	75
		5	Ямбург—Западная граница СССР (Прогресс)	312	959,1	1420	75
		6	Ямбург—Елец II	311	956	1420	75
		7	Ямбург—Елец I	304	949	1420	75
		8	Уренгой—Центр II	197,5	850,2	1420	75
		9	Уренгой—Центр I	197,5	850,4	1420	75
		10	Уренгой—Ужгород	198	850,5	1420	75

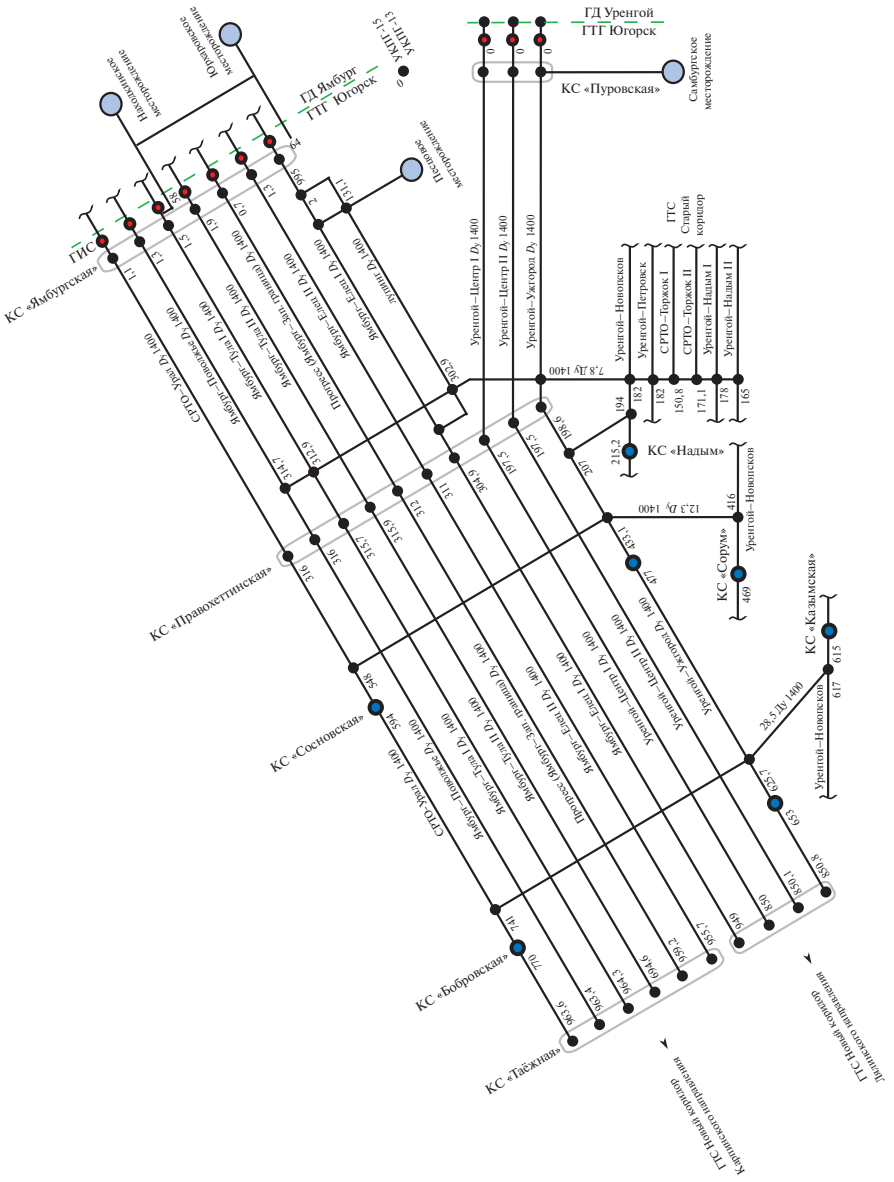


Рис. 2.2.4. Принципиальная схема ГТС Новый коридор

ГТС Новый коридор начинается от месторождения Ямбург на головной КС «Ямбурская» магистральными газопроводами $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 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 $D_у$ = 1400 *мм*, Ру = 7,5 *МПа* Уренгой–Центр I, Уренгой–Центр II и Уренгой–Ужгород.

На КС «Правохеттинская» два этих направления сходятся и заканчиваются на КС «Таёжная».

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».

2.2.3.3. 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*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
1	КС «Таёжная» – КС «Пелымская»	1	Ямбург–Елец I	949	1142,5	1420	75
		2	Уренгой–Центр II	850,2	1043	1420	75
		3	Уренгой–Центр I	850,4	1044	1420	75
		4	Уренгой–Ужгород	850,5	1044	1420	75
2	КС «Пелымская» – Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Чайковский	1	Ямбург–Елец I	1142,5	1508,75	1420	75
		2	Уренгой–Центр II	1043	1408,25	1420	75
		3	Уренгой–Центр I	1044	1408,25	1420	75
		4	Уренгой–Ужгород	1044	1408,25	1420	75
		5	Уренгой–Петровск	1034	1395,75	1420	75
		6	Уренгой–Новопсков	1039	1400,75	1420	75
3	Граница ГТГ Югорск/ ГТГ 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	1571	1420	75
		6	Уренгой–Новопсков	1398	1573	1420	75

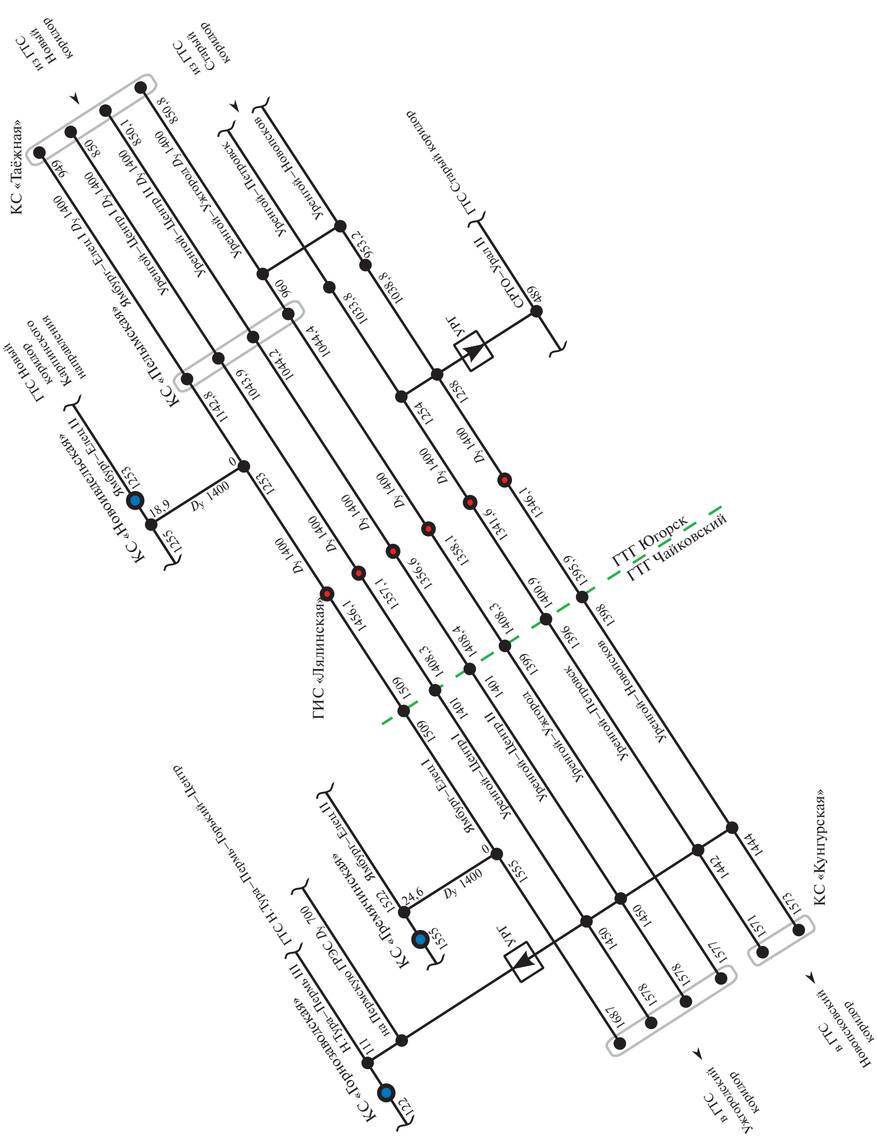


Рис. 2.2.5. Принципиальная схема ГТС Новый коридор Лялинского направления

ГТС Новый коридор Лялинского направления, являясь одним из продолжений ГТС Новый коридор, начинается на КС «Таёжная» магистральными газопроводами $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* Уренгой–Центр I, Уренгой–Центр II, Уренгой–Ужгород и Ямбург–Елец I.

На КС «Пелымская» к ГТС подсоединяются магистральные газопроводы $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* Уренгой–Петровск и Уренгой–Н. Псков. ГТС Новый коридор Лялинского направления заканчивается на КС «Кунгурская».

ГТС Новый коридор Лялинского направления находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский». В районе КС «Ляля» находится граница, 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», КЦ КС «Пелымская», КЦ КС «Ивдельская», КЦ КС «Краснотурьинская», КС «Лялинская».

2.2.3.4. 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Таёжная»—Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Чайковский	1	СРТО—Урал	964,1	1452,8	1420	75
		2	Ямбург—Поволжье	963,9	1452,7	1420	75
		3	Ямбург—Тула II	964,5	1452,8	1420	75
		4	Ямбург—Тула I	964,3	1452,8	1420	75
		5	Ямбург—Западная граница СССР (Прогресс)	959,1	1447,7	1420	75
		6	Ямбург—Елец II	956	1444,7	1420	75
		7	Ямбург—Тула II (лупинг)	1362	1452,7	1420	75
		8	Ямбург—Елец II (лупинг)	1353,4	1444,7	1420	75

Окончание табл. 2.2.4

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
2	Граница ГТГ Югорск/ГТГ Чайковский – КС «Гремячинская»	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	1553,3	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) 1444,7 *км*)	1431	1554	1420	75
		8	Ямбург–Елец II	1431	1554	1420	75
3	КС «Гремячинская» – 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

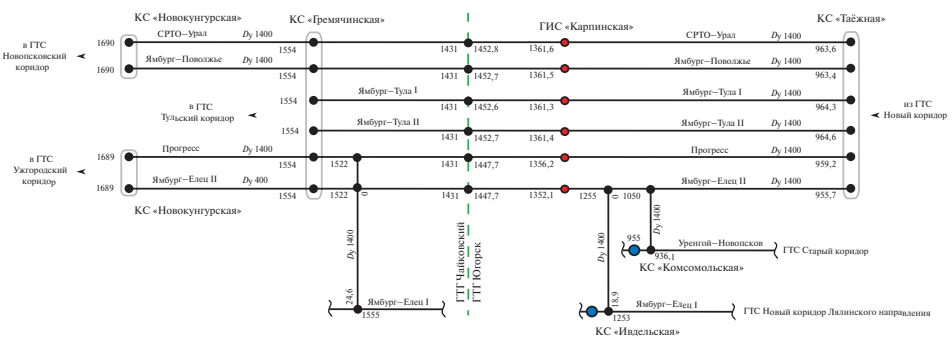


Рис. 2.2.6. Принципиальная схема ГТС Новый коридор Карпинского направления

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 $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 МПа СТРО–Урал, Ямбург–Поволжье, Ямбург–Тула I, Ямбург–Тула II, Прогресс и Ямбург–Елец II.

На КС «Гремяченская» часть газопроводов ГТС Ямбург–Тула I, Ямбург–Тула II заканчиваются, а остальные газопроводы продолжаются до КС «Н. Кунгурская».

В районе КС «Карпинская» находится граница между ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский», на которой 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».

2.2.3.5. 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*	$P_{пр.}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Пунга» — Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Ухта	1	Пунга—Ухта—Грязовец III (565,7 *км* Надым—Пунга IV)	0	291,9	1420	75
		2	СРТО–Торжок (735 *км* Уренгой—Новопсков)	670,6	1026,6	1420	75
		3	Пунга–Вуктыл–Ухта II (565,9 *км* Надым–Пунга–Нижняя Тура III)	0	291,6	1420	75
		4	Пунга–Вуктыл–Ухта I (566,1 *км* Надым–Пунга–Нижняя Тура III)	0	291,6	1220	55
2	КС «Пунга» — Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Ухта	5	Пунга–Вуктыл–Ухта II лупинг (Надым–Пунга V (Уренгой–Грязовец) 571,0 *км*)	0	57,4	1420	75
		6	Пунга–Вуктыл–Ухта III лупинг (Пунга–Вуктыл–Ухта-II лупинг 57,4 *км*)	57,4	122,2	1420	75
3	Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Ухта – КС «Вуктыл»	1	Пунга—Вуктыл—Ухта II	291,6	381	1420	75
		2	Пунга—Вуктыл—Ухта I	291,6	381	1220	55
		3	Пунга—Ухта—Грязовец III	291,6	381	1420	75
		4	СРТО—Торжок	1026,6 (291,6)	1116 (381)	1420	75

Окончание табл. 2.2.5

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр.}$, *кгс/см*^{2}
4	КС «Вуктыл» – КС «Ухта»	1	Вуктыл—Ухта I	175	192	1020	55
		2	Вуктыл—Ухта II	5	192	1220	55
		3	Пунга—Вуктыл—Ухта II	381	570	1420	75
		4	Пунга—Вуктыл—Ухта II (лупинг)	505	569	1420	75
		5	Пунга—Вуктыл—Ухта I	381	570	1220	55
		6	Пунга—Ухта—Грязовец III	381	570	1420	75
		7	Пунга—Ухта—Грязовец III (лупинг)	448	505	1420	75
		8	СРТО—Торжок	1116 (381)	1310 (2)	1420	75
5	КС «Ухта» – КС «Грязовец»	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
		3	Ухта–Торжок II (лупинг)	438	486	1220	55
		4	Ухта–Торжок III (Пунга–Вуктыл–Ухта II 570 *км*)	0	944	1420	75
		5	Пунга–Ухта–Грязовец IV (Уренгой–Грязовец) (Пунга–Ухта–Грязовец III 570 *км*)	0	944	1420	75
		6	Грязовец–Торжок IV (лупинг)	942	945	1420	55
		7	СРТО –Торжок	1310 (2)	2281,7 (947,8)	1420	75
6	КС «Грязовец» – Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург	1	Ухта–Торжок I	944	1179,7	1220	55
		2	Ухта–Торжок II	944	1179,7	1220	55
		3	Ухта–Торжок III	944	1179,7	1420	75
		4	Грязовец–Торжок IV (Пунга–Ухта–Грязовец IV (Уренгой–Грязовец) 944 *км*)	944	1179,7	1220	55
		5	Грязовец–Торжок IV (лупинг)	1142	1179,7	1220	55
		6	СРТО–Торжок	2281,7 (947,8)	2516,63 (1181,2)	1420	75
		7	СРТО–Торжок (лупинг)	2466,6 (1130)	2515,87 (1180,5)	1420	75

Окончание табл. 2.2.5

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр.}$, *кгс/см*^{2}
7	Граница ГТГ Ухта / ГТГ Санкт-Петербург – КС «Торжок»	1	Ухта–Торжок III (+9,8 *км* технологической перемычки)	1179,7	1341,8	1420	75
		2	Ухта–Торжок I (+0,9 *км* технологической перемычки)	1179,7	1332,9	1220	55
		3	Ухта–Торжок II(+0,6 *км* технологической перемычки)	1179,7	1332,6	1220	55
		4	Грязовец–Торжок (+1 *км* технологической перемычки)	236,7	392	1220	55
		5	Грязовец–Торжок IV (лупинг)	236,7	285	1220	55
		6	СРТО–Торжок	2516,63	2675,2	1420	75

ГТС Северный коридор начинается магистральными газопроводами Пунга–Вуктыл– Ухта III, Пунга–Ухта–Грязовец III, Пунга–Вуктыл–Ухта II $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* и магистральным газопроводом Пунга–Вуктыл–Ухта I $D_у$ = 1200 *мм* и $P_у$ = 5,5 *МПа*, которые берут своё начало от магистральных газопроводов Надым–Пунга–Н. Тура, Надым–Пунга IV, Надым–Пунга V $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* и магистральным газопроводом СТРО–Торжок $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа*, который на отметке 686,8 *км* продолжается от ГТС Старый коридор.

Магистральный газопровод Пунга–Вуктыл–Ухта III $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* заканчивается на отметке 122,2 *км*, а остальные газопроводы продолжаются до КС «Вуктыл».

На КС «Вуктыл» к ГТС присоединяются магистральные газопроводы $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* Вуктыл–Ухта II и Вуктыл–Ухта I, идущие от Вуктыльского газоконденсатного месторождения через ДКС. Между газопроводом СТРО–Торжок $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* и газопроводами Вуктыл–Ухта II, Пунга–Вуктыл–Ухта II существует перемычка с УРГ. Газопровод Пунга–Вуктыл–Ухта I $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 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, Пунга–Вуктыл–Ухта II на Ухта–Торжок III, Вуктыл–Ухта II на Ухта–Торжок II и Вуктыл–Ухта I на Ухта–Торжок I. Отсчёт протяжённости этих газопроводов на КС «Ухта» начинается с 0 *км*. На КС «Ухта» к ГТС Северный коридор после ГИС-12 присоединяется ГТС Бованенково–Ухта $P_у$ = 10 *МПа*. Между газопроводами Бованенково–Ухта I и СРТО–Торжок существует перемычка. До КС «Грязовец» между газопроводами Бованенково–Ухта I и СРТО–Торжок установлены пять технологических перемычек с УРГ.

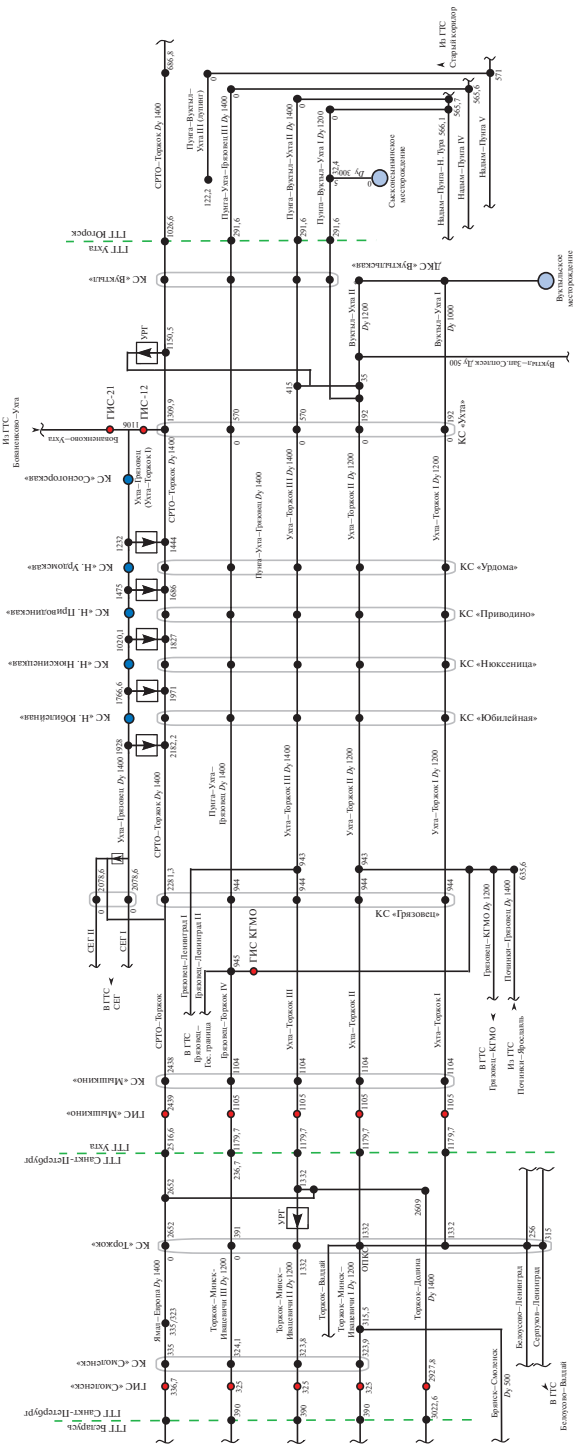


Рис. 2.2.7. Принципиальная схема ГТС Северный коридор

Участок между КС «Ухта» и КС «Грязовец» по сути состоит из трёх систем магистральных газопроводов D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* (Пунга–Ухта–Грязовец, Ухта–Торжок 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 или Ухта–Грязовец), соединённых между собой технологическими перемычками как с УРГ, так и без них и зачастую работающими в едином гидравлическом режиме.

Примечание: Учитывая, что в ГТС существуют два МГ в системе P_y = 5,5 МПа, P_y = 10 МПа с одинаковым названием Ухта–Торжок I, в дальнейшем МГ Ухта–Торжок I с P_y = 10 МПа будем называть по его второму названию Ухта–Грязовец.

КС «Грязовец» представляет собой сложную узловую компрессорную станцию. На ней к ГТС подключается магистральный газопровод Починки–Грязовец D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа*. На КС начинаются магистральные газопроводы D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* Грязовец–ГКМО, Грязовец–Ленинград II, Грязовец– Ленинград I и магистральные газопроводы D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* Северо-Европейский газопровод I, Северо-Европейский газопровод II.

Газопровод Ухта–Торжок I заканчивается на отметке 1332 *км* (перед КС «Торжок»), где он соединяется с газопроводами Белоусово–Ленинград и Серпухов–Ленинград.

ГТС Северный коридор заканчивается на КС «Торжок», от которой начинаются новые ГТС.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». На границах разделов установлены ГИС «Приполярная» и ГИС «Мышкино».

В составе ГТС находятся КС «Сосьвинская», КС «Приполярная», КС «Вуктыл», КС «Ухта», КС «Синдор», КС «Микунь», КС «Урдома», КС «Приводино», КС «Нюксиница», КС «Юбилейная», КС «Грязовец», КС «Мышкино», КС «Сосногорская», КС «Новосиндорская», КС «Новомикуньская», КС «Новоурдомская», КС «Новоприводинская», КС «Новонюксенецкая», КС «Новоюбилейная», КС «Новогрязовецкая».

2.2.3.6. 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	Заполярное—Уренгой	1	Заполярное—Уренгой I	0	188,3	1420	75
		2	Заполярное—Уренгой II	0	188,7	1420	75
		3	Заполярное—Уренгой III	0	188,9	1420	75
		4	Заполярное—Уренгой III лупинг	0	68	1420	75
		5	Пуртазовская КС —Ново-уренгойская ГКС-2	94,2	184	1420	75
		6	Пуртазовская КС—Ново-уренгойская ГКС-2 лупинг	133,3	182	1420	75
2	КС «Новоуренгойская» – КС «Вынгапуровская»	1	Уренгой—Челябинск I	2,5	385,7	1420	75
		2	Уренгой—Челябинск II	2,5	385,7	1420	75
3	КС «Вынгапуровская» – 645 *км* (р. Обь)	1	Уренгой—Челябинск I	385,7	645	1420	75
		2	Уренгой—Челябинск II	385,7	645	1420	75
		3	СРТО—Омск	128,6	373,4	1420	75
4	645 *км* (р. Обь) – КС «Богандинская»	1	Уренгой—Челябинск I	645	1173/ 1168	1420	75
		2	Уренгой—Челябинск II	645	1173/ 1168	1420	75
		3	Уренгой—Челябинск I	1173/ 1168	1410,2	1420	75
		4	Уренгой—Челябинск II	1173/ 1168	1410,3	1420	75
5	КС «Богандинская» – Граница ГТГ Сургут/ГТГ Екатеринбург	1	Уренгой—Челябинск I	1410,2	1481	1420	75
		2	Уренгой—Челябинск II	1410,3	1481	1420	75
6	Граница ГТГ Сургут/ГТГ Екатеринбург – КС «Долгодеревенская»	1	Комсомольское–Челябинск (Уренгой–Челябинск I 1481 *км*)	1273 (1481)	1540	1420	75
		2	Челябинск–Петровск (Уренгой–Челябинск II 1748 *км*)	0	5,5	1420	55
		3	Уренгой—Челябинск II	1481	1748	1420	75

ГТС Сургутский коридор начинается магистральными газопроводами D_y = 1400 мм, P_y = 7,5 *МПа* Заполярное–Уренгой I, Заполярное–Уренгой II и Заполярное–Уренгой III, которые составляют новую часть ГТС, появившуюся после введения в строй месторождения Заполярное. На КС «Ново-Уренгойская» эти газопроводы соединяются с газопроводами D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* Уренгой–Челябинск I и Уренгой–Челябинск II, которые начинают старую часть ГТС, работавшую до ввода в действие месторождения Заполярное. На участке от КС «Вынгапуровская» до КС «Приобская» в ГТС появляется третий газопровод СРТО–Омск. На участке от КС «Ягенетская» до КС «Вынгапуровская» к ГТС подключено несколько месторождений.

В районе КС «Богандинская» находится граница между ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», на которой установлена ГИС «Богандинская».

ГТС Сургутский коридор заканчивается на КС «Долгодеревенская». Здесь газопровод Уренгой–Челябинск I заканчивается, а газопровод Уренгой–Челябинск II переходит в газопровод Челябинск–Петровск D_y = 1400 *мм*, P_y = 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 находятся ГКС «Заполярная», КС «Пуртазовская», КС «Новоуренгойская», 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».

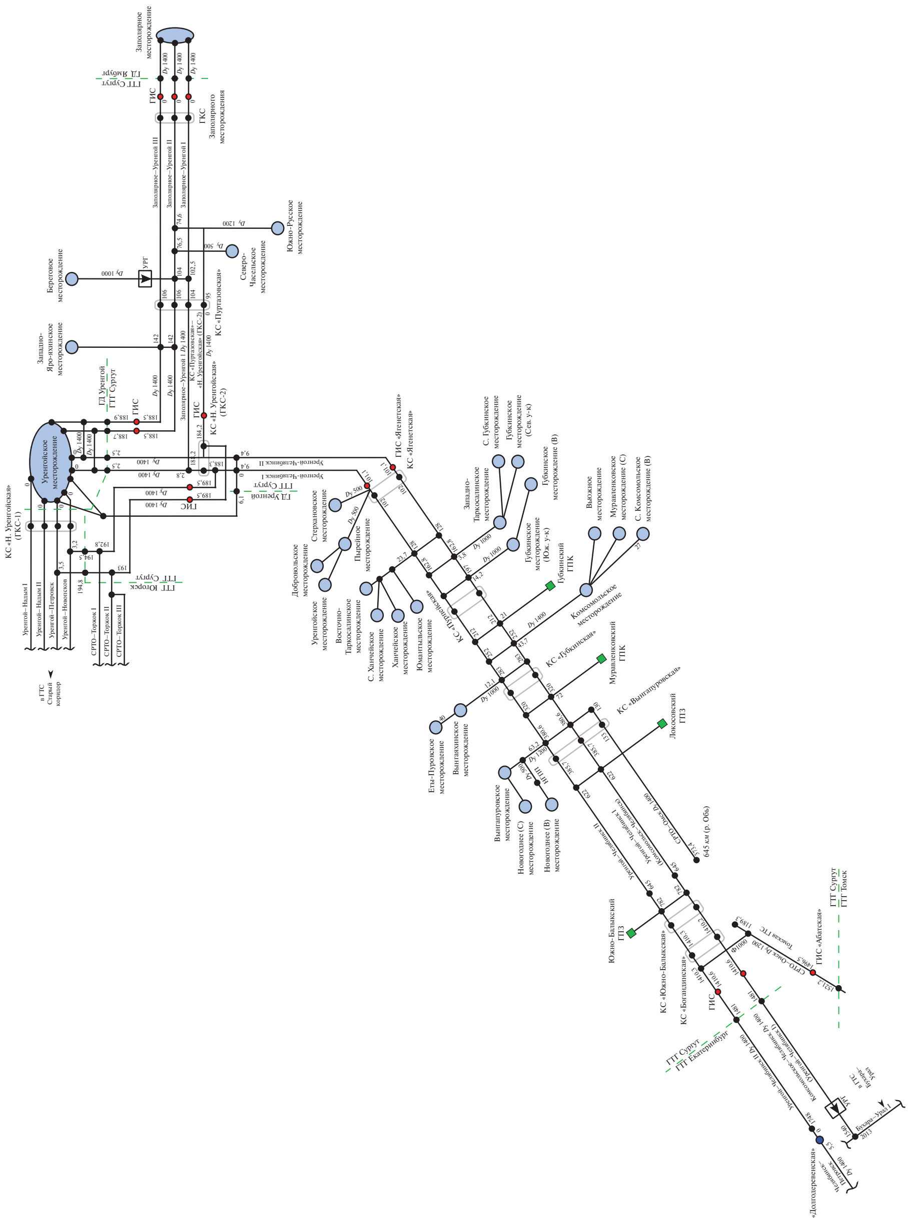


Рис. 2.2.8. Принципиальная схема ГТС Сургутский коридор

2.2.3.7. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Долгодеревенская» – Граница ГТГ Екатеринбург/ ГТГ Уфа	1	Челябинск–Петровск	5,5	112	1420	75
2	Граница ГТГ Екатеринбург/ГТГ Уфа – КС «Поляна»	1	Челябинск–Петровск	112	332,6	1420	75

ГТС Долгодеревенская–Поляна состоит из одного магистрального газопровода Челябинск–Петровск $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа*, который начинается на КС «Долгодеревенская», являясь продолжением ГТС Сургутский коридор, и заканчивается на КС «Полянская».

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» и ООО «Газпром трансгаз Уфа». Между КС «Долгодеревенская» и КС «Ургала» находится граница. После КС «Долгодеревенская» установлена ГИС «Долгодеревенская».

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

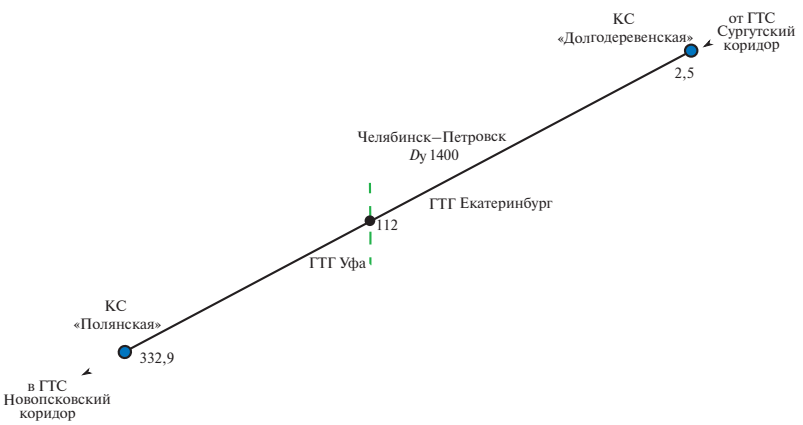


Рис. 2.2.9. Принципиальная схема ГТС Долгодеревенская–Поляна

2.2.3.8. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	ГИС «Прохоровка» — 256 *км* (р. Дон)	1	Новопсков–Аксай–Моздок-север	333,2	256	1220	55
		2	Новопсков–Аксай-Моздок, р/н, р. Дон, р. Черкасская, р. Аксай 265,5 *км* (Краснодарский край–Серпухов II 257 *км*)	265,5	256	1220	55
		3	Северный Кавказ—Центр (СКЦ)	333,2	256	1220	55
		4	Краснодарский край—Серпухов II	327	298	1020	50
		5	Краснодарский край—Серпухов II	298	278	1020	55
		6	Краснодарский край—Серпухов II	278	257	1220	55
2	256 *км* (р. Дон) – Граница ГТГ Краснодар/ГТГ Ставрополь	1	Новопсков—Аксай—Моздок	256	127	1220	55
		2	Северный Кавказ—Центр (СКЦ)	256	127	1220	55
3	Граница ГТГ Краснодар/ГТГ Ставрополь — КС «Привольная»	1	Новопсков–Аксай–Моздок-север	127	68	1220	55
		2	Северный Кавказ—Центр (СКЦ)	127	68	1220	55
4	КС «Привольная» — КС-6 «Изобильная»	1	Новопсков–Аксай–Моздок-север	68	0	1220	55
		2	Новопсков-Аксай–Моздок-юг (НАМ-север 0 *км*)	0	5	1220	55
		3	Северный Кавказ—Центр (СКЦ)	68	0	1220	55
		4	Северный Кавказ–Центр (СКЦ)-юг (СКЦ 0 *км*)	0	7,3	1220	55
5	КС-6 «Изобильная» – КС Ставропольского УПХГ	1	Новопсков–Аксай–Моздок-юг	5	20,5	1220	55
		2	Изобильное—Невинномысск	7	22	1020	55
		3	КС «Изобильное» — КС «Рождественская»	7	21,8	1020	55

Продолжение табл. 2.2.8

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
6	КС Ставропольского УПХГ – КС «Невинномысск»	1	Новопсков–Аксай–Моздок-юг	20,5	96,7	1220	55
		2	Изобильное—Невинномысск	22	98,2	1020	55
		3	Ставрополь—Грозный I	0	76,7	720	55
		4	Ставрополь—Грозный II	0	76,7	720	55
7	КС «Невинномысск» – КС «Моздок»	1	Новопсков–Аксай–Моздок-юг	96,7	225,7	1020	55
		2	Новопсков–Аксай–Моздок-юг	225,7	348,4	1220	55
		3	Невинномысск—Моздок	0	251,3	1220	55
		4	Ставрополь—Грозный I	76,7	173	720	55
		5	Ставрополь—Грозный I	212	275,8	720	55
		6	Ставрополь—Грозный I	275,8	317,8	520	55
		7	Ставрополь–Грозный II (275,8 *км* Ставрополь–Грозный I)	274	316	520	55
8	КС «Акколь» – Граница ГТГ Ставрополь/ ГТГ Махачкала	1	Макат—Северный Кавказ	370,8	734,1	1420	75
		2	Макат—Северный Кавказ (лупинг)	465	490	1420	75
9	Граница ГТГ Ставрополь/ГТГ Махачкала – граница ГТГ Махачкала/ ЧеченГП	1	Макат—Северный Кавказ	734,6	864	1420	75
10	Граница Г ТГ Махачкала/ ЧеченГП – КС «Червленая»	1	Макат—Северный Кавказ	864	896	1420	75
11	КС «Червленая» — 944/813,5 *км*	1	Макат—Северный Кавказ	896	944	1220	55
		2	Кази-Магомед—Моздок	765,5	813,5	1220	55
12	944/813,5 *км* — Граница ЧеченГП/ ГТГ Ставрополь	1	Кази-Магомед—Моздок	813,5	837	1220	55
13	Граница Чечен ГП/ ГТГ Ставрополь – КС «Моздок»	1	Кази-Магомед—Моздок	837	882	1220	55
14	КС «Червленая» – Граница Чечен ГП/ ГТГ Махачкала	1	Кази-Магомед—Моздок	765,5	723	1220	55

Окончание табл. 2.2.8

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
15	Граница ЧеченГП/ ГТГ Махачкала – ГИС «Ново-Филя» (граница Россия/ Азербайджан)	1	Кази-Магомед—Моздок	723	426	1220	55
16	Астраханский ГПЗ – Граница ГД Астрахань/ГТГ Ставрополь	1	Астраханский ГПЗ – КС «Замьяны»	0	83,6	1020	55
		2	Астраханский ГПЗ – Камыш-Бурун	0	133	1020	55
		3	Астраханский ГПЗ – Камыш-Бурун	133	349	820	55
17	0 (349) *км* — Граница ГТГ Ставрополь/ ЧеченГП	1	Северные р-ны Дагестана–Камыш-Бурун (АГПЗ–Камыш-Бурун 349 *км*)	0(349)	48,6	1020	55
		2	Камыш-Бурун–Горагорский (Северные р-ны Дагестана–Камыш-Бурун 48,6 *км*)	0	93	720	55
		3	Камыш-Бурун–Ищерская (Северные р-ны Дагестана–Камыш-Бурун 48,6 *км*)	0(48,6)	1	720	55
	0 (349) *км* — Граница ГТГ Ставрополь/ ЧеченГП	4	Камыш-Бурун–Ищерская	1	14	820	55
		5	Камыш-Бурун–Ищерская	14	44	720	55
		6	Камыш-Бурун–Ищерская	44	93	820	55
18	87 *км* — КС «Моздок»	1	Перемычка МГ Камыш-Бурун–Ищерская (87 *км*) – Ищерская–Моздок (21,7 *км*) (87 *км* Камыш-Бурун–Ищерская)	0	44,07	1020	55
	87 *км* — КС «Моздок»	2	Ищерская–Моздок (44,07 *км* Перемычка МГ Камыш-Бурун–Ищерская (87 *км*)–Ищерская–Моздок (21,7 *км*))	21,7	46,7	1020	55
19	КС «Моздок» — КС «Чми» (граница Россия/Грузия)	1	Северный Кавказ–Закавказье	0	116	1420	55
		2	Северный Кавказ–Закавказье	116	137,5	1220	55
		3	Моздок–Тбилиси	0	116,7	720	55
20	Кумли—Аксай	1	Кумли–Аксай (831 *км* Макат–Северный Кавказ)	0	115	1020	75

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

Одно направление 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 лупингом Северный Кавказ – Центр (СКЦ). На 256 *км* (р. Дон) газопровод Краснодарский край–Серпухов II переходит в газопровод Ленинградская–Ростов, а от газопровода лупинг СКЦ отделяется газопровод-отвод $D_y = 500$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа* на г. Ростов, который через 5,5 *км* переходит в газопровод Краснодарский край–Серпухов I. Эти газопроводы начинают ГТС Краснодарского края.

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 (СКЦ) меняет название на газопровод Изобильная–Рождественская $D_y = 1000$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*, и появляется газопровод Изобильное–Невинномысск $D_y = 1000$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*.

На КС «Рождественская» газопровод Изобильное–Рождественская меняет название на газопровод Ставрополь–Грозный I $D_y = 700$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*, и на участке появляется газопровод Ставрополь–Грозный II $D_y = 700$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*.

На КС «Невинномысск» газопровод НАМ юг меняет диаметр на $D_y = 1000$ *мм* до отметки 225,7 *км* и затем снова меняет диаметр на $D_y = 1200$ *мм*. На КС «Невинномысск» газопровод Изобильное–Невинномысск $D_y = 1000$ *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 в магистральном транспорте газа практически не участвуют. На КС «Невинномысск» к ГТС подключается газопровод Невинномысск–Майкоп, который на границе с ООО «Газпром трансгаз Кубань» закрыт и работает как распределительный газопровод высокого давления. Эта часть ГТС заканчивается на КС «Моздок».

Второе направление ГТС 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*. На отметке 116 *км* газопровод Северный Кавказ–Закавказье меняет диаметр на $D_y = 1000$ *мм*. Это направление заканчивается на ГИС ЧМИ, которая находится на границе с Грузией.

Третья часть ГТС 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 КС «Червлёная». На КС газопровод Макат–Северный Кавказ меняет диаметр на D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* и заканчивается недалеко от границы между ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ОАО «Чеченгазпром». На КС «Червлёная» газопровод Кази-Магомет–Моздок D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* меняет направление на ГИС «Ново-Филя», которая находится на границе с Азербайджаном. Газопроводы Макат–Северный Кавказ и Кази-Магомет–Моздок соединяются недалеко от границы ООО «Газпром трансгаз Махачкала» и ОАО «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 добыча Астрахань» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» 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 48,6 *км* этот газопровод разделяется на два газопровода D_y = 700 *мм* и P_y = 5,5 *МПа* Камыш-Бурун–Ищерская и Камыш-Бурун–Горагорская. Газопровод Камыш-Бурун–Ищерская через 40 *км* меняет диаметр на D_y = 800 *мм* и на отметке 113 *км* недалеко от границы между ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ОАО «Чеченгазпром» заканчивается переходя в газопровод Ищерская–Моздок D_y = 1000 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*. Газопровод Камыш-Бурун–Горагорская после отметки 113 *км* направляется потребителям Чечни как распределительный газопровод высокого давления.

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», ООО «Газпром добыча Астрахань» и ОАО «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 «Червлёная», КС «Артезиан», КС «Зензели», КС «Замьяны», КС «Кизил-Юрт», КС «Избербаш», КС «Чми».

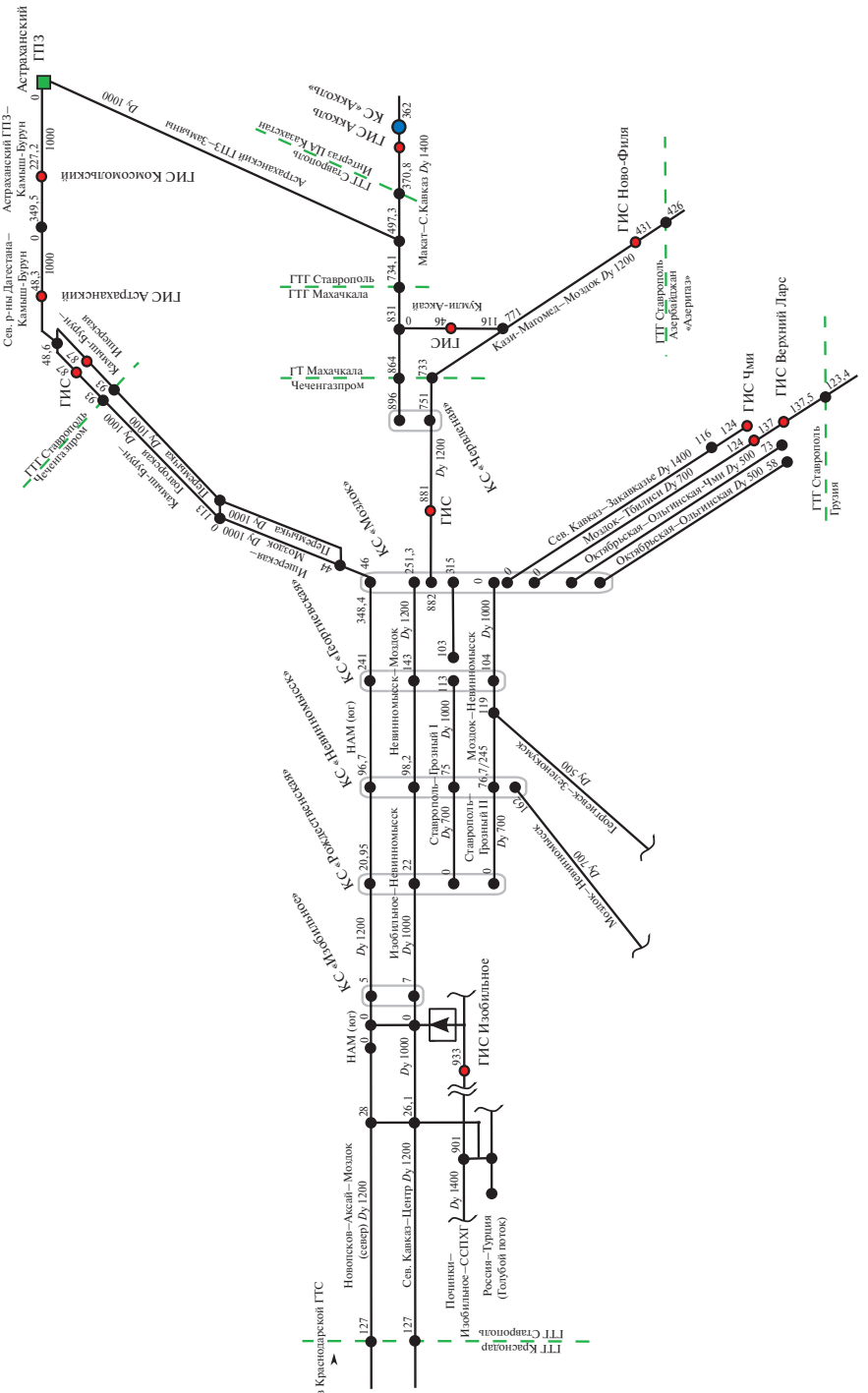


Рис. 2.2.10. Принципиальная схема ГТС Северного Кавказа

2.2.3.9. Томская газотранспортная система

Таблица 2.2.9

Участки Томской ГТС

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	НВГПЗ – КС «Вертикос»	1	Нижневартовский ГПЗ–Парабель I	0	305	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» – 317 *км* (р. Обь)	1	Парабель–Кузбасс I (НГПЗ–Парабель I 449 *км*)	0 (449)	317	1020	55
		2	Парабель–Кузбасс II (НГПЗ–Парабель II 449 *км*	0 (449)	317	1020	55
4	317 *км* (р .Обь) – КС «Проскоково»	1	Парабель–Кузбасс I	317	404	1020	55
		2	Парабель–Кузбасс II	317	404	1020	55
5	КС «Проскоково» – 572 *км*	1	Парабель–Кузбасс I	404	572	1020	55
		2	Новосибирск–Кузбасс	138	305	1020	55
6	572 *км* – 714 км (г. Новокузнецк)	1	Парабель–Кузбасс I	572	714	1020	45
7	КС «Богандинская» – Граница ГТГ Сургут/ ГТГ Томск	1	СРТО–Омск (1410,3 *км* Уренгой–Челябинск1)	1182,3	1521,2	1220	75
8	Граница ГТГ Сургут/ ГТГ Томск – 1717 *км* (г. Омск)	1	СРТО–Омск	1521,2	1717	1220	75
9	1717 *км* (г. Омск) – 1759 *км*	1	СРТО–Омск	1717	1759	1220	55
10	1717 *км* (г. Омск) – КС «Новосибирск»	1	Омск–Новосибирск (1717 *км* СРТО–Омск)	0	658	1220	55
11	КС «Новосибирск» – КС «Проскоково»	1	Новосибирск–Кузбасс (Омск–Новосибирск 657 *км*)	0	138	1020	55
		2	Юрга–Новосибирск (404,4 *км* Парабель–Кузбасс)	0	154,3	720	55
12	КС «Новосибирск» – Горно-Алтайск	1	Новосибирск–Барнаул (32 *км* Новосибирск–Кузбасс, 103 *км* Юрга–Новосибирск)	0	282,3	720	55
		2	Барнаул–Бийск (30 *км* газопровода-отвода ГРС г. Новоалтайска от Новосибирск–Барнаул)	0	150,7	720	55
		3	Бийск–Горно-Алтайск (148 *км* Барнаул–Бийск)	0	151,8	530	55

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

Основная часть системы начинается магистральным газопроводом НГПЗ–Парабель I $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* от Нижневартовского и Белозёрного газоперерабатывающих заводов, которые в свою очередь подключены к Варьеганскому нефтегазоконденсатному месторождению.

На участке КС «Вертикос» – 317 *км* (р. Обь) к ГТС подключён второй магистральный газопровод НГПЗ–Парабель II $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*. На этих же участках к ГТС подключены Севервасюганское, Мыльджинское и Лугенецкое газоконденсатные месторождения.

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

На участке 317 *км* (р. Обь) – КС «Проскоково» ГТС состоит из одного магистрального газопровода Парабель–Кузбасс I.

Вторая часть системы начинается от КС «Богандинская» газопроводом СРТО–Омск $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа*. На отметке 1717 *км* (р. Иртыш) газопровод меняет название на Омск–Новосибирск, а на КС «Новосибирск» на Новосибирск–Кузбасс.

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 $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* продолжается параллельно с газопроводом Парабель–Кузбасс I с отметки 527 *км*. Дальше ГТС состоит из одного газопровода «Парабель–Кузбасс I.

Особенностью Томской ГТС является то, что это локальная газотранспортная система, предназначенная только для поставки газа потребителям. От КС «Новосибирская» начинается распределительная газотранспортная система на Горно-Алтайск.

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

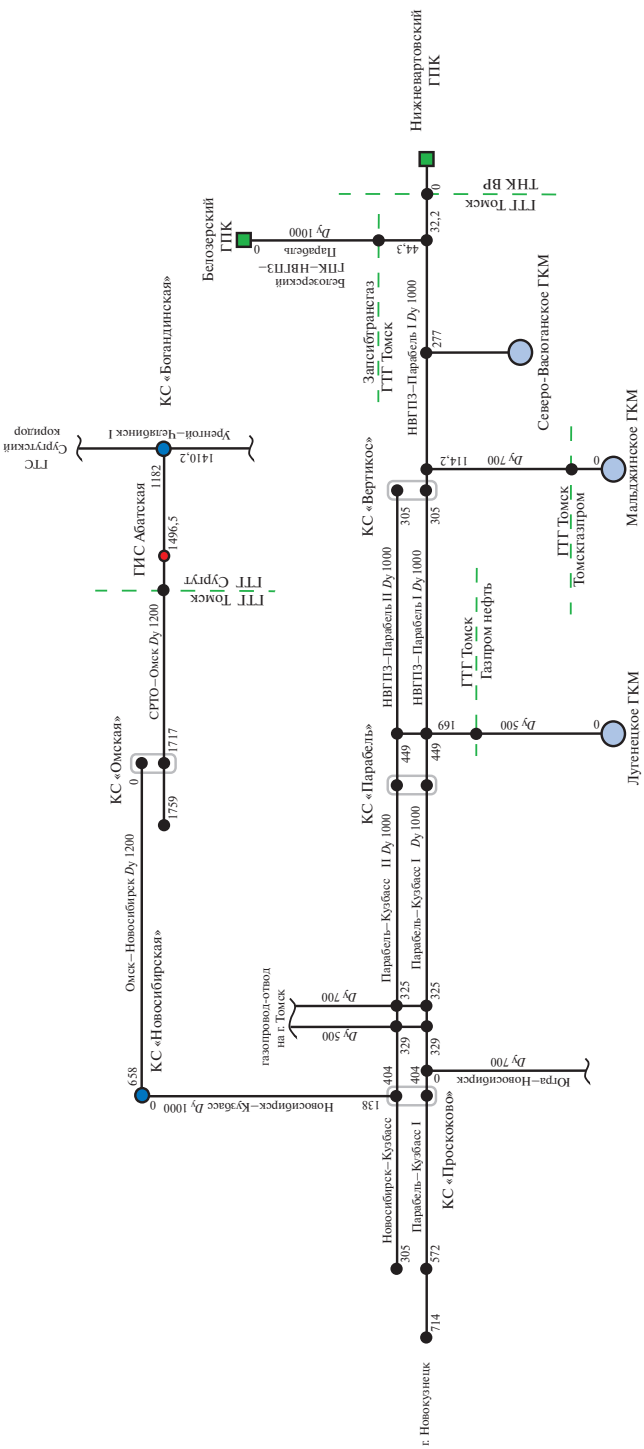


Рис. 2.2.11. Принципиальная схема Томской ГТС

2.2.3.10. 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	$P_{пр}$, кгс/см^2
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	2027,5	1420	75
		2	Уренгой–Центр I	1701	2029	1420	75
		3	Уренгой–Центр II	1701	2029,9	1420	75
		4	Ямбург–Елец I	1812	2140,2	1420	75
		5	Ямбург–Елец II	1812	2140,2	1420	75
		6	Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс)	1812	2140,2	1420	75
4	Граница ГТГ Чайковский/ ГТГ Казань – Граница ГТГ Казань/ ГТГ Н.Новгород	1	Уренгой–Ужгород	2027,5	2174,4	1420	75
		2	Уренгой–Центр I	2029	2176,6	1420	75
		3	Уренгой–Центр II	2029,9	2177,4	1420	75
		4	Ямбург–Елец I	2140,2	2291,3	1420	75
		5	Ямбург–Елец II	2140,2	2290,2	1420	75
		6	Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс)	2140,2	2295	1420	75
5	Граница ГТГ Казань/ ГТГ Н.Новгород – КС «Починки»	1	Уренгой–Ужгород	2174,4	2517	1420	75
		2	Уренгой–Центр I	2176,6	2519	1420	75
		3	Уренгой–Центр II	2177,4	2531	1420	75
		4	Ямбург–Елец I	2291,3	2644	1420	75
		5	Ямбург–Елец II	2290,2	2644	1420	75
		6	Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс)	2295	2649	1420	75

Окончание табл. 2.2.10

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
6	КС «Починки» – Граница ГТГ Н.Новгород/ ГТГ Москва	1	Уренгой–Ужгород	2517	2698,3	1420	75
		2	Уренгой–Центр I	2519	2700,8	1420	75
		3	Уренгой–Центр II	2531	2712,6	1420	75
		4	Ямбург–Елец I	2644	2827,9	1420	75
		5	Ямбург–Елец II	2644	2826,9	1420	75
		6	Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс)	2649	2832,5	1420	75
7	Граница ГТГ Н.Новгород/ГТГ Москва – КС «Давыдовская» (узел сброса в САЦ)	1	Уренгой–Ужгород	2698,3	2743,9	1420	75
		2	Уренгой–Центр I	2698,3	2743,9	1420	75
		3	Уренгой–Центр II	2698,3	2743,7	1420	75
		4	Ямбург–Елец I	2828	2873,4	1420	75
		5	Ямбург–Елец II	2828,0	2873,5	1420	75
		6	Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс)	2832,5	2878	1420	75
8	КС «Давыдовская» (узел сброса в САЦ) – КС «Донская» (узел сброса в СКЦ)	1	Уренгой–Ужгород	2743,9	3020,0	1420	75
		2	Уренгой–Центр I	2743,9	3020,0	1420	75
		3	Уренгой–Центр II	2743,7	3020,0	1420	75
		4	Ямбург–Елец I	2873,4	3150	1420	75
		5	Ямбург–Елец II	2873,5	3150	1420	75
		6	Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс)	2878	2879,4	1420	75
9	КС «Донская» (узел сброса в СКЦ) – ГИС «Суджа» (граница с Украиной)	1	Уренгой–Ужгород	3020,0	3323,9	1420	75
		2	Елец–Кременчуг–Кривой Рог (Ямбург–Елец I 3150 *км*)	0	297,5	1420	75
		3	Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс) (Ямбург–Елец II 3150 *км*)	3175	3473,3	1420	75

ГТС Ужгородский коридор начинается двумя потоками на КС «Новокунгурская» магистральными газопроводами D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* Прогресс и Ямбург–Елец II и на КС «Кунгурская» магистральными газопроводами D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* Уренгой–Ужгород, Ямбург–Елец I, Уренгой–Центр I и Уренгой–Центр II. На КС «Ординская» все эти газопроводы сходятся вместе.

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

Недалеко от КС «Давыдовская» от всех шести магистральных газопроводов 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. Газопровод Ямбург–Елец II переименовывается в газопровод Ямбург–Западная граница («Прогресс»).

ГТС Ужгородский коридор заканчивается на границе Российской Федерации и Украины, где установлена ГИС «Суджа».

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

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

ГТС Ужгородский коридор имеет межсистемные технологические перемычки с ГТС «Малый Курск», «САЦ», Тульский коридор и Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр.

К ГТС подключено Карашуровское ПХГ.

В состав ГТС входят КЦ КС «Новокунгурская», КЦ КС «Кунгурская», КС «Ординская», КС «Чайковская», КС «Агрызская», КС «Арская», КС «Заволжская», КС «Сеченовская», КС «Починки», КС «Торбеевская», КС «Давыдовская», КС «Первомайская», КС «Донская», КС «Долгое», КЦ КС «Курская».

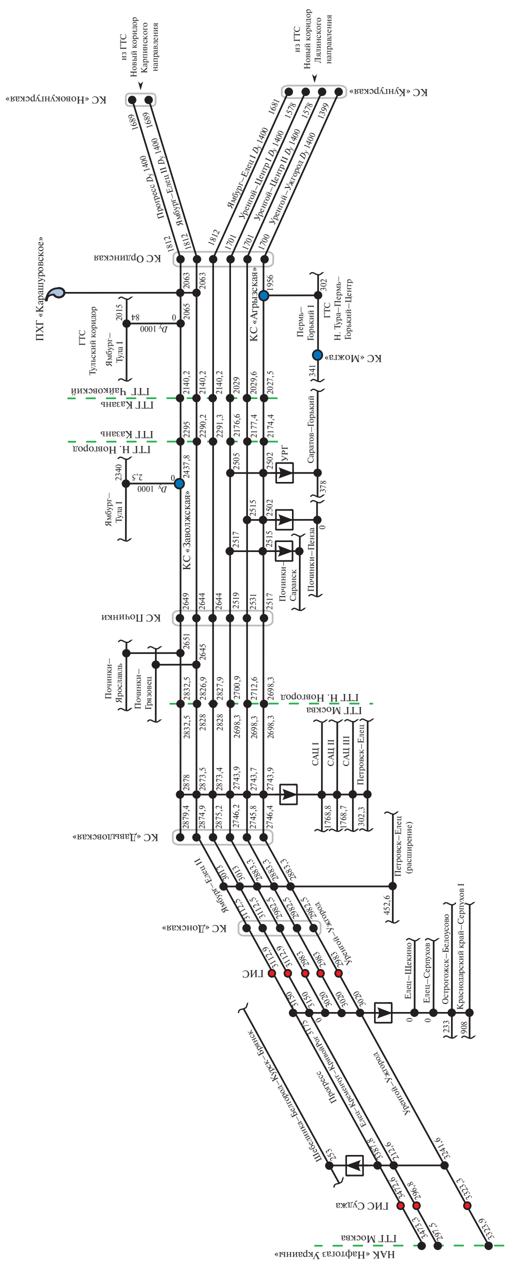


Рис. 2.2.12. Принципиальная схема ГТС Ужгородский коридор

2.2.3.11. 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Гремяченская» – Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Н.Новгород	1	Ямбург–Тула I	1554	1635/ 1679	1420	75
		2	Ямбург–Тула I	1635/ 1679	2113	1420	75
		3	Ямбург–Тула II	1554	1635/ 1679	1420	75
		4	Ямбург–Тула II	1635/ 1679	2113	1420	75
2	Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Н.Новгород – КС «Лукояновская»	1	Ямбург–Тула I	2094,8	2570	1420	75
		2	Ямбург–Тула II	2094,2	2567	1420	75
3	КС «Лукояновская» – Граница ГТГ Н.Новгород/ГТГ Москва	1	Ямбург–Тула II	2567	2708,7	1420	75
4	Граница ГТГ Н.Новгород/ ГТГ Москва – КС «Пришня»	1	Ямбург–Тула II	2723,2	3110,5	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 «Пришня». На КС «Пришня» существуют технологические перемычки с магистральными газопроводами Тула–Торжок, Елец–Серпухов, Острогожск–Белоусово и распределительным газопроводом высокого давления Тула–Шостка–Киев.

В районе КС «Чебоксарская» существует межсистемная перемычка с ГТС Ужгородский коридор.

На КС «Лукояновская» газопровод Ямбург–Тула I соединяется с ГТС Починки–Ярославль.

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».

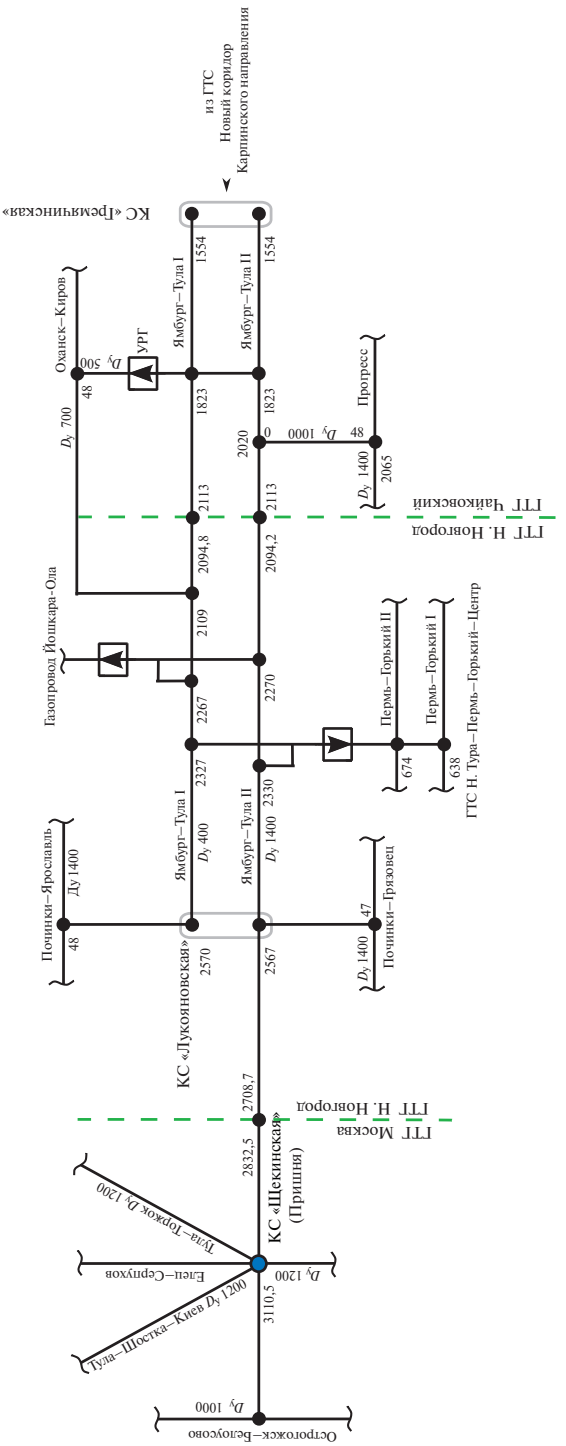


Рис. 2.2.13. Принципиальная схема ГТС Тульский коридор

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 «Пришня».

2.2.3.12. 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Кунгурская» – Граница ГТГ Чайковский/ ГТГ Уфа	1	Уренгой–Новопсков	1573	1752	1420	75
		2	Уренгой–Петровск	1571	1750	1420	75
2	КС «Новокунгурская» – Граница ГТГ Чайковский/ ГТГ Уфа	1	СРТО–Урал	1690	1706/ 1732	1420	75
		2	Ямбург–Поволжье	1690	1706/ 1732	1420	75
		3	СРТО–Урал	1706/ 1732	1894	1420	75
		4	Ямбург–Поволжье	1706/ 1732	1894	1420	75
3	Граница ГТГ Чайковский/ГТГ Уфа – КС «Поляна»	1	Уренгой–Новопсков	1751	1843,6	1420	75
		2	Уренгой–Петровск	1751	1844,5	1420	75
		3	СРТО–Урал	1894	1985,8	1420	75
		4	Ямбург–Поволжье	1894	1983,6	1420	75
4	КС «Поляна» – Граница ГТГ Уфа/ ГТГ Казань	1	Уренгой–Новопсков	1843,6	2062	1420	75
		2	Уренгой–Петровск	1844,5	2062	1420	75
		3	Челябинск–Петровск	332,6	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
6	Граница ГТГ Казань/ ГТГ Самара – Граница ГТГ Самара/ ГТГ Саратов	1	Уренгой–Новопсков	2123	2645	1420	75
		2	Уренгой–Петровск	2123	2367	1420	75
		3	Уренгой–Петровск	2367	2645	1220	75
		4	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

Окончание табл. 2.2.12

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
9	Граница ГТГ Саратов/ГТГ Волгоград – КС «Калач»	1	Петровск–Новопсков (на 421,5 *км* соед. с 580 *км* газопровода САЦ-2 для реверса)	270	421,5	1220	55
		2	Уренгой–Новопсков	3008	3159	1420	75
10	КС «Калач» – ГИС «Писаревка» (граница Россия/Украина)	1	Петровск–Новопсков	421,5	567	1220	55
		2	Уренгой–Новопсков	3159	3305	1420	75

ГТС Новопсковский коридор начинается двумя потоками на КС «Кунгурская» магистральными газопроводами $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* Уренгой–Новопсков и Уренгой–Петровск и на КС «Новокунгурская» магистральными газопроводами $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* СРТО–Урал и Ямбург–Поволжье, которые заканчиваются на КС «Полянская». Здесь же к ГТС подключается газопровод Челябинск–Петровск $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа*. Дальше от КС «Полянская» до КС «Петровская» ГТС состоит из трёх газопроводов $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 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 $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*.

На КС «Калач» ГТС «Новопсковский коридор» соединяется реверсными межсистемными перемычками с ГТС Фролово–Изобильное и ГТС Александров Гай–Острогожск.

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».

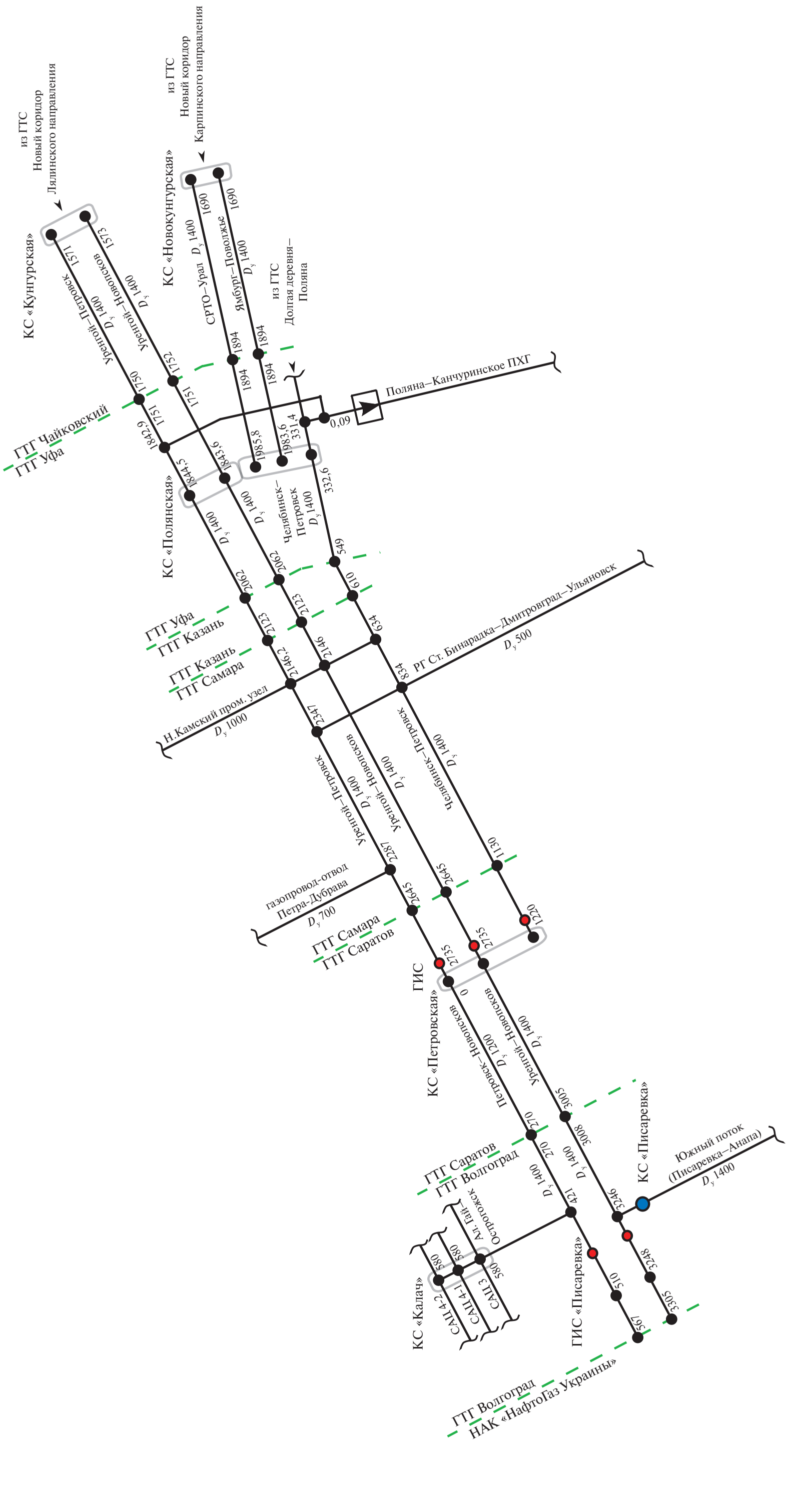


Рис. 2.2.14. Принципиальная схема ГТС Новопсковский коридор

2.2.3.13. Газотранспортная система Нижняя Тура–Пермь–Горький–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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Н. Тура» – Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Чайковский	1	Н. Тура–Пермь I (Игрим–Серов 618 *км*)	0	57	1020	55
		2	Н. Тура–Пермь II (СРТО–Урал II 618 *км*)	0	57	1020	55
		3	Н. Тура–Пермь III (Надым–Пунга–Н. Тура III 1175 *км*)	0	57	1220	55
2	Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Чайковский – КС «Пермская»	1	Н. Тура–Пермь I	57	244	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 II	244	284,6	1020	55
		2	Пермь–Горький I (Н. Тура–Пермь II 284,6 *км*)	0	378	1220	55
		3	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	529,9	1220	55
		2	Пермь–Горький II	414	564,9	1220	55
5	Граница ГТГ Казань/ ГТГ Н.Новгород – Горький (ГРС Н.Новгород III)	1	Пермь–Горький I	529,9	876	1220	55
		2	Пермь–Горький II	564,9	922	1220	55
6	Горький (ГРС Н.Новгород III) – Граница ГТГ Н.Новгород/ ГТГ Москва	1	Горький–Центр (Пермь–Горький I 876 *км*)	0 (876)	221	1220	55
7	Граница ГТГ Н.Новгород/ГТГ Москва – 244 *км*	1	Горький–Центр	220,7	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

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*.

В районе КС «Горнозаводская» ГТС имеет межсистемную перемычку с ГТС Новый коридор Лялинского направления.

На КС «Заволжская» существует межсистемная перемычка с ГТС Тульский коридор.

На 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*, который заканчивается на ГРС Н. Новгород.

Газопровод Пермь–Горький I в районе города Нижний Новгород переходит в газопровод Горький–Центр D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*.

После КС «Пермская» ГТС имеет межсистемную перемычку с ГТС Ужгородский коридор, а возле КС «Ворсма» – с ГТС Починки–Ярославль.

На участке 221–330 *км* к газопроводу Горький–Центр подключаются газопроводы D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 МПа ПХГ «Касимов» – КС «Воскресенск» и Касимовское СПХГ – КГМО, которые транспортируют газ от Касимовского и Увязовского ПХГ.

ГТС заканчивается на ГРС в районе населённого пункта Теряево.

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 «Можга», КС «Шемордан», КС «Помарская», КС «Ишлей», КС «Лысково», КС «Ворсма», КС «Муром», КС «Тума», КС «Гавриловская».

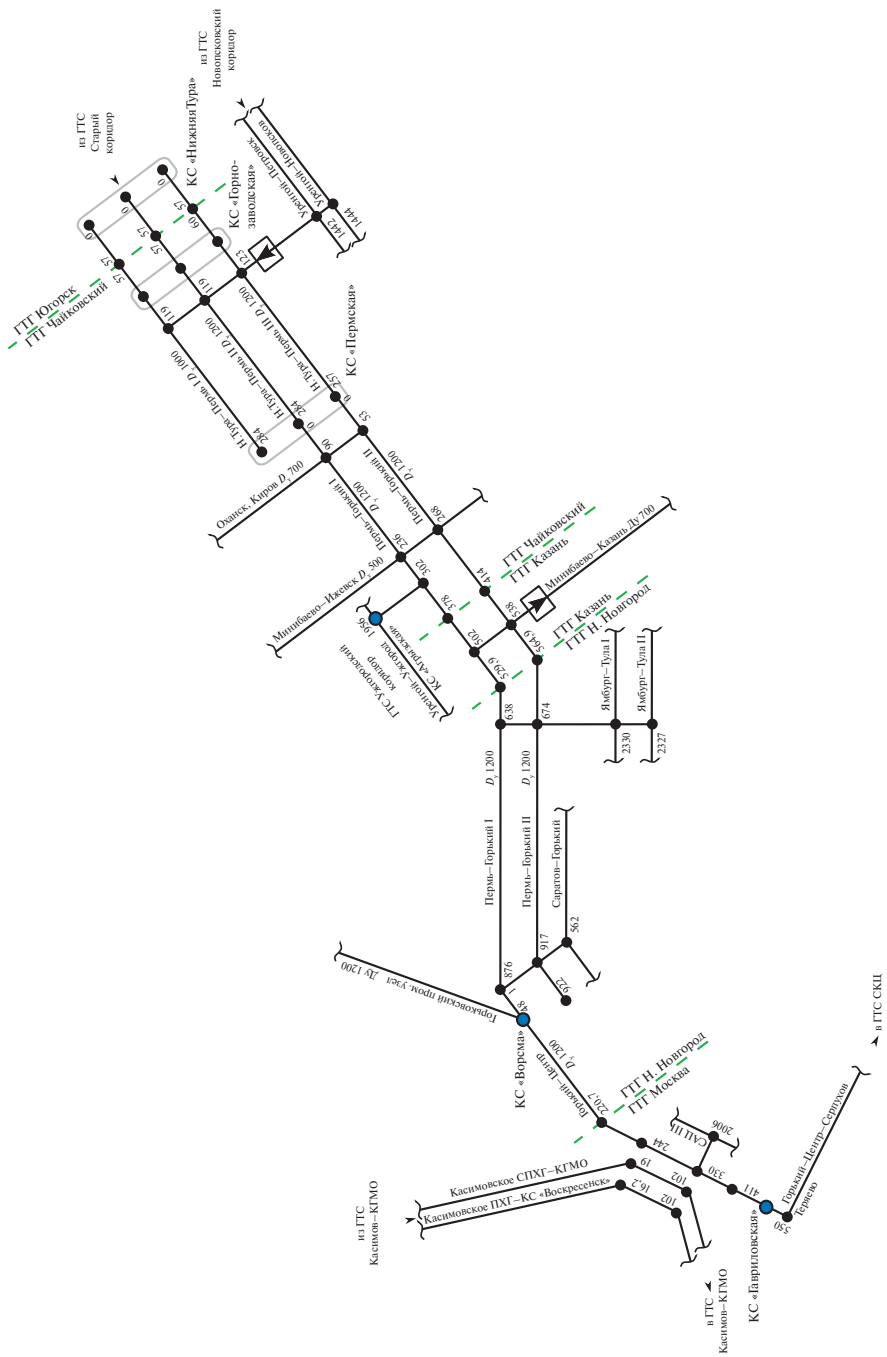


Рис. 2.2.15. Принципиальная схема ГТС Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр

2.2.3.14. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Ал. Гай» – КС «Мокроус»	1	Средняя Азия–Центр I	1224	1290	1020	55
		2	Средняя Азия–Центр II	1145	1290	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр II-II	1145	1290	1220	55
2	КС «Мокроус» – КС «Петровск»	1	Средняя Азия–Центр I	1339	1485	1020	55
		2	Средняя Азия–Центр II (САЦ-II (лупинг) 1442 *км*)	1442	1485	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр II (САЦ-II (лупинг) 1336 *км*)	1366	1398	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр II	1290	1339	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр II-II	1290	1485	1020	55
		4	САЦ-II (лупинг, 1290–1339 *км*)	1290	1339	1220	55
		4	САЦ-II (лупинг, 1397–1442 *км*)	1397	1442	1220	55
3	КС «Петровск» – Граница ГТГ Саратов/ГТГ Москва	1	Средняя Азия–Центр I	1485	1761,3	1020	55
		2	Средняя Азия–Центр II	1485	1761,3	1220	55
		3	Петровск–Елец (расширение)	0	277,8	1220	55
		4	Петровск–Елец	0	277,3	1220	55
4	Граница ГТГ Саратов/ГТГ Москва – КС «Алгасово»	1	Средняя Азия–Центр I	1761,3	1792	1020	55
		2	Средняя Азия–Центр II	1761,3	1792	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Петровск) (Петровск–Елец (расширение) 273,3 *км*)	1761,3	1792 (306)	1220	55
		4	Петровск–Елец	277,3	306	1220	55
5	КС «Алгасово» – КС «Воскресенск»	1	Средняя Азия–Центр I	1792	2063	1020	55
		2	Средняя Азия–Центр II	1792	2063	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Петровск)	1792	1866	1220	55
		4	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Петровск)	1866	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_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* САЦ II лупинг, САЦ III, и САЦ V, а также газопроводами D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* САЦ IV и САЦ IV лупинг. После КС «Александров Гай» до КС «Петровск» находятся газопроводы D_y = 1220 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* САЦ II лупинг (САЦ II-II), САЦ II и газопровод САЦ I D_y = 1020 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*.

После КС «Петровская» и до границы ООО «Газпром трансгаз Саратов» – ООО «Газпром трансгаз Москва» газопровод САЦ II лупинг (САЦ II-II) меняет название на газопровод Петровск–Елец (расширение) D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, после границы этот газопровод называется САЦ III. За КС «Петровская» появляется новый газопровод Петровск–Елец D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*.

На КС «Алгасово» газопровод САЦ III снова меняет название на газопровод Петровск–Елец (расширение), и вместе с газопроводом Петровск–Елец они образуют ГТС «Малый Курск». Остальные газопроводы САЦ I, САЦ II и САЦ III заканчиваются на КС «Воскресенск».

Перед КС «Алгасово» ГТС САЦ соединяется с ГТС «Ужгородский коридор», а перед КС «Воскресенск» – с газопроводом Горький–Центр.

ГТС САЦ находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Москва». После границы недалеко от КС «Алгасово» установлена ГИС «Алгасово».

На ГТС САЦ находятся КС «Александров Гай», КС «Мокроус», КС «Приволжская», КС «Петровская», КС «Мещерская», КС «Башмаково», КС «Алгасово», КС «Истье», КС «Воскресенск».

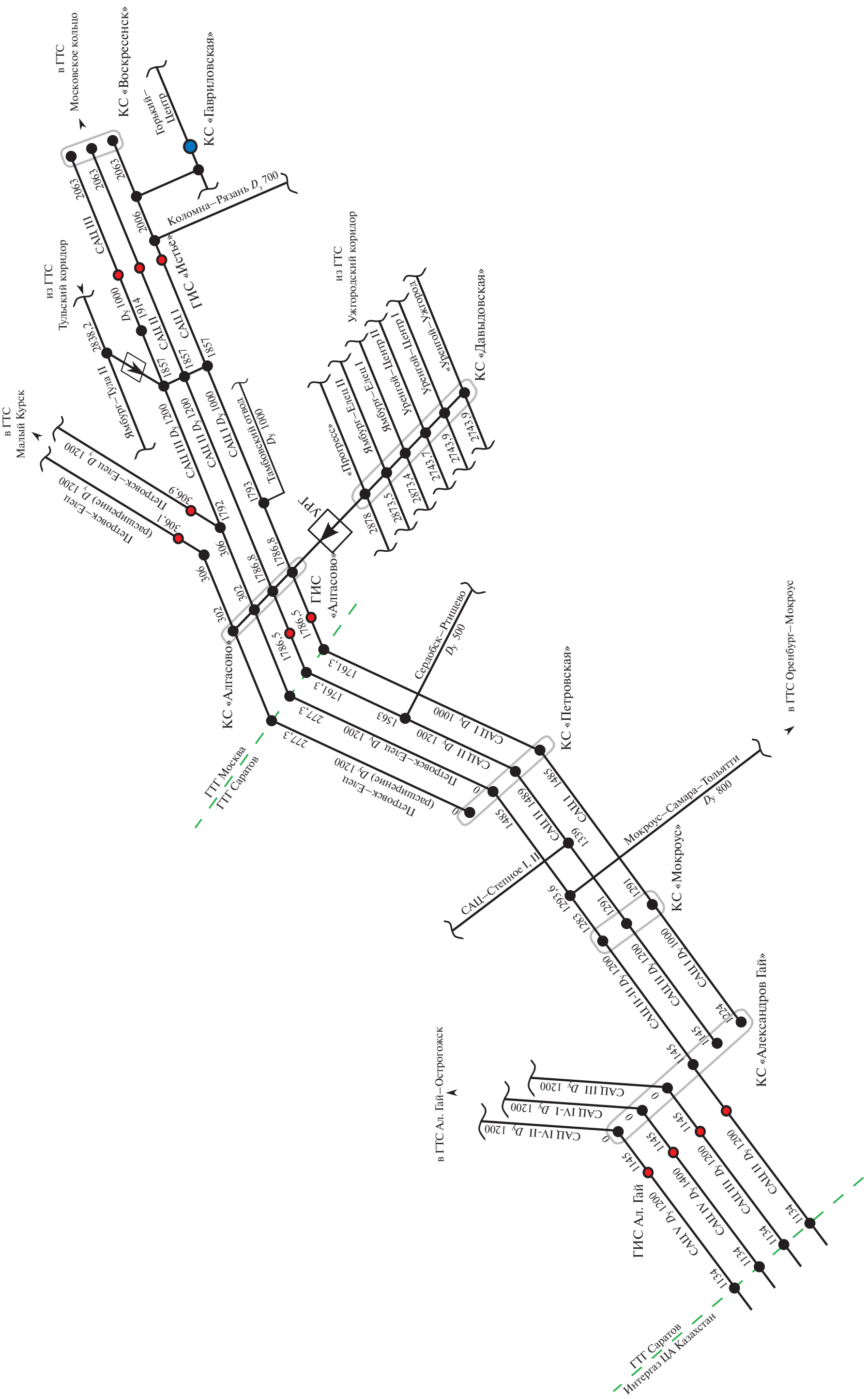


Рис. 2.2.16. Принципиальная схема ГТС Средняя Азия–Центр

2.2.3.15. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Острогожск» – ГИС «Серебрянка» (граница Россия/ Украина)	1	Краснодарский край – Серпухов II	667	559,6	1020	55
		2	Краснодарский край – Серпухов I	667	559,6	1020	55
		3	Ставрополь–Москва I	667	559,6	1020	55
2	КС «Острогожск» – УРГ Елец	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск)	743	751	1020	55
		2	Ставрополь–Москва I	667	676	1020	55
		3	Краснодарский край–Серпухов I	667	676	1020	55
		4	Шебелинка–Острогожск	120	129	1020	55
		5	Краснодарский край – Серпухов II (Шебелинка–Острогожск 129 *км*)	676	882	1020	55
		6	Краснодарский край – Серпухов I (Краснодарский край – Серпухов II 882 *км*)	882	896	1020	55
		7	Краснодарский край–Серпухов II	667	676	1020	55
		8	Острогожск–Белоусово (Краснодарский край – Серпухов II 676 *км*)	0	220	1020	55
		9	Елец–Новопсков–Северостав-ропольская СПХГ	217,3	0	1220	55
		10	Перемычка между Уренгой–Центр I и КС 7А Елец (Елец–Новопсков–Северостав-ропольская СПХГ 0 *км*)	0	6,3	1220	55
3	УРГ Елец–КС «Пришня»	1	Елец–Серпухов	0	163	1220	55
		2	Елец–Щекино	0	162,3	1220	55
		3	Острогожск–Белоусово	220,0	380,0	1020	55
4	КС «Пришня» – Павшино	1	Острогожск–Белоусово	380	425	1020	55
		2	Тула–Торжок	0	46	1220	55
		3	Елец–Серпухов	163	208	1220	55

Окончание табл. 2.2.15

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
5	Павшино – КС «Серпухов»	1	Елец–Серпухов	208	294,9	1220	55
		2	КРП-14–Серпухов (Горький–Центр– КС «Серпухов» 41,08 *км*) (Елец–Серпухов 295 *км*)	115,4	109,9	1220	55
		3	Горький–Центр – КС «Серпухов» (Горький–Центр 550 *км*) (Елец–Серпухов 256,8 *км*) (Тула–Торжок 99,85 *км*)	3,2	41,08	1220	55
		4	Тула–Торжок	46,0	137,8	1220	55
		5	Перемычка КС-3 «Серпухов» – газопровод Горький–Центр – КС «Серпуховская» (41,08 *км* Горький–Центр – КС «Серпухов»)	0,0	5,145	1220	55

Нынешняя ГТС Северный Кавказ–Центр (СКЦ) начинается на КС «Острогожск» по двум направлениям: на север в сторону КС «Серпухов» и на юг в сторону ГИС «Серебрянка», расположенной на границе с Украиной. На юг направляются три газопровода $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* Ставрополь–Москва, Краснодарский край–Серпухов I, Краснодарский край–Серпухов II и Ставрополь–Москва.

На север направляются два газопровода $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* Краснодарский край–Серпухов I, Краснодарский край–Серпухов II и два газопровода $D_у = 1200$ *мм* и $P_у = 5{,}5$ *МПа* Елец–Новопсков–Североставропольское ПХГ, Острогожск–Белоусово. Газопровод Краснодарский край–Серпухов II частями отсутствует. Оставшиеся части работают как лупинги газопровода Краснодарский край–Серпухов I. Начиная с отметки 70 *км* и по отметку 185 *км* газопровода Острогожск–Белоусово существует его лупинг, который носит название Краснодарский край–Серпухов (вынос) и Краснодарский край–Серпухов (новая).

При пересечении ГТС СКЦ 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 СКЦ. В дальнейшем газ направляется в сторону КС «Острогожск» и далее до ГИС «Серебрянка» и в сторону КС «Серпухов». После этой развязки (КС «Елецкая») газопровод Елец–Новопсков–Североставропольское ПХГ меняет название на Елец–Серпухов,

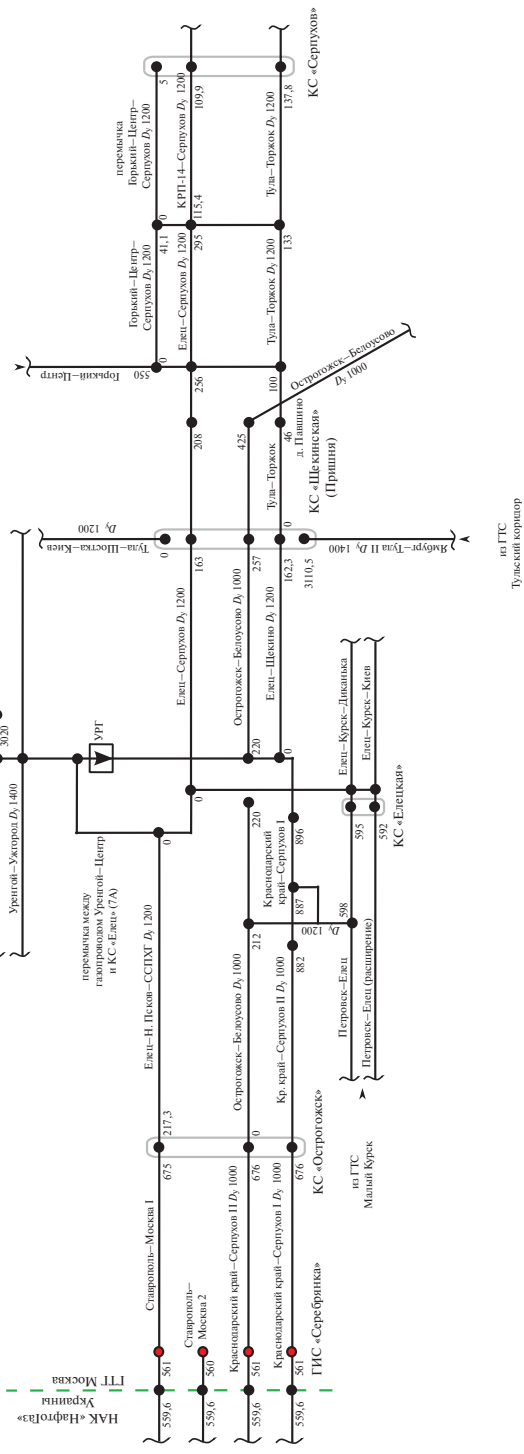


Рис. 2.2.17. Принципиальная схема ГТС Северный Кавказ– Центр

а газопровод Краснодарский край–Серпухов I на газопровод Елец–Щёкино, который состоит из отдельных частей, работающих как лупинги газопровода Елец–Серпухов.

Через 45 *км* после КС «Щёкинская» (до 2014 года КС «Пришня») около д. Павшино газопровод Острогожск–Белоусово заканчивается. Вместо него после КС «Щёкинская» появляется газопровод Тула–Торжок.

ГТС СКЦ заканчивается на КС «Серпухов» газопроводами $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* Елец–Серпухов и Тула–Торжок.

Вся ГТС СКЦ находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС расположены КС «Острогожск», КС «Ефремовская», КС «Щёкинская», КС «Серпухов».

2.2.3.16. 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	$P_{пр}$, кгс/см^2
1	КС «Оренбургская» – Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА	1	Оренбург–Западная граница СССР (Союз)	0	170,2	1420	75
		2	Оренбург–Новопсков	0	170,2	1220	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА – Граница ИЦА/ГТГ Саратов	1	Оренбург–Западная граница СССР (Союз)	170,2	487	1420	75
		2	Оренбург–Новопсков	170,2	487	1220	55
3	Граница ИЦА/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/ИЦА	1	Оренбург–Западная граница СССР (Союз)	503	543	1420	75
		2	Оренбург–Новопсков	503	543	1220	75
5	Граница ГТГ Саратов/ИЦА – Граница ИЦА/ГТГ Волгоград	1	Оренбург–Западная граница СССР (Союз)	543	606	1220	75
		2	Оренбург–Новопсков	543	606	1220	75
6	Граница ИЦА/ГТГ Волгоград – КС «Палласовка»	1	Оренбург–Западная граница СССР (Союз) (на 631 *км* соед. с 129 *км* газопровода САЦ 4-2)	606	632	1420	75
		2	Оренбург–Новопсков (на 632 *км* соед. с 130 *км* газопровода САЦ 4-2)	606	632	1220	75

Окончание табл. 2.2.16

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, мм	$P_{пр}$, кгс/см^2
7	КС «Палласовка» – КС «Фролово»	1	Оренбург–Западная граница СССР (Союз)	632	878	1420	75
		2	Оренбург–Новопсков (на 802 *км* соед. с 305 *км* газопровода Починки–Изобильное–ССПХГ)	632	878	1220	75
8	КС «Фролово» – ГИС «Сохрановка» (Граница Россия/Украина)	1	Оренбург–Западная граница СССР (Союз) (на 877 *км* соед. с 375 *км* САЦ-4-2)	878	1140	1420	75
		2	Оренбург–Новопсков (на 877 *км* соед. с 376 *км* САЦ-4-2)	878	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*.

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 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 Фролово–Изобильное. Перед КС «Сохрановская» от ГТС начинается (отметка 1108 *км*) газопровод КС «Сохрановская»–КС «Октябрьская». ГТС заканчивается на границе с Украиной, где находится ГИС «Сохрановка».

ГТС «Оренбургский коридор» расположена в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и частично Казахстана.

В составе ГТС находятся КС «Оренбургская», КС «Александров Гай», КС «Антиповка», КС «Палласовка», КС «Фролово», КС «Калининская», КС «Сохрановка».

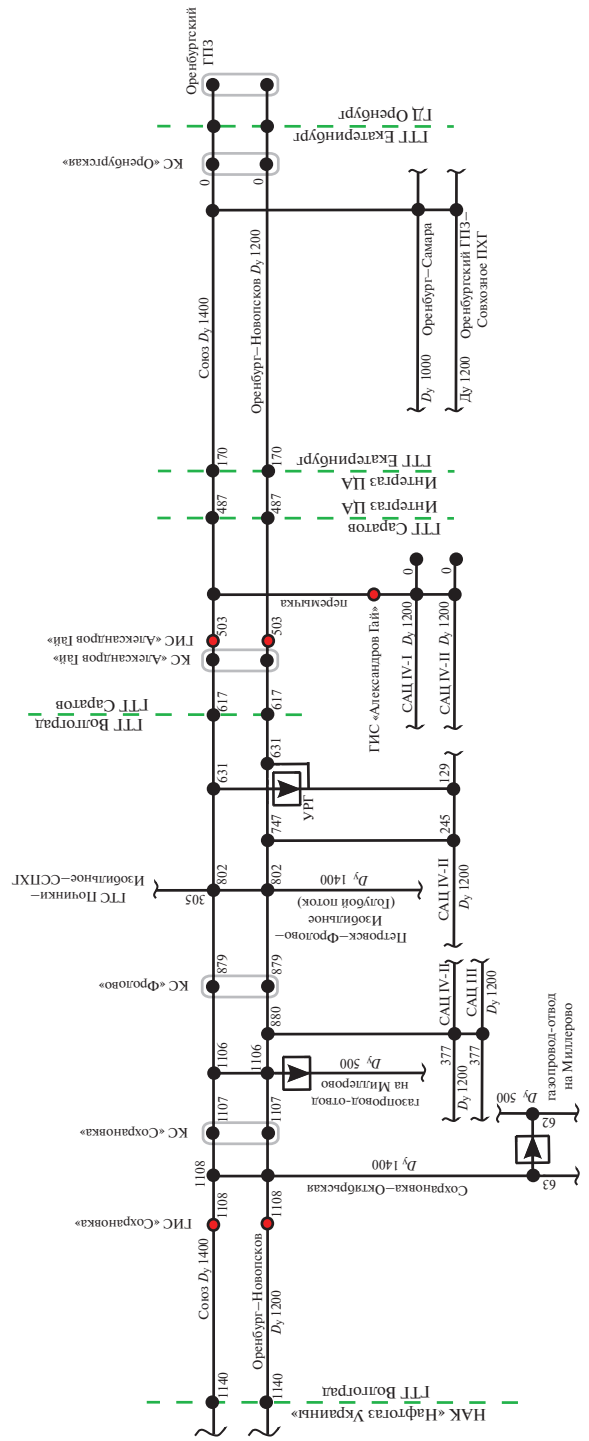


Рис. 2.2.18. Принципиальная схема ГТС Оренбургский коридор

2.2.3.17. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	Граница ИЦА/ ГТГ Саратов – КС «Ал. Гай»	1	Средняя Азия–Центр IV	1134	1145	1420	75
		2	САЦ-II (лупинг, 1134–1145 *км*)	1134	1145	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр V	1134	1145	1220	55
2	КС Ал.Гай – Граница ГТГ Саратов/ИЦА	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск)	0	41	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр IV-1	0	41	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр IV-2	0	41	1220	55
3	Граница ГТГ Саратов/ИЦА – Граница ИЦА/ ГТГ Волгоград	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск)	41	104	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр IV-1	41	104	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр IV-2	41	104	1220	55
4	Граница ИЦА/ ГТГ Волгоград – КС «Палласовка»	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск)	104	130	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр IV-I	104	130	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр IV-2 (на 130 *км* соед. с 632 *км* газопровода Союз и газопровода Оренбург –Новопсков)	104	130	1220	55
5	КС «Палласовка» – КС «Фролово»	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск)	130	376	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр IV-1	130	376	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр IV-II (на 376 *км* соед. с 877 *км* газопровода Союз и газопровода Оренбург–Новопсков)	130	376	1220	55
6	КС «Фролово» – КС «Калач»	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск)	376	581	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр IV-1	376	581	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр IV-2 (на 581 *км* соед. с 3159 *км* газопровода Уренгой–Новопсков и с 421,5 *км* газопровода Петровск–Новопсков)	376	581	1220	55

Окончание табл. 2.2.17

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
7	КС «Калач – Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Москва	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск)	581	662	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр IV-1	581	662	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр IV-2	581	662	1220	55
8	Граница ГТГ Волгоград/ ГТГ Москва – КС «Острогожск»	1	Средняя Азия–Центр III (Ал. Гай–Острогожск) (743 *км* САЦ-III соединяется с 667 км Краснодарский край–Серпухов II и Ставрополь–Москва I)	662	743	1220	55
		2	Средняя Азия–Центр IV-1 (743 *км* Средняя Азия–Центр IV-1 соединяется со 121 *км* Шебелинка–Острогожск)	662	743	1220	55
		3	Средняя Азия–Центр IV-2	662	743	1220	55

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «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». ГТС начинается на КС «Александров Гай» газопроводами $D_у = 1200$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* САЦ III (Александров Гай–Острогожск), САЦ IV-I и САЦ IV-II.

На КС «Фролово» газопроводы САЦ III, САЦ IV-I и САЦ IV-II поворачивают в сторону КС «Калач», где установлена ГИС «Калач».

Перед КС «Острогожск» газопроводы САЦ III, САЦ IV-I и САЦ IV-II заканчиваются, соединяясь с ГТС СКЦ.

На всём своём протяжении ГТС имеет несколько межсистемных перемычек с ГТС Оренбургский коридор и технологическую межсистемную перемычку на КС «Калач» с ГТС Новопсковский коридор.

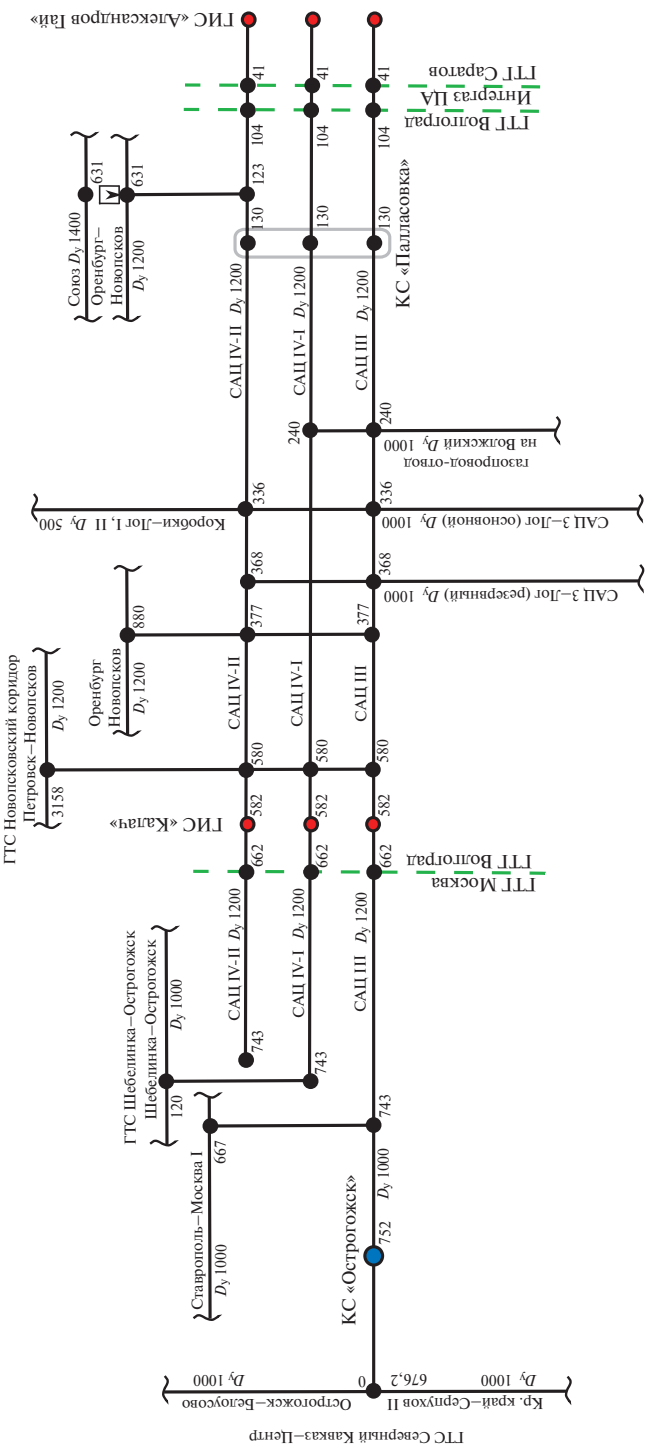


Рис. 2.2.19. Принципиальная схема ГТС Александров Гай–Острогожск

2.2.3.18. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/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 на КС «Алгасово» ответвлением от ГТС САЦ газопроводами $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* Петровск–Елец и Петровск–Елец (расширение). В районе КС «Елецкая» ГТС имеет соединения с ГТС СКЦ и ГТС Ужгородский коридор образуя сложный транспортный узел, который позволяет осуществлять переброску газа из одной ГТС в другую. ГТС заканчивается на границе с Украиной, где 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», КЦ КС «Курская».

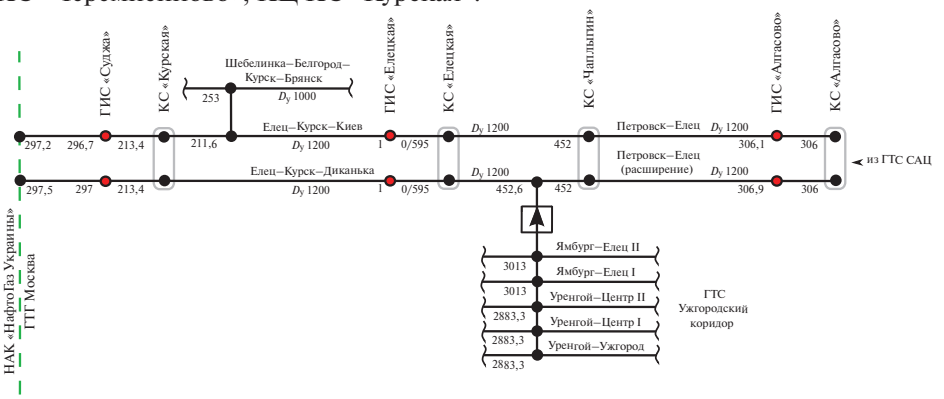


Рис. 2.2.20. Принципиальная схема ГТС Малый Курск

2.2.3.19. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Грязовец» – Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург	1	Грязовец–Ленинград I (943 *км* Ухта–Торжок III, Пунга–Ухта–Грязовец IV)	0	324,3	1020	55
		2	Грязовец–Ленинград II (945 *км* Грязовец–Торжок IV лупинг)	0	316,8	1220	55
2	Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург – КС «Северная»	1	Грязовец–Ленинград I	316,8	607	1020	55
		2	Грязовец–Ленинград II	316,8	610	1220	55
		3	Конная Лахта (Грязовец–Ленинград II 610 *км*)	0	42,8	1220	55
	Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург – КС «Северная»	4	Белоусово–Ленинград	765	802,3	1020	55
		5	Ленинград–Выборг–Гос. граница I (Белоусово–Ленинград 802,3 *км*)	0	7	820	55
3	КС «Северная» – Гос. граница Россия/Финляндия (ГИС «Иматра»)	1	Ленинград–Выборг–Гос. граница I (Белоусово–Ленинград 802,3 *км*)	7	162	820	55
		2	Ленинград–Выборг–Гос. граница II	0	157	1020	55
		3	Конная Лахта	42,8	60,4	1220	55

ГТС Грязовец–Ленинград–Гос. граница начинается на КС «Грязовец» газопроводом Грязовец–Ленинград I $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и Грязовец–Ленинград II $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 МПа, которые заканчиваются на КС «Северная». Здесь же заканчивается газопровод Белоусово–Ленинград. Газопровод Грязовец–Ленинград II $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* после КС «Северная» на небольшом протяжении называется как газопровод Конная Лахта $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*. Далее он переходит в газопровод Ленинград–Выборг– Гос. граница II $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*.

Газопровод Грязовец–Ленинград I $D_у$ = 1000 мм, $P_у$ = 5,5 *МПа* после КС «Северная» продолжается как газопровод Ленинград–Выборг–Гос. граница I $D_у$ = 800 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*.

ГТС имеет две межсистемные перемычки с ГТС Северо-Европейский газопровод, оборудованные УРГ.

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».

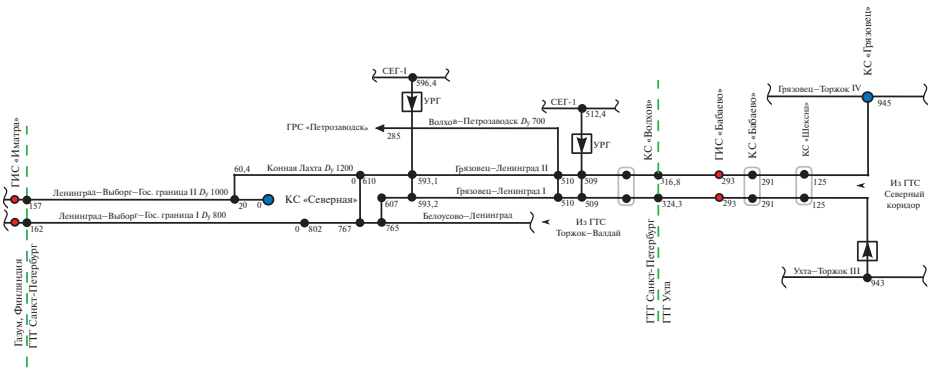


Рис. 2.2.21. Принципиальная схема ГТС Грязовец–Ленинград–Гос. граница

2.2.3.20. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Долгодеревенская» – Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА	1	Бухара–Урал I	2013	1847,1	1020	55
		2	Долгодеревенская–Красногорск	2013	1951	1020	55
		3	Бухара–Урал II (Долгодеревенская–Красногорск 1951 *км*)	1951	1847,1	1020	55
		4	Бухара–Урал III	2013	1847,1	1020	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА – Граница ИЦА/ГТГ Екатеринбург	1	Бухара–Урал I	1847,1	1834,5	1020	55
		2	Бухара–Урал II	1847,1	1834,5	1020	55
		3	Бухара–Урал III	1847,1	1834,5	1020	55
3	Граница ИЦА/ГТГ Екатеринбург – Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА	1	Бухара–Урал I	1834,5	1831,3	1020	55
		2	Бухара–Урал II	1834,5	1831,3	1020	55
		3	Бухара–Урал III	1834,5	1831,3	1020	55
4	Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА – Граница ИЦА/ГТГ Екатеринбург	1	Бухара–Урал I	1831,3	1801	1020	55
		2	Бухара–Урал II	1831,3	1801	1020	55
		3	Бухара–Урал III	1831,3	1801	1020	55
5	Граница ИЦА/ГТГ Екатеринбург – КС «Карталы»	1	Бухара–Урал I	1801	1732	1020	55
		2	Бухара–Урал II	1801	1732	1020	55
		3	Бухара–Урал III	1801	1732	1020	55
6	КС «Карталы» — КС «Домбаровка» (Россия/Казахстан)	1	Бухара–Урал I	1732	1445	1020	55
		2	Бухара–Урал II	1732	1445	1020	55

Окончание табл. 2.2.20

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
7	КС «Долгодеревенская» – 2199 *км* (г. Свердловск)	1	Бухара–Урал I	2013	2199	1020	55
		2	Долгодеревенская–Сысерть (Бухара–Урал II)	2013	2140	1020	55
		3	Свердловск–Сысерть (Долгодеревенская–Сысерть 2140 *км*)	84	0	1020	55
8	2199 *км* (г. Свердловск) – КС «Граница» ГТГ Екатеринбург/ГТГ Югорск	1	СРТО–Урал II (0 км Свердловск–Сысерть)	857	691	1220	55
		2	Свердловск–Н. Тагил (0 *км* Свердловск–Сысерть)	2204	2340	820	55
		3	Игрим–Серов–Н. Тагил (Свердловск–Н. Тагил 2340 *км*)	2340	2354,7	1020	55
9	КС «Н. Тура» – Граница ГТГ Югорск/ ГТГ Екатеринбург	1	СРТО–Урал II	617	692	1220	55
		2	Игрим–Серов–Н. Тагил	617	692	1020	55

ГТС Бухара–Урал начинается на КС «Долгодеревенская» и разветвляется на два направления: к КС «Домбаровка» и г. Екатеринбургу, к которому с другой стороны от КС «Нижняя Тура» также направляется газ по этой ГТС. К КС «Домбаровка» направляется поток от ГИС «Домбаровка», которая расположена на границе с Казахстаном. От КС «Долгодеревенская» до КС «Карталы» направляются газопроводы $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* Бухара–Урал I, Долгодеревенская–Красногорск, который на отметке 1951 *км* переименовывается в Бухара–Урал II и Бухара–Урал III, который на КС «Карталы» заканчивается.

На КС «Домбаровка» приходят два газопровода: Бухара–Урал I и Бухара–Урал II от КС «Долгодеревенская» и от ГИС «Долгодеревенская». От КС «Домбаровка» начинается газопровод Домбаровка–Оренбург. От КС «Долгодеревенская» в сторону г. Екатеринбурга направляются газопроводы Бухара–Урал I $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и Долгая деревня–Сысерть, который на отметке 2140 *км* меняет своё название на газопровод Свердловск– Сысерть, которые заканчиваются на отметке 2199 *км* (г. Екатеринбург).

От КС «Нижняя Тура» в сторону г. Екатеринбурга направляются газопровод СРТО–Урал $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и газопровод Игрим–Серов $D_у$ = 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*.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» и ООО «Газпром трансгаз Югорск».

На ГТС расположены КС «Долгодеревенская», КС «Красногорск», КС «Карталы», КС «Теренсай», КС «Домбаровка», КС «Нижняя Тура».

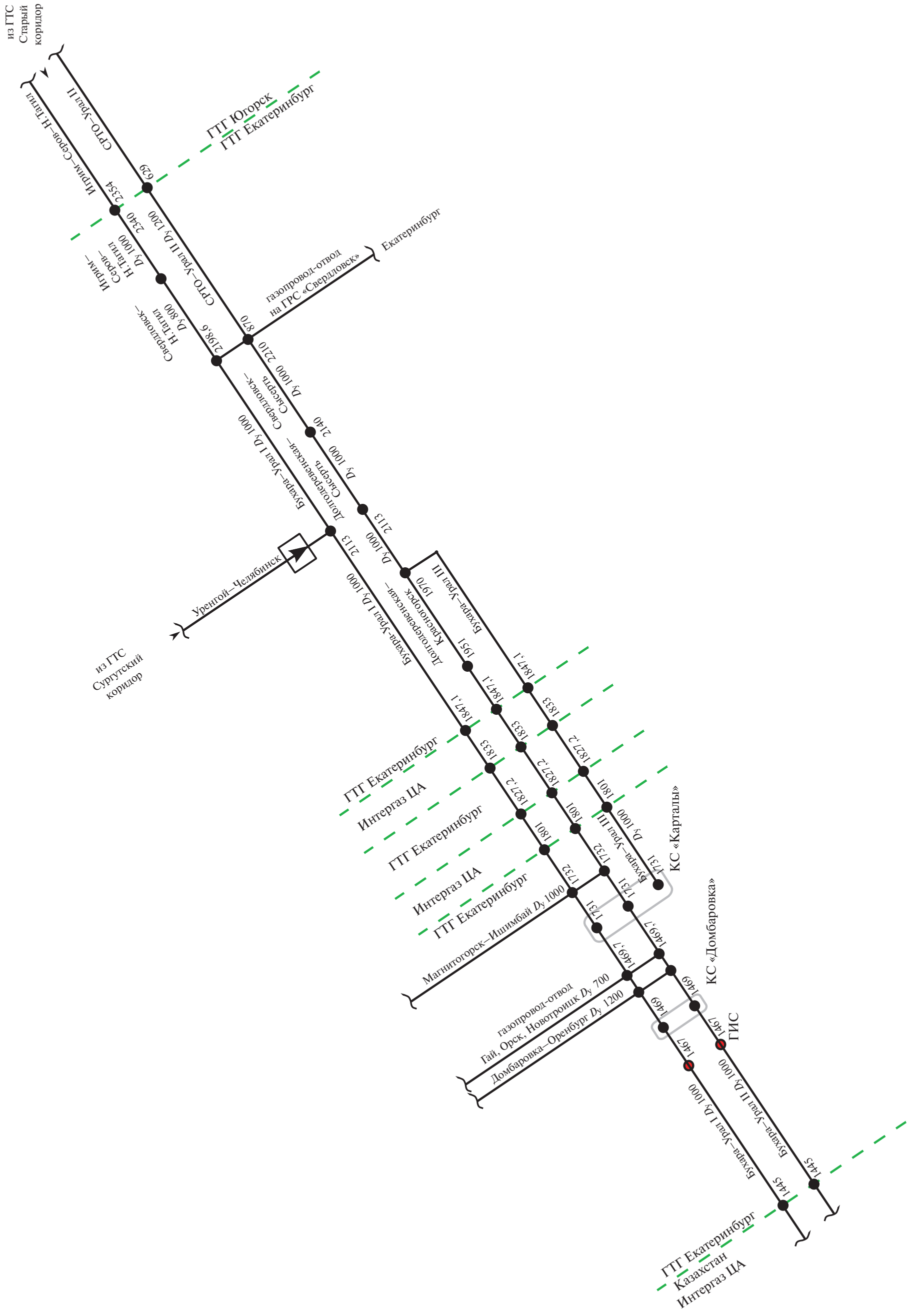


Рис. 2.2.22. Принципиальная схема ГТС Бухара–Урал

2.2.3.21. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
1	КС «Пришня» – Павшино (425 *км*)	1	Острогожск–Белоусово	380	425,0	1020	55
		2	Тула–Торжок	0	46	1220	55
		3	Елец–Серпухов	163	208	1220	55
2	Павшино (425 *км*) – КС «Белоусово»	1	Острогожск–Белоусово	425,6	532	1020	55

ГТС Тула–Белоусово начинается на КС «Щёкинская» (до 2014 года КС «Пришня») газопроводами $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* Тула–Торжок и Елец–Серпухов и газопроводом Острогожск–Белоусово $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*. На отметке 46 *км* (д. Павшино) газопроводы Тула–Торжок и Елец–Серпухов в составе ГТС Тула–Белоусово заканчиваются и переходят в другую ГТС. ГТС Тула–Белоусово заканчивается на КС «Белоусово» одним газопроводом Острогожск–Белоусово.

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва». ГТС принадлежит КС «Щёкинская».

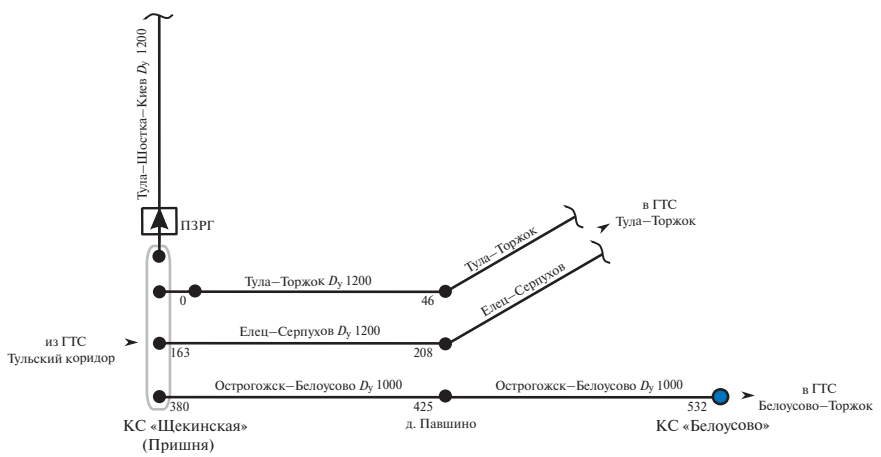


Рис. 2.2.23. Принципиальная схема ГТС Тула–Белоусово

2.2.3.22. Газотранспортная система Белоусово–Торжок

Таблица 2.2.22

Участки ГТС Белоусово–Торжок

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Серпухов» — КС «Белоусово»	1	Белоусово–КГМО (411 *км* КГМО-I и 53,0 *км* КРП-14 – Серпухов)	51,3	0	820	55
		2	Тула–Торжок	137,8	252,6	1220	55
2	КС «Белоусово» – Граница ГТГ Москва/ ГТГ Санкт-Петербург	1	Белоусово–Ленинград (Острогожск–Белоусово 532 *км*)	0	177,4	1020	55
		2	Серпухов–Ленинград (0 *км* Белоусово–Ленинград)	62	236,4	720	55
		3	Тула—Торжок	252,6	429,7	1220	55
3	Граница ГТГ Москва/ГТГ Санкт-Петербург – КС «Торжок»	1	Белоусово—Ленинград	177,4	258,6	1020	55
		2	Серпухов—Ленинград	236,4	317	720	55
		3	Тула—Торжок	429,7	514,3	1220	55

ГТС Белоусово–Торжок начинается на КС «Серпухов» газопроводом Тула–Торжок $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*, газопроводом КРП-14–Серпухов $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и участком газопровода КГМО I, которые на отметке 53,1 *км* соединяются и продолжаются газопроводом КГМО–Белоусово $D_у$ = 800 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*. К этой же точке ГТС подключаются газопроводы $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* КГМО–КРП-10 I и КГМО–КРП-10 II.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

На ГТС установлены КС «Серпухов», КС «Белоусово», КС «Волоколамская», КС «Торжок».

На КС «Белоусово» газопровод КГМО–Белоусово заканчивается, и начинаются газопровод Серпухов–Ленинград $D_у$ = 800 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и газопровод Белоусово–Ленинград $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*. ГТС Белоусово–Торжок заканчивается на КС «Торжок».

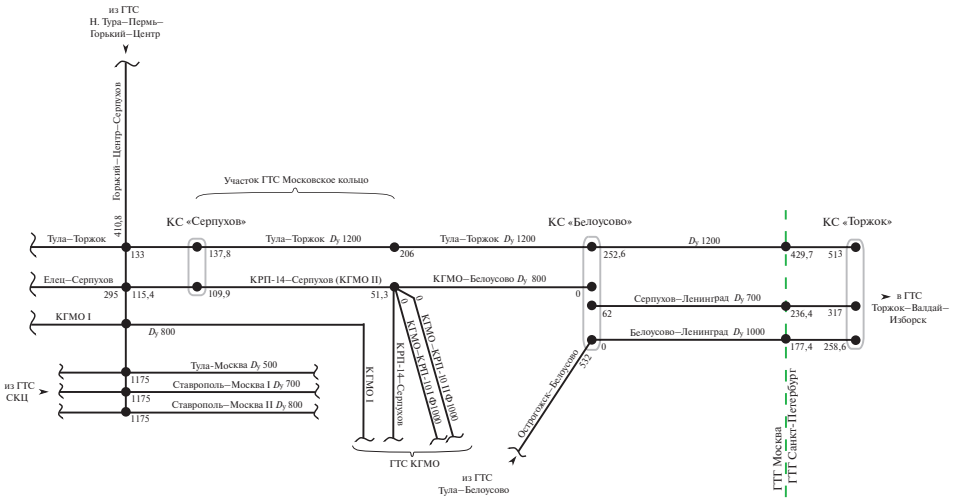


Рис. 2.2.24. Принципиальная схема ГТС Белоусово–Торжок

2.2.3.23. Газотранспортная система Торжок–Валдай

Таблица 2.2.23

Участки ГТС Торжок–Валдай

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Торжок» — КС «Валдай»	1	Белоусово—Ленинград	258,6	431,9	1020	55
		2	Серпухов—Ленинград	317	480,8	720	55
		3	Торжок—Валдай (Ухта—Торжок II 1332 *км*)	0	184,9	1020	55
2	Кохтла-Ярве—Ленинград I	1	Кохтла-Ярве—Ленинград I	65	188,8	508	38
3	КС «Валдай» — КС «Изборск»	1	Валдай–Псков–Рига (Торжок–Валдай 184,9 *км*)	0	338,18	1020	55
4	Кохтла-Ярве—Ленинград II	1	Кохтла-Ярве—Ленинград II	56	188,8	530	38
5	КС «Изборск»—Тарту—Раквере	1	Изборск–Тарту–Раквере (Валдай–Псков–Рига 338,7 *км*)	0	18	530	55
6	КС «Изборск»—Гос. граница Эстонии	1	Валдай—Псков—Рига	338,18	364,8	720	55
7	КС «Изборск» – Инчукалнское ПХГ	1	Изборск–Инчукалнское ПХГ (Валдай–Псков–Рига 338,97 *км*)	0	25,8	720	55
8	КС «Валдай» – КС «Новгород»	1	Белоусово—Ленинград	431,9	582	1020	55
		2	Серпухов—Ленинград	480,8	628,1	720	55

Окончание табл. 2.2.23

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
9	КС «Новгород» – ГРС «Шоссейная»	1	Серпухов–Ленинград	628,1	803,1	720	55
10	КС «Новгород» – ГРС «Северная»	1	Белоусово–Ленинград	582	803	1020	55
11	Кипень–Петродворец	1	Кипень–Петродворец	0	27,6	720	34
12	Кипень–Гатчина	1	Кипень–Гатчина (Кохтла-Ярве–Ленинград II 166,3 *км*)	0	22,8	720	55
13	Ям-Ижора – Гатчина	1	Ям-Ижора–Гатчина (Серпухов–Ленинград 777 *км*), (Белоусово–Ленинград 731 *км*)	0	41,78	720	55

ГТС Торжок–Валдай начинается на КС «Торжок» двумя газопроводами $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* Торжок–Валдай, Белоусово–Ленинград и газопроводом Серпухов–Ленинград $D_у = 700$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*.

На КС «Валдай» ГТС расходится на два направления. В одном направление на КС «Изборская» начинается газопровод Валдай–Псков–Рига $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*.

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, где установлена ГИС «Изборск», газопровод Изборск–Инчукалнское ПХГ $D_у = 700$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*, который заканчивается на границе с Латвией, и газопровод Изборск–Тарту–Раквере $D_у = 500$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*, который заканчивается на границе с Эстонией.

Второе направление от КС «Валдай» на Санкт-Петербург продолжается газопроводом Белоусово–Ленинград $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*, который заканчивается на ГРС «Северная», и газопроводом Серпухов–Ленинград $D_у = 700$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*, который заканчивается на ГРС «Шоссейная».

Газопроводы $D_у = 700$ мм, $P_у = 5{,}5$ *МПа* Кипень –Петродворец, Кипень–Гатчина, Ям-Ижора–Гатчина, которые также можно отнести к этой ГТС, в большей степени являются распределительными газопроводами высокого давления.

К ГТС подключены Невское ПХГ, Гатчинское ПХГ и Инчукалнское ПХГ (Латвия).

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

На ГТС установлены КС «Торжок», КС «Валдай», КС «Изборская», КС «Новгород».

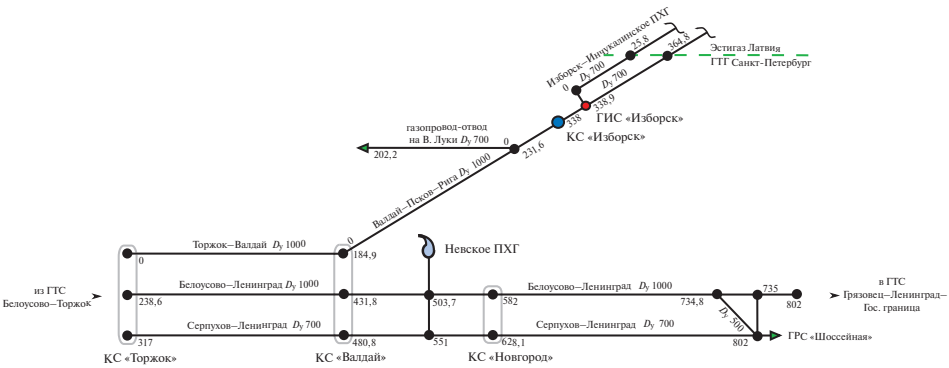


Рис. 2.2.25. Принципиальная схема ГТС Торжок–Валдай

2.2.3.24. Газотранспортная система Московское кольцо

Таблица 2.2.24

Участки ГТС Московское кольцо

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КГМО	1	КГМО I	0	101,1	820	55
		2	КС «Воскресенск» – КС «Серпухов»	59,4	85,2	1220	55
		3	КС «Ногинск»– КС «Воскресенск»	106,434	0	1220	55
		4	КС «Ногинск»– КС «Яхрома»	0	2,2	1220	55
		5	КГМО I	205,5	469,1	820	55
		6	Серпухов–Воскресенск (КГМО-II) (КРП-14–Серпухов 115,4 *км*)	0	102	1220	55
		7	КГМО II (Серпухов–Воскресенск (КГМО-II) 102 *км*)	0	105	1220	55
		8	Яхрома–Ногинск (КГМО-II 105 *км*)	81,9	0	1220	55
		9	Перемычка между КС-4А (Яхрома) и переходом Грязовец–КГМО через канал им. Москвы (0 *км* Яхрома–Ногинск)	4,817	0	1200	55

Окончание табл. 2.2.24

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
		10	Грязовец–КГМО (КГМО-II) (Перемычка между КС-4А (Яхрома) и переходом Грязовец–КГМО через канал им. Москвы 0 *км*)	416	493,1	1220	55
		11	КРП-14 – Серпухов (КГМО-II)(Грязовец–КГМО 493,1 *км*)	0	115,4	1220	55

ГТС Кольцевой газопровод Московской области (КГМО) состоит из отдельных участков с подключёнными к ним комплексными распределительными пунктами (КРП), осуществляющими понижение давления газа с высокого до среднего. Образуются несколько узловых точек КГМО: КС «Серпухов», КС «Воскресенск», крановая площадка (КП) «Ногинск», КС «Яхрома», крановая площадка (КП) «Чириково».

В узловую точку ГТС КС «Серпухов» приходят магистральные газопроводы Тула–Торжок, Елец–Серпухов, Горький–Центр–Серпухов. На участке КГМО КС «Серпухов» – КС «Воскресенск» находятся газопроводы КГМО I $D_у = 800$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и КГМО II $D_у = 1200$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*.

В узловую точку ГТС КС «Воскресенск» приходят магистральные газопроводы САЦ I, САЦ II, САЦ III, Касимовское СПХГ–КГМО и Касимовское ПХГ–КС «Воскресенск». К узловой точке КС «Воскресенск» подключены КРП-11 газопроводом КС «Воскресенск»–КРП-11 $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и КРП-16 газопроводом КС «Воскресенск»–КРП-16 $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*. На участке ГТС КС «Воскресенск» – КП «Ногинск» находятся газопроводы КГМО I $D_у = 800$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и КГМО II $D_у = 1200$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*.

К узловой точке КП «Ногинск» подключён КРП-15 газопроводом Аборино–Шитниково $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*. К этому газопроводу присоединяется газопровод подключением к Щёлковскому ПХГ. На участке ГТС КП «Ногинск»–КС «Яхрома» находятся газопроводы КГМО I $D_у = 800$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и КГМО II $D_у = 1200$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*.

В узловую точку ГТС КС «Яхрома» приходит магистральный газопровод Грязовец–КГМО. На участке ГТС КС «Яхрома» – КП «Чириково» находятся газопроводы КГМО I $D_у = 800$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и КГМО II $D_у = 1200$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*. На этом участке ГТС подключены КРП-17 газопроводом КГМО–КРП-17 $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и КРП-13 газопроводом КГМО–КРП-13 $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*.

В узловой точке КП «Чириково» к ГТС присоединяются магистральные газопроводы Белоусово–КГМО и Тула–Торжок. На участке ГТС

КП «Чириково» – КС «Серпухов» находятся газопроводы КГМО I $D_у = 800$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа*; КГМО II $D_у = 1200$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и часть газопровода Тула–Торжок, который подходит к узловой точке ГТС КС «Серпухов» и выходит на узловой точке ГТС КП «Чириково».

ГТС КГМО полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На КГМО установлены КС «Серпухов», КС «Воскресенск», КС «Яхрома».

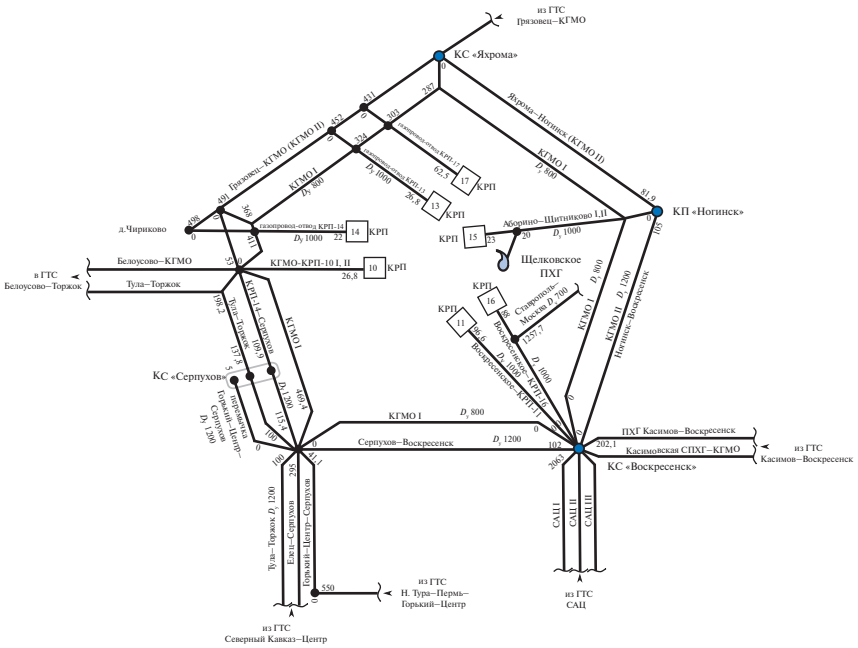


Рис. 2.2.26. Принципиальная схема ГТС Московское кольцо

2.2.3.25. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	ГИС Бурмакино — КС «Грязовец»	1	Грязовец–КГМО	173,5	0	1220	55
2	ГИС Бурмакино — граница ГТГ Ухта/ГТГ Москва	1	Грязовец–КГМО	173,5	341	1220	55
3	Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Москва — КГМО	1	Грязовец–КГМО	341	416	1220	55

ГТС Грязовец–КГМО начинается на КС «Грязовец» газопроводом Грязовец–КГМО D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* и газопроводом Починки–Грязовец D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа*, который продолжается до отметки 78,7 *км*. От отметки 80,3 *км* газопровод Грязовец–КГМО продолжается и заканчивается на КС «Яхрома».

На отметке 173,5 *км* установлена ГИС «Бурмакино».

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» транспортируется в двух противоположных направлениях: на КС «Грязовец» и на КС «Яхрома».

ГТС 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».

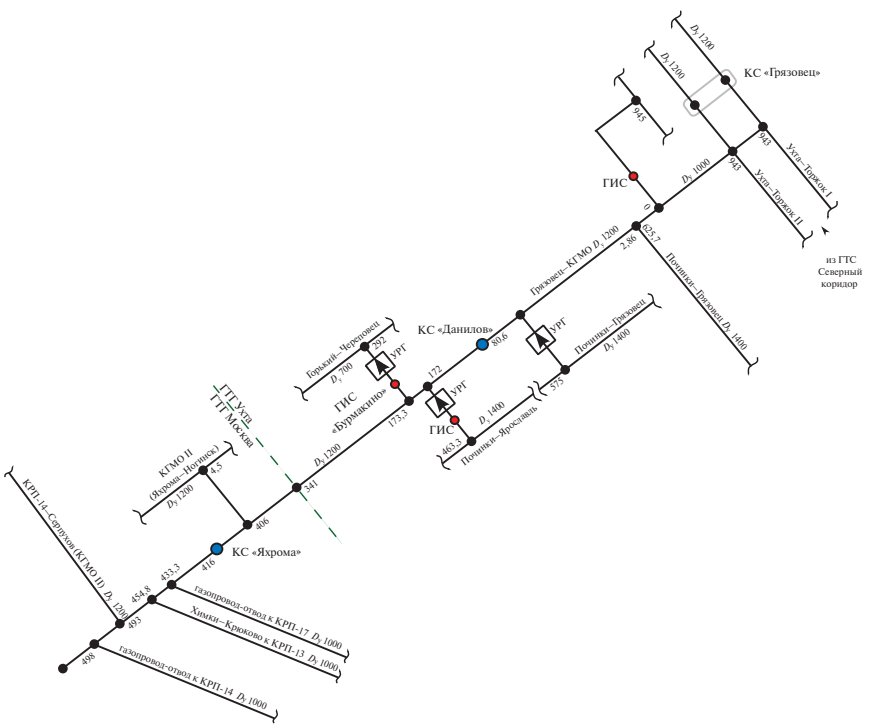


Рис. 2.2.27. Принципиальная схема ГТС Грязовец–КГМО

2.2.3.26. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Касимов» – 16 *км*	1	Касимовская СПХГ–КГМО	0	16	1220	55
		2	Отвод: Касимовская ПХГ	19,6	0	1020	55
		3	Касимовское ПХГ – КС «Воскресенск»	0	16	1220	55
2	16 *км*–102 *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
3	102 *км* – КС «Воскресенск»	1	Касимовская СПХГ–КГМО	102	204	1220	55
		2	Касимовское ПХГ – КС «Воскресенск»	102	204	1220	55

ГТС Касимов–КГМО начинается на компрессорной станции Касимовского ПХГ газопроводом Касимовская СПХГ–КГМО $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*, газопроводом Касимовское ПХГ – КС «Воскресенск» $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и газопроводом-отводом к Касимовскому ПХГ от отметки 224 *км* газопровода Горький–Центр $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*, который используется для закачки газа в ПХГ. От отметки 16 *км* до отметки 102 *км* параллельно с газопроводами Касимовская СПХГ – КГМО и Касимовское ПХГ – КС «Воскресенск» в ГТС входит участок от отметки 224 *км* до отметки 230 *км* газопровода Горький–Центр. От отметки 102 *км* до КС «Воскресенск» в ГТС работают два газопровода: Касимовская СПХГ – КГМО и Касимовское ПХГ – КС «Воскресенск».

Через эту ГТС происходит основное снабжение газом ГТС Московское кольцо от Касимовского и Увязовского ПХГ.

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС установлены КС Касимовского ПХГ, КС «Тума», КС «Воскресенск» и компрессорная станция Касимовского ПХГ.



Рис. 2.2.28. Принципиальная схема ГТС Касимов–КГМО

2.2.3.27. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Починки» – Граница ГТГ Н.Новгород/ ГТГ Ухта	1	Починки–Ярославль (2642 *км*, 2645 *км* Ямбург–Елец I; 2645 *км* Ямбург–Елец II; 2648 *км*, 2651 *км* Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс))	0	447	1420	75
		2	Починки–Ярославль (2642 *км*, 2645 *км* Ямбург–Елец I; 2645 *км* Ямбург–Елец II; 2648 *км*, 2651 *км* Ямбург–Западная граница СССР (Прогресс))	0	457,7	1420	75
2	Граница ГТГ Н.Новгород/ГТГ Ухта – ГИС «Бурмакино»	1	Починки–Ярославль (173,5 *км* Грязовец–КГМО)	446,5	464	1420	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 (отметки 2642 и 2645 *км*) и «Прогресс» (отметки 2648 и 2651 *км*), и газопроводом Починки–Грязовец D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа*, начинающегося от газопровода Ямбург–Елец II (отметка 2646 *км*). Газопровод Починки–Грязовец в настоящее время работает отдельными лупингами газопровода Починки–Ярославль.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ООО «Газпром трансгаз Ухта».

На ГТС установлены КЦ КС «Лукояновская», КС «Новоарзамасская», КС «Вязники» и КС «Ивановская».

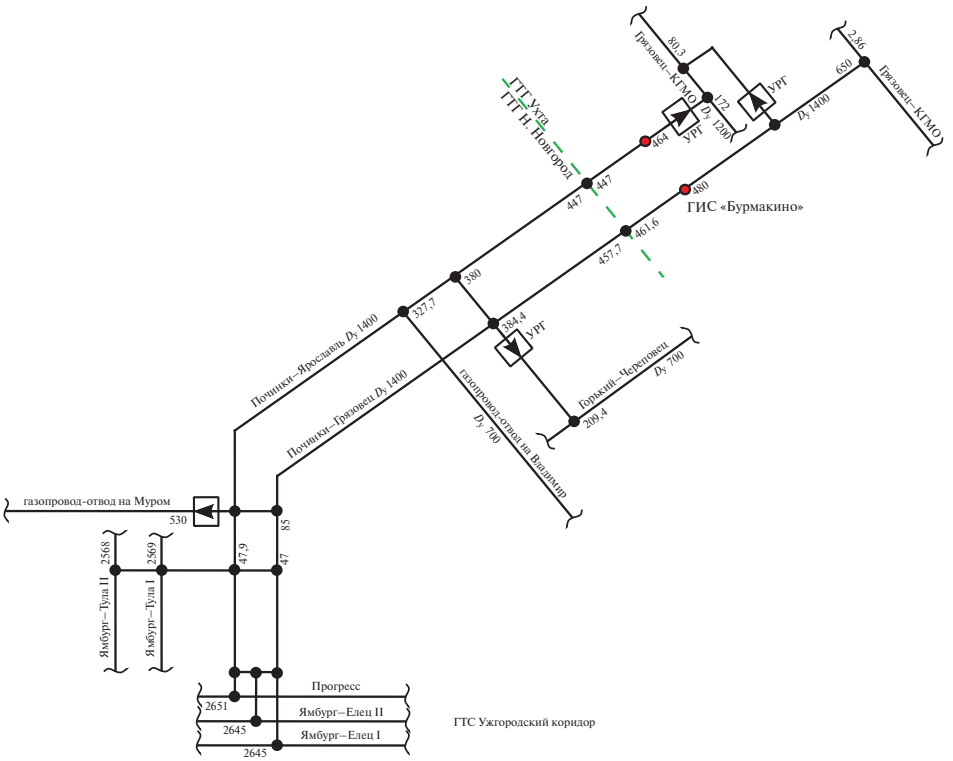


Рис. 2.2.29. Принципиальная схема ГТС Починки–Ярославль

2.2.3.28. Газотранспортная система Починки–Фролово–Изобильное–Северо-Ставропольское ПХГ

Таблица 2.2.28

Участок ГТС Починки–Фролово–Изобильное–Северо-Ставропольское ПХГ

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Н. Петровская» – Граница ГТГ Саратов/ ГТГ Волгоград	1	Починки–Изобильное-ССПХГ (участок Петровск–Фролово-Изобильное)	0	147 (146,98)	1420	75
2	Граница ГТГ Саратов/ ГТГ Волгоград – КС «Фролово»	1	Починки–Фролово–Изобильное–ССПХГ (802 *км* Союз и Оренбург–Н. Псков)	147	305	1420	75

Окончание табл. 2.2.28

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
3	КС «Фролово» – Граница ГТГ Волгоград/ ГТГ Ставрополь	2	Починки–Фролово–Изобильное–ССПХГ (802 *км* Союз и Оренбург–Н. Псков)	305	619	1400	75
4	Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Ставрополь – КС «Изобильное»	1	Починки–Изобильное-ССПХГ (участок Петровск–Фролово–Изобильное)	619	933	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». На КС «Фролово» ГТС пересекает ГТС Оренбургский коридор.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

На ГТС установлены ГИС «Большие Колены» на границе ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ГИС «Котельниково» на границе ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

На ГТС установлены КС «Новопетровская», КС «Жирновская», КС «Ольховская», КС «Волгоградская», КС «Фролово», КС «Котельниковская», КС «Сальская».

Из ГТС газ поступает в ГТС Северного Кавказа и соединяется с Северо-Ставропольскими ПХГ.

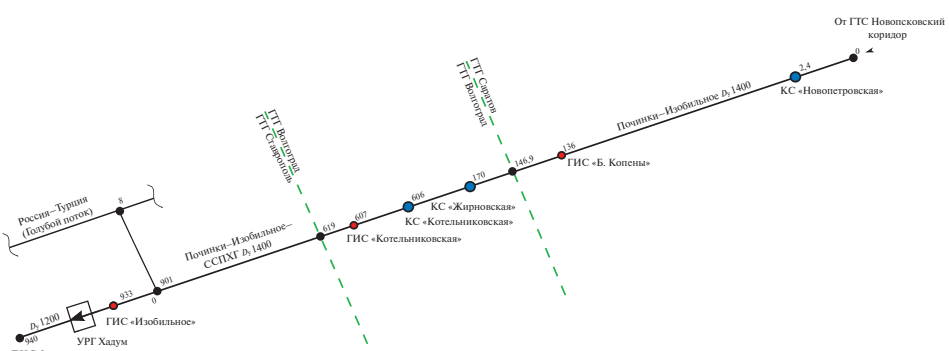


Рис. 2.2.30. Принципиальная схема ГТС Починки–Фролово–Изобильное–Северо-Ставропольские ПХГ

2.2.3.29. Газотранспортная система магистральный газопровод Россия–Турция (Голубой поток)

Таблица 2.2.29

Участки ГТС магистральный газопровод Россия–Турция

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$,, *кгс/см*^{2}
1	КС «Изобильное» — Граница ГТГ Ставрополь/ГТГ Краснодар	1	Голубой поток – Россия–Турция (морской вариант) (901 *км* Починки–Изобильное–ССПХГ)	0	56,5	1420	75
2	Граница ГТГ Ставрополь/ГТГ Краснодар – КС «Краснодарская»	1	Голубой поток – Россия–Турция (морской вариант)	56,5	300,5	1420	75
3	КС «Краснодарская» — КС «Береговая» (граница ГТГ Краснодар/ BSPC)	1	Голубой поток – Россия–Турция (морской вариант)	300,5	364,2	1220	100

ГТС МГ Россия–Турция начинается газопроводом $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* на отметке 858 *км* газопровода Починки–Изобильное–ССПХГ в районе КС «Изобильная». От КС «Краснодарская» до границы с подводным газопроводом, на которой заканчивается ГТС, МГ Россия–Турция имеет параметры $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 10,0 *МПа*.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Кубань» и BSPC (компания по эксплуатации КС «Береговая», участка МГ от отметки 364,2 *км* и подводного МГ $D_у$ = 600 *мм*, $P_у$ = 25 *МПа*).

На ГТС установлены ГИС «Ставропольская» на границе ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Кубань» и ГИС «Береговая» на границе ООО «Газпром трансгаз Кубань» и BSPC.

На ГТС установлены КС «Ставропольская», КС «Краснодарская» и КС «Береговая».

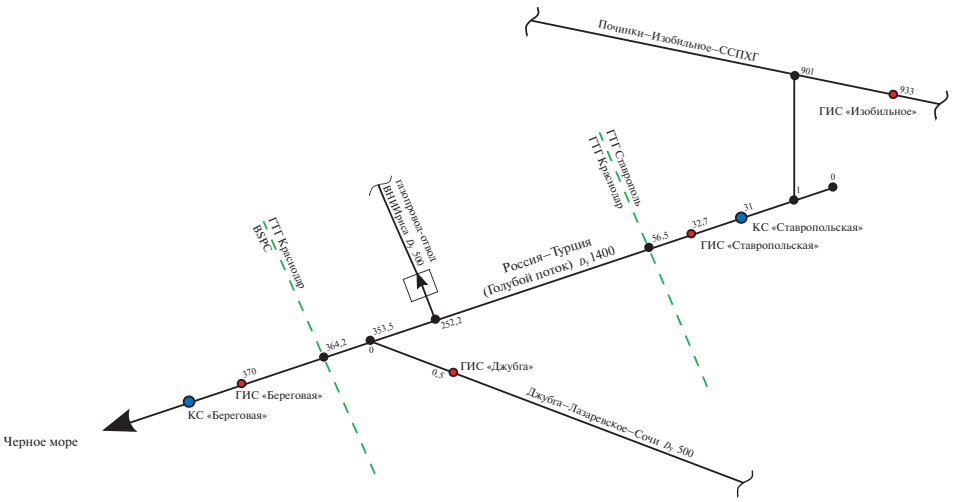


Рис. 2.2.31. Принципиальная схема ГТС МГ Россия–Турция

2.2.3.30. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Острогожск» — ГИС «Валуйки» (граница Россия/Украина)	1	Шебелинка–Острогожск (120 *км* Шебелинка–Острогожск соединяется с 8,8 *км* Шлейф 1 IV цеха КС «Острогожск»)	120	0	1020	55
		2	Острогожск–Шебелинка (0 км Острогожск–Шебелинка соединяется с 8,8 *км* Шлейф 1 IV цеха КС «Острогожск»)	0	120	1220	55

ГТС Острогожск–Шебелинка начинается на КС «Острогожск» газопроводом Шебелинка–Острогожск $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и газопроводом Острогожск–Шебелинка $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* и заканчивается на границе с Украиной, где установлена ГИС «Валуйки».

ГТС полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

На ГТС установлена только КС «Острогожская».

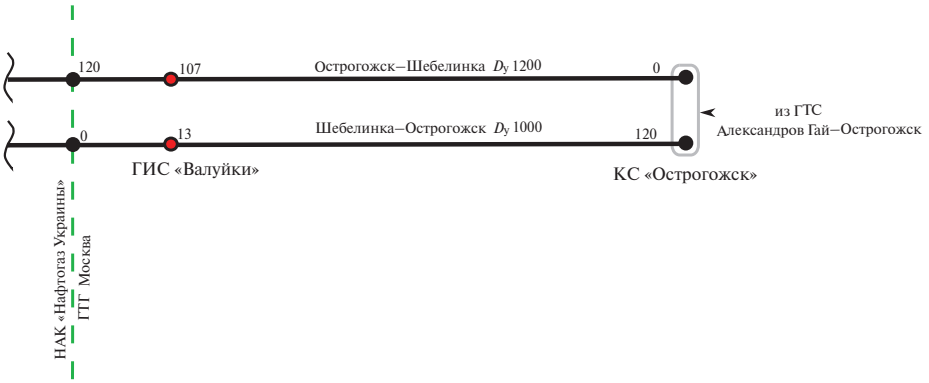


Рис. 2.2.32. Принципиальная схема ГТС Острогожск–Шебелинка

2.2.3.31. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Домбаровка» – Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА	1	Домбаровка–Оренбург (1469 *км* Бухара–Урал I, II)	0	74	1220	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/ИЦА – Граница ИЦА/ГТГ Екатеринбург	1	Домбаровка–Оренбург	74	82,5	1220	55
3	Граница ИЦА/ГТГ Екатеринбург–Оренбург	1	Домбаровка–Оренбург	82,5	389,4	1220	55

ГТС Домбаровка–Оренбург начинается на КС «Домбаровка» газопроводом Домбаровка–Оренбург $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*, подключённым на отметке 1469 *км* к газопроводу 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 пункт замера расхода газа (ПЗРГ) Саракташ.

На ГТС установлены КС «Домбаровская», КС «Медногорск», КС «Саракташ» и КС «Оренбургская».

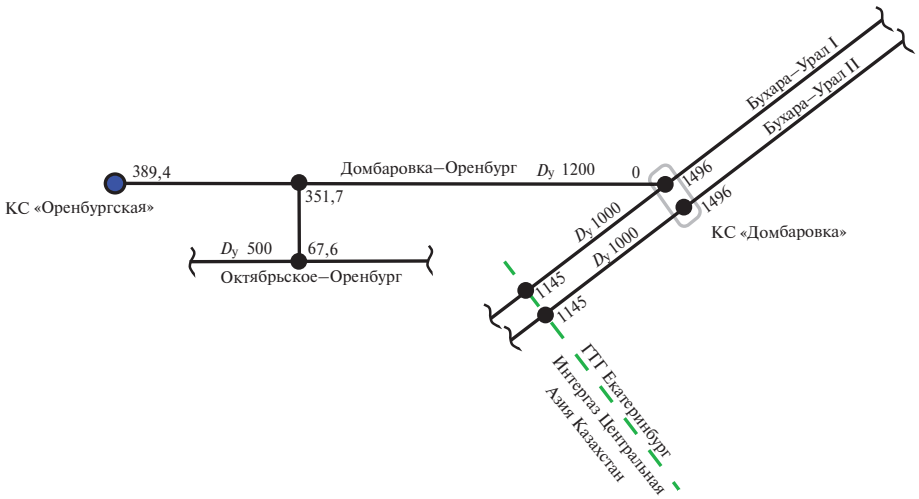


Рис. 2.2.33. Принципиальная схема ГТС Домбаровка–Оренбург

2.2.3.32. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$,, *кгс/см*^{2}
1	Оренбург–Граница ГТГ Екатеринбург/ ГТГ Самара	1	Оренбург–Самара	0	251	1020	55
2	Граница ГТГ Екатеринбург/ГТГ Самара – 380 *км* (265 *км* газопровода Мокроус–Самара-Тольятти)	1	Оренбург–Самара	251	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–Самара–Тольятти (лупинг) (380 *км* Оренбург–Самара)	265	256	820	55
4	Граница ГТГ Самара/ ГТГ Саратов– КС «Мокроус» (1294 *км* газопровода САЦ-II-II)	1	Мокроус–Самара–Тольятти	195	0	820	55

ГТС Оренбург–Самара–Мокроус начинается на КС «Оренбург» газопроводом Оренбург–Самара $D_у$ = 1000 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*. На отметке 380 *км* к ГТС подключается газопровод Мокроус–Самара–Тольятти $D_у$ = 800 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*, который начинается на отметке 1293 *км* газопровода САЦ III, недалеко от КС «Мокроус». В настоящее время запорная арматура на этом МГ на границе между ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Самара» закрыта и ГТС работает как региональная распределительная система.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Самара» и ООО «Газпром трансгаз Саратов».

На ГТС установлена ГИС «Красноармейская».

На ГТС установлены КС «Оренбургская», КС «Бурдыгино», КС «Старо-Александровская» и КС «Красноармейская».

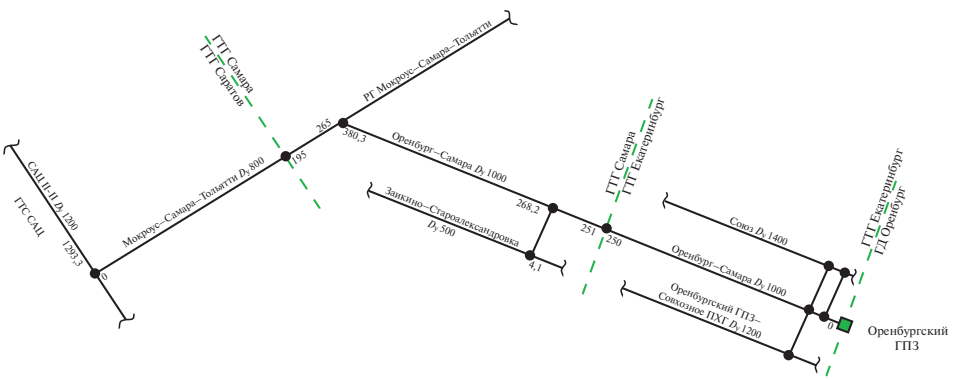


Рис. 2.2.34. Принципиальная схема ГТС Оренбург–Самара–Мокроус

2.2.3.33. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	Оренбург–Совхозное ПХГ	1	Оренбургский ГПЗ–Совхозное ПХГ	0	94,7	1020	55
		2	Перемычка СПХГ–Оренбург (33 *км* ОГПЗ–СПХГ и 33 *км* газопровода-перемычки)	0	23,6	530	55
		3	Газопровод-перемычка	0	50	1020	55
		4	Газопровод-лупинг (газопровод-перемычка 50 *км*)	50	95	720	55
		5	Октябрьское–Оренбург (23 *км* перемычки СПХГ–Оренбург)	81	0	529	55
		6	Полянская–Оренбург	97,7	0	1220	75

ГТС Оренбургский ГПЗ–Совхозное ПХГ начинается на Оренбургском газоперерабатывающем заводе газопроводом Оренбургский ГПЗ–Совхозное ПХГ $D_y = 1000$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*, газопроводом «Газопровод-перемычка» $D_y = 1000$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*, который на отметке 50 *км* переходит в газопровод-лупинг $D_y = 700$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*, и газопроводом-перемычкой Совхозное ПХГ–Оренбург $D_y = 500$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*, переходящим на отметке 23 *км* в газопровод Октябрьское–Оренбург $D_y = 500$ *мм*, $P_y = 5{,}5$ *МПа*. Параллельно с этими газопроводами в ГТС работает газопровод Полянская–Оренбург $D_y = 1200$ *мм*, $P_y = 7{,}5$ *МПа*.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

В ГТС входят только компрессорные станции Оренбургского ГПЗ и Совхозного ПХГ.

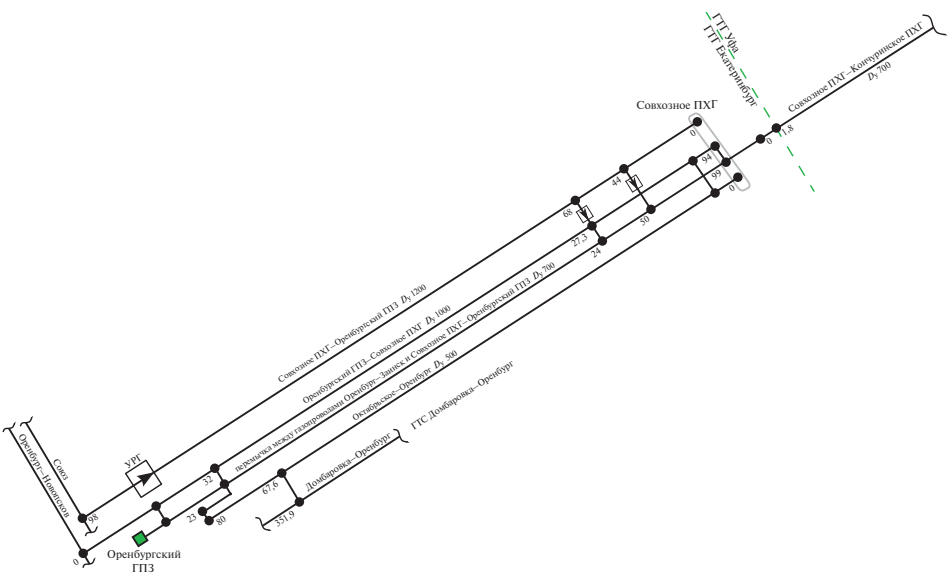


Рис. 2.2.35. Принципиальная схема ГТС Оренбургский ГПЗ–Совхозное ПХГ

2.2.3.34. Башкирская газотранспортная система

Таблица 2.2.34

Участки Башкирской ГТС

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	Граница ГТГ Екатеринбург/ГТГ Уфа–Канчуринское ПХГ	1	Совхозное СПХГ–Канчуринская СПХГ	1,8	59,7	720	55
2	КС «Поляна»–Канчуринское ПХГ	1	Поляна–КСПХГ	0	207	1220	55
		2	Поляна–КСПХГ	207	310,3	1020	55

ГТС Башкирская система начинается на КС «Полянская» газопроводом КС «Поляна»–Канчуринское ПХГ (КС «Полянская» – Старая система Баштрансгаз) $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* и продолжается газопроводом Совхозное ПХГ–Канчуринское ПХГ $D_у = 700$ *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».

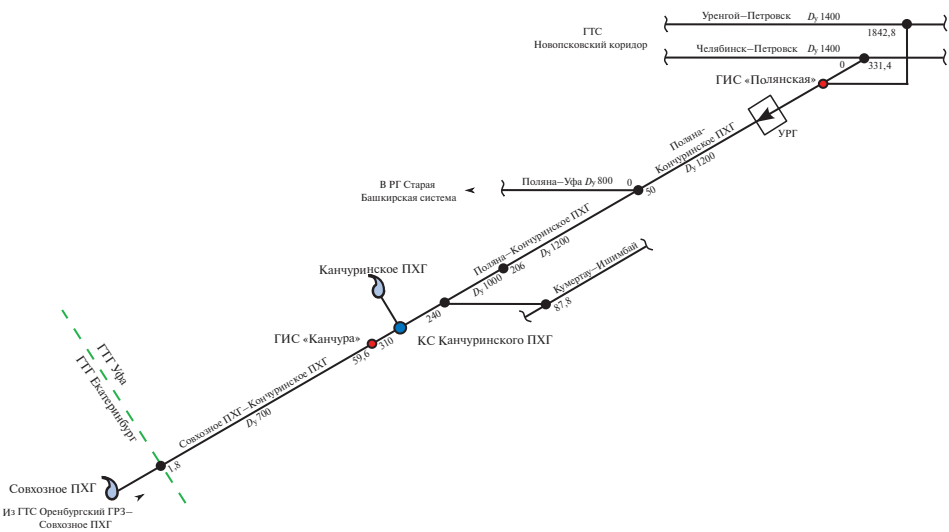


Рис. 2.2.36. Принципиальная схема ГТС Башкирская система

2.2.3.35. Краснодарская газотранспортная система

Таблица 2.2.34

Участки Краснодарской ГТС

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	256 *км* (р. Дон) – ГИС «Батайск»	1	Новопсков–Аксай–Моздок, р/н., р. Дон, р. Черкасская, р. Аксай, 256 *км*	256	248,4	1220	55
		2	Ленинградская–Ростов (Новопсков–Аксай–Моздок, р/н., р. Дон, р. Черкасская, р. Аксай, 248 *км*)	115	84	1220	55
		3	Северный Кавказ–Центр (СКЦ)	256	242,4	1220	55
		4	г. Ростов, ГРС-4 (242 *км* Северный Кавказ–Центр (СКЦ)	0	1,5	720	55
		5	г. Ростов, ГРС-4	1,5	6,5	530	55
		6	Краснодарский край–Серпухов I (6,5 *км*, г. Ростов, ГРС-4)	105	83	1020	55
2	ГИС «Батайск» – КС «Кущёвская»	1	Ростов–Майкоп I (Краснодарский край–Серпухов 83 *км*)	83	55,3	1020	55
		2	Ростов–Майкоп II (Ленинградская–Ростов, 84 *км*)	84	55,1	1020	55
3	КС «Кущёвская» – КС «Березанская»	1	Ростов–Майкоп I	55,3	162	1020	55
		2	Ростов–Майкоп II	55,1	172,0	1020	55
		3	Ростов–Краснодарский край-III нитка (84 *км* Ростов–Майкоп II)	84	102	820	55
		4	Березанская–Куликовский I (102 *км* Ростов–Краснодарский край-III нитка)	102,3	170,2	820	55
		5	Магистральный газопровод, Кущёвская КС – Кущёвское СПХГ (56 *км* Ростов–Майкоп I, Ростов–Майкоп II)	0	26,2	1020	75

Продолжение табл. 2.2.34

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
		6	Магистральный газопровод, Кущёвская КС – Кущёвское СПХГ Кущёвского ЛПУМГ (Магистральный газопровод, Кущёвская КС – Кущевское СПХГ 24 *км*)	23,6	0	530	55
4	КС «Березанская»–ПЗРГ «Некрасовский»	1	Ростов–Майкоп I	162	163,96	1020	55
		2	Ростов–Майкоп II	172,0	254	1020	55
		3	Некрасовская–Березанская I (173 *км* Ростов–Майкоп II, Ростов–Майкоп I 163,96 *км*)	248	236,582	820	45
		4	Некрасовская–Березанская I	236,582	251,0	1020	45
		5	Некрасовский–Березанская II (248 км Некрасовский–Березанская I, Ростов–Майкоп II 254,1 км)	248	251,0	820	55
5	ПЗРГ «Некрасовский» – КС «Майкопская»	1	Майкоп–Некрасовская	59,4	56,3	820	40
		2	Майкоп–Некрасовская	56,3	15,3	1020	55
		3	Майкоп–Некрасовская	15,3	0	820	40
		4	Гиагская–Киевский	0	37,5	720	55
		5	Майкоп–Гиагская 1 (37,5 *км* Гиагская–Киевский)	0	20	500	40
		6	Майкоп–Гиагская 2 (Майкоп–Некрасовская 40 *км*)	40	20	600	40
6	КС «Майкопская» – Краснодарская СПХГ	1	Майкоп–Невинномысск	0	104	720	55
		2	Отвод Краснодарское ПХГ (104 *км* Майкоп–Невинномысск)	0	22,4	720	55
7	Краснодарская СПХГ– граница ГТГ Краснодар/ ГТГ Ставрополь	1	Майкоп–Невинномысск	104	119	720	55
8	Граница ГТГ Краснодар/ГТГ Ставрополь–КС «Невинномысская»	1	Майкоп–Невинномысск	119	162	720	55

ГТС Краснодарская система начинается газопроводом на отметке 256 *км* (р. Дон) Ленинградская–Ростов D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, который является продолжением газопровода Краснодарский край–Серпухов II и газопроводом Краснодарский край–Серпухов I D_y = 1000 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, который начинается на отметке 105 *км* (р. Дон) от газопровода-отвода на г. Ростов (ГРС-4). На отметке 83 *км* (ГИС «Батайск») газопровод Ленинградская–Ростов переходит в газопровод Ростов–Майкоп II D_y = 1000 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, а газопровод Краснодарский край–Серпухов I переходит в газопровод Ростов–Майкоп I D_y = 1000 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*. На отметке 55 *км* (КС «Кущёвская») к газопроводу Ростов–Майкоп I подключается газопровод Кущёвская КС–Кущёвская СПХГ D_y = 1000 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*.

После КС «Кущёвская» с отметки 84 *км* до отметки 102 *км* как лупинг газопроводов Ростов–Майкоп II и Ростов–Майкоп I подключён газопровод Ростов–Майкоп III D_y = 800 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, который потом переходит в газопровод Березанская–Куликовская I.

После КС «Березанская» газопровод Ростов–Майкоп I переходит в газопровод Некрасовская–Березанская I D_y = 800 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, а газопровод D_y = 1000 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* Ростов–Майкоп II на отметке 248 *км* переходит в газопровод Некрасовская–Березанская II D_y = 1000 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*.

После ПЗРГ «Некрасовский» ГТС состоит из одного газопровода Майкоп–Некрасовская D_y = 800 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, переходящего на КС «Майкопская» в газопровод Майкоп–Невинномысск D_y = 700 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, на отметке 104 *км* которого подключен газопровод D_y = 700 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* до Краснодарского ПХГ.

ГТС находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Краснодар».

В ГТС входят КС «Кущёвская», КС «Березанская», КС «Майкопская».

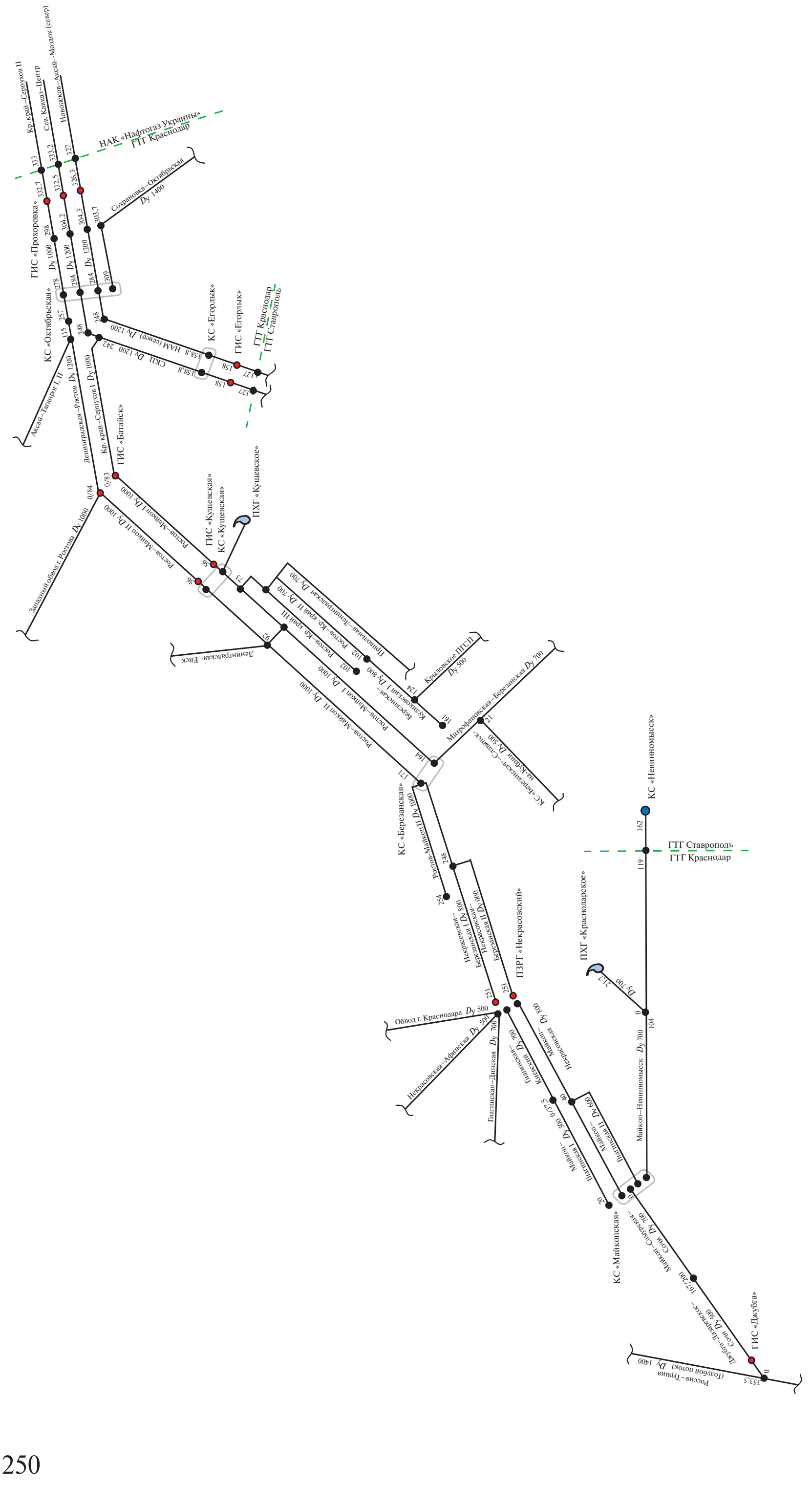


Рис. 2.2.37. Принципиальная схема ГТС Краснодарская система

2.2.3.36. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	КС «Сохрановка» – Граница ГТГ Волгоград/ ГТГ Краснодар	1	КС «Сохрановка» – КС «Октябрьская» (1108 *км* Оренбург – Новопсков)	0	105,6	1420	75
2	Граница ГТГ Волгоград/ГТГ Краснодар– КС «Октябрьская»	1	КС «Сохрановка» – КС «Октябрьская»	105,6	304,2	1420	75
		2	КС «Сохрановка» – КС «Октябрьская»	304,2	310,1	1420	55

ГТС начинается от магистральных газопроводов «Союз» и Оренбург–Новопсков $D_у = 1400$ *мм*, $P_у = 7{,}5$ *МПа* на отметке 1108 *км* (после КС «Сохрановка») ГТС Оренбургский коридор магистральным газопроводом Сохрановка–Октябрьская $D_у = 1400$ *мм*, $P_у = 7{,}5$ *МПа*.

ГТС заканчивается на отметке 310 *км*. В районе КС «Октябрьская» существуют технологические перемычки с магистральными газопроводами $D_у = 1200$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* Новопсков–Аксай–Моздок-север, Северный Кавказ–Центр и магистральным газопроводом Краснодарский край–Серпухов II $D_у = 1000$ *мм*, $P_у = 5{,}5$ *МПа* ГТС Северного Кавказа.

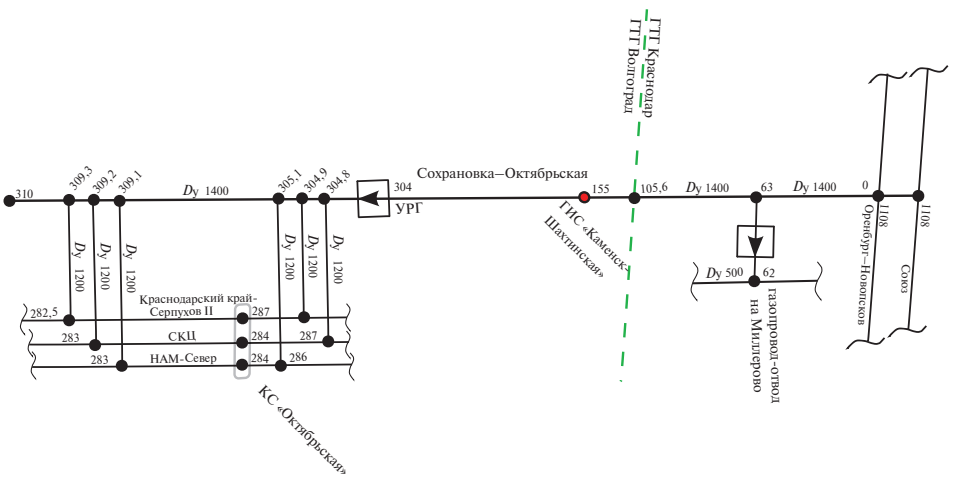


Рис. 2.2.38. Принципиальная схема ГТС Сохрановка–Октябрьская

2.2.3.37. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
1	КС «Торжок» – ГИС «Смоленск» (Граница ГТГ Санкт-Петербург/ГТГ Беларусь)	1	Ямал–Европа (2652,0 *км* СРТО–Торжок)	0	336,7 (402)	1420	84
2	ГИС Смоленск (Граница ГТГ Санкт-Петербург/ ГТГ Беларусь) – КС «Несвиж»	1	Ямал–Европа I (Торжок–Белосток)	336,7 (402)	768,9	1420	84
3	КС «Несвиж» – Гос. граница Беларусь/ Польша (EuroPol GAZ) (ГИС «Кондратки»)	1	Ямал–Европа I (Торжок–Белосток)	768,9	977	1420	84

ГТС Ямал–Европа начинается от отметки 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*, $P_у$ = 7,5 *МПа* на КС «Ржев» и КС «Холм-Жирковская».

Перед КС «Смоленск» на отметке 335,5 *км* ГТС соединяется с магистральным газопроводом Торжок–Долина $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* и Торжок–Минск–Ивацевичи III $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*. Перед границей с Белоруссией (ОАО «Газпром трансгаз Беларусь») на отметке 336,7 *км* магистрального газопровода Ямал–Европа установлена ГИС «Смоленск». На КС «Несвижская» (отметка 768,9 *км*) существует перемычка с магистральным газопроводом Торжок–Минск–Ивацевичи III $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*.

ГТС Ямал–Европа заканчивается на границе с Польшей (АО «ЕвроПолГаз») на отметке 977 *км*. На отметке 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 Санкт-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».

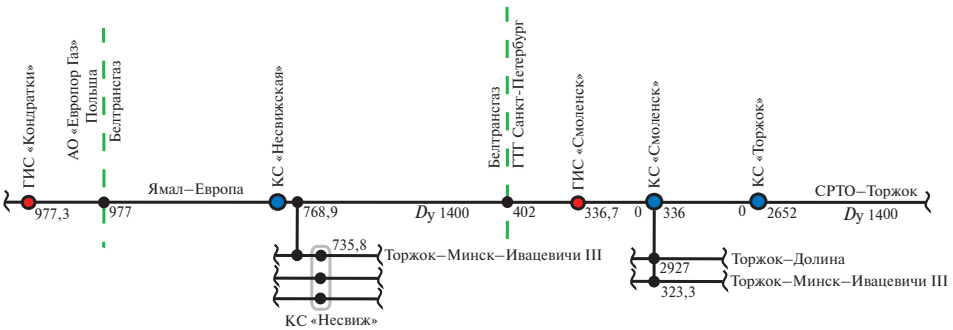


Рис. 2.2.39. Принципиальная схема ГТС Ямал–Европа

2.2.3.38. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
1	КС «Торжок» – ГИС «Смоленск» (Граница ГТГ Санкт-Петербург/ ГТГ Беларусь)	1	Торжок–Долина	2609	2927,8 (3022,6)	1420	75
2	ГИС «Смоленск» (Граница ГТГ Санкт-Петербург/ ГТГ Беларусь) – 3222 *км* (отбор на ПХГ Осиповичи)	1	Торжок–Долина	2927,8 (3022,6)	3222	1420	75
3	3222 *км* (отбор на ПХГ Осиповичи) – Мозырьское ПХГ	1	Торжок–Долина	2927,8 (3022,6)	3347,3	1420	75
4	Мозырьское ПХГ – Граница Белтрансгаз/Укртрансгаз (ГИС «Мозырь»)	1	Торжок–Долина	3347,3	3388 (3348,8)	1420	75

ГТС Торжок–Долина начинается от отметки 2652 *км* магистрального газопровода СРТО–Торжок $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 7,5 *МПа* и от отметки 1332 *км* магистрального газопровода Ухта–Торжок III $D_у$ = 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 «Смоленск» на отметке 2927 *км* магистральный газопровод Торжок–Долина соединяется перемычкой с магистральными газопроводами Ямал–Европа $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 8,4 *МПа* и Торжок–Минск–Ивацевичи III $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа*.

Перед границей с Белоруссией (ОАО «Газпром трансгаз Беларусь») на отметке 3022,6 *км* магистрального газопровода Торжок–Долина установлена ГИС «Смоленск».

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 отметке 3222 *км* ГТС соединяется с другим большим распределительным газопроводом высокого давления Минск–Гомель на отметке 249 *км*. К этой системе на отметке 64,6 *км* подсоединено Осиповичское ПХГ. Через эту же систему магистральный газопровод Торжок–Долина соединён с магистральными газопроводами Торжок–Минск–Ивацевичи II и Торжок–Минск –Ивацевичи I на отметке 651 *км*.

На отметке 3347,3 *км* к магистральному газопроводу Торжок–Долина подключён газопровод к Мозырьскому ПХГ.

На отметке 3348,8 *км* на магистральном газопроводе установлена ГИС «Мозырь».

ГТС Торжок–Долина заканчивается на отметке 3388,0 *км* на границе с Украиной (Укртрансгаз).

ГТС Торжок–Долина находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Хотя часть ГТС Торжок–Долина, находящейся на территории Белоруссии, юридически не входит в состав ЕСГ России, технологически эта ГТС, управляемая из единого центра (ЦПДД), полностью является продолжением ЕСГ.

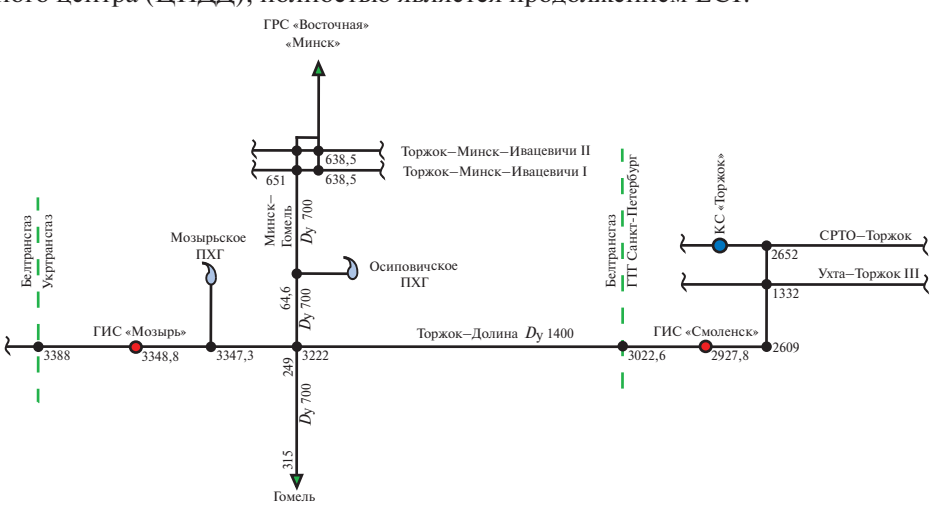


Рис. 2.2.40. Принципиальная схема ГТС Торжок–Долина

2.2.3.39. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
1	КС «Торжок»–Гос. граница России/Беларусь	1	Торжок–Минск–Ивацевичи I (256 *км* Белоусово–Ленинград)	0	390	1220	55
		2	Торжок–Минск–Ивацевичи II (Ухта–Торжок III 1334 *км*) (315 *км* Серпухов–Ленинград)	0	390	1220	55
		3	Торжок–Минск–Ивацевичи III (Грязовец–Торжок 391 *км*)	0	390	1220	55
2	ГИС «Смоленск» (Граница ГТГ Санкт-Петербург / ГТГ Беларусь)–КС «Минск»	1	Торжок–Минск–Ивацевичи I	390	650,27	1220	55
		2	Торжок–Минск–Ивацевичи II	390	650,2	1220	55
		3	Торжок–Минск–Ивацевичи III	390	650,56	1220	55
3	КС «Минск» – КС «Несвиж»	1	Торжок–Минск–Ивацевичи I	650,27	735,2	1220	55
		2	Торжок–Минск–Ивацевичи II	650,2	735,2	1220	55
		3	Торжок–Минск–Ивацевичи III	650,56	735,2	1220	55
4	КС «Несвиж»–Ивацевичи	1	Торжок–Минск–Ивацевичи I	735,2	843,66	1220	55
		2	Торжок–Минск–Ивацевичи II	735,2	843,2	1220	55
		3	Торжок–Минск–Ивацевичи III	735,2	850	1220	55
5	Ивацевичи–Гос. граница Беларуси/Украина (ДК Укртрансгаз) (ГИС «Кобрин»)	1	Ивацевичи–Долина I (Торжок–Минск–Ивацевичи I 843,66 *км*)	0	146,3 (109,6)	1220	55
		2	Ивацевичи–Долина II (Торжок–Минск–Ивацевичи II 843,20 *км*)	0	144,8 (110,7)	1220	55

ГТС Торжок–Минск–Ивацевичи–Кобрин начинается на КС «Торжок» от магистральных газопроводов ГТС Северный коридор. Магистральный газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи I $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* начинается от отметки 1332 *км* магистрального газопровода Ухта–Торжок II $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* после ОПКС, магистральный газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи II $D_у$ = 1200 *мм*, $P_у$ = 5,5 *МПа* начинается от отметки

1332 *км* магистрального газопровода Ухта–Торжок III D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* после УРГ, и магистральный газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи III D_y = 1200 *мм*, P_y = 5,5 *МПа* начинается от отметки 391 *км* магистрального газопровода Грязовец–Торжок D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа*.

Перед ГИС «Смоленск» на отметке 323,3 *км* магистральный газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи III соединяется перемычкой с магистральными газопроводами Ямал–Европа D_y = 1400 *мм*, P_y = 8,4 *МПа* и Торжок–Долина D_y = 1400 *мм*, P_y = 7,5 *МПа*.

Перед границей с Белоруссией (АО «Белтрансгаз») на отметке 325 *км* ГТС Торжок–Минск–Ивацевичи–Кобрин установлена ГИС «Смоленск».

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 отметке 650,5 *км* от магистрального газопровода Торжок–Минск–Ивацевичи III начинается магистральный газопровод Минск–Вильнюс.

На КС «Несвиж» (отметка 735,8 *км*) магистральный газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи III соединён перемычкой с магистральным газопроводом Ямал–Европа на отметке 768,9 *км*.

В районе населённого пункта Ивацевичи магистральный газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи III заканчивается на отметке 849,9 *км*. Магистральный газопровод Торжок–Минск– Ивацевичи II на отметке 843,2 *км* меняет своё название на Ивацевичи–Долина II, а магистральный газопровод Торжок–Минск– Ивацевичи I на отметке 843,6 *км* меняет своё название на Ивацевичи–Долина I.

Этими газопроводами ГТС заканчивается на границе с Украиной на отметке 146,3 и 144,8 *км*. Перед границей на отметке 110,7 *км* магистрального газопровода Ивацевичи–Долина II и на отметке 109,6 *км* магистрального газопровода Ивацевичи–Долина I установлена ГИС «Кобрин».

В состав ГТС входят КС «Торжок», КС «Ржев», КС «Холм-Жирковская», КС «Смоленск», КС «Орша», КС «Крупки», КС «Минск», 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.

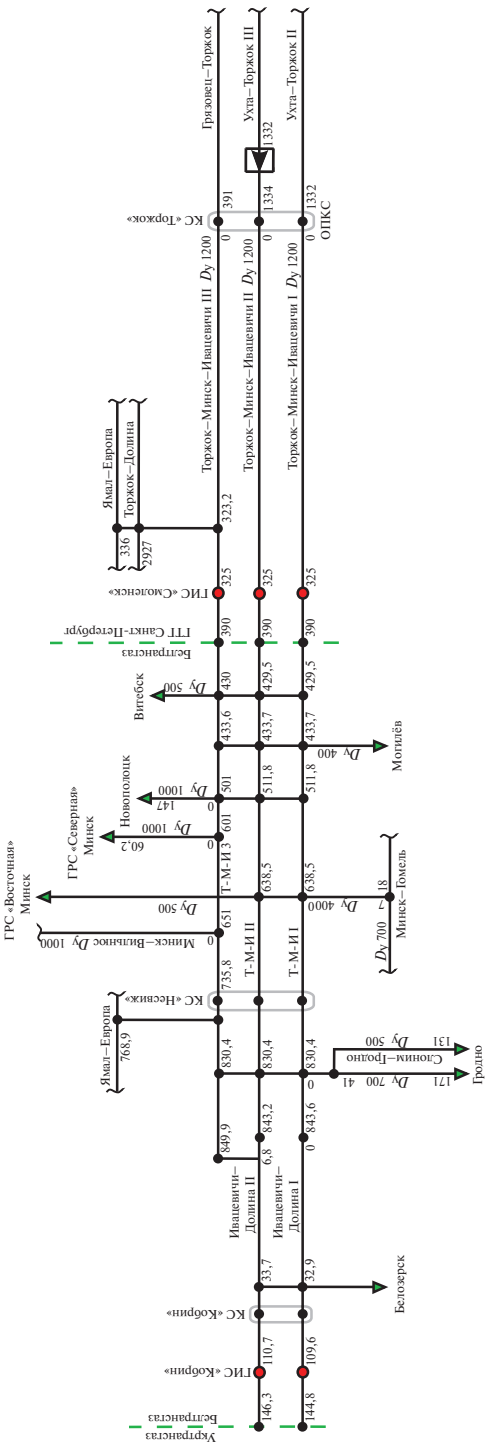


Рис. 2.2.41. Принципиальная схема ГТС Торжок–Минск–Ивацевичи–Кобрин

2.2.3.40. Газотранспортная система Бованенково–Ухта–Грязовец

Таблица 2.2.40

Участки ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	Граница ГД Надым/ ГТГ Ухта–УЗРГ КС-10 «Ухта»	1	Бованенково–Ухта I	0	1106	1420	120
2	УЗРГ КС-10 Ухта– КС-17 «Грязовец»	1	Ухта–Торжок I (Ухта–Грязовец) (1106 *км* Бованенково–Ухта I)	1106 (1,5)	2078,64 (948)	1420	100

ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец начинается от Бованенковского месторождения газа магистральным газопроводом Бованенково–Ухта I $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 12,0 *МПа*.

В районе КС «Ухта» и КС «Сосногорская» две ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец и Северный коридор соединяются и проходят в одном технологическом коридоре до КС «Грязовецкая» и КС «Новогрязовецкая». На отметке 1106 *км* ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец установлены ГИС-12 и ГИС-21. После ГИС существует технологическая перемычка с магистральным газопроводом СРТО–Торжок на отметке 1309,9 *км* в районе КС «Ухта». После отметки 1106 *км* на ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец установлен УРГ, и начинается магистральный газопровод Ухта–Грязовец $D_у$ = 1400 *мм*, $P_у$ = 10,0 *МПа*. На всём протяжении этого газопровода до КС «Новогрязовецкая» существуют технологические перемычки с УРГ с магистральным газопроводом СРТО–Торжок (6 шт.).

На КС «Новогрязовецкая» (отметка 2078,6 *км*) ГТС Бованенково–Ухта– Грязовец заканчивается. После компрессорных цехов КС «Новогрязовецкая» начинается новая ГТС Северо-Европейский газопровод (СЕГ) двумя магистральными газопроводами СЕГ-I и СЕГ-II.

ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец полностью находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта».

В состав ГТС входят КС «Байдарацкая», КС «Ярынская», КС «Гагарацкая», КС «Воркутинская», КС «Интинская», КС «Сытинская» (не введена по состоянию на 01.01.2014), КС «Чикшинская», КС «Малоперанская», КС «Сосногорская», КС «Новосиндорская» (не введена по состоянию на 01.01.2014), КС «Новомикуньская», КС «Новоурдомская», КС «Новоприводинская», КС «Новонюксенецкая», КС «Новоюбилейная», КС «Новогрязовецкая».

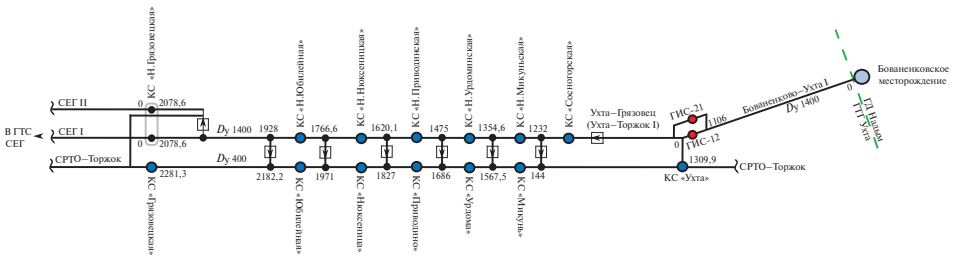


Рис. 2.2.42. Принципиальная схема ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец

2.2.3.41. Газотранспортная система 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*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
1	Граница ГТГ Н. Новгород/ ГТГ Ухта — КС «Грязовец»	1	Починки–Грязовец 653,2 *км* (2078,6 *км* Ухта–Торжок I)	461,1	653,2	1420	75
		2	СРТО–Торжок 2281,3 *км* (Починки–Грязовец 651,89 *км*)	2081	2076	1420	100
2	КС «Грязовец» — Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург	1	Северо-Европейский газопровод I (2078,6 *км* Ухта–Грязовец, 2281,3 *км* СРТО–Торжок, 653,2 *км* Починки–Грязовец)	0	322,72	1420	100
		2	Северо-Европейский газопровод II (2281,3 *км* СРТО–Торжок, 653,2 *км* Починки–Грязовец)	0	59	1420	100
		3	Северо-Европейский газопровод II	123	220	1420	100
		4	Северо-Европейский газопровод II	275	322,722	1420	100
3	Граница ГТГ Ухта/ ГТГ Санкт-Петербург– КС «Портовая»	1	МГ Северо-Европейский газопровод-1	322,722	898,810	1420	100
		2	МГ Северо-Европейский газопровод-2	319	340,8	1420	100
		3	МГ Северо-Европейский газопровод-2	386	460	1420	100
		4	МГ Северо-Европейский газопровод-2	511	513,381	1420	100
		5	МГ Северо-Европейский газопровод-2	513,381	796,68	1220	100
		6	МГ Северо-Европейский газопровод-2	796,680	893,842	1220	100

Окончание табл. 2.2.41

№ п/п	Участок ГТС	Состав участка ГТС					
		№ п/п	газопровод	начало, *км*	конец, *км*	$D_н$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
4	КС «Портовая» – Граница ГТГ Санкт-Петербург/ АО «Норд Стрим»	1	МГ Северо-Европейский газопровод (Морской шлейф-1)	898,810	900,344	813	226
		2	МГ Северо-Европейский газопровод (Морской шлейф-2)	898,810	900,342	813	226
		3	МГ Северо-Европейский газопровод (Морской шлейф-3)	898,810	900,333	813	226
		4	МГ Северо-Европейский газопровод (Морской шлейф-4)	898,810	900,332	813	226

ГТС Северо-Европейский газопровод (СЕГ), состоящая из двух магистральных газопроводов СЕГ-I и СЕГ-II, начинается на КС «Новогрязовецкая» от магистральных газопроводов $D_у = 1400$ *мм*, $P_у = 7{,}5$ *МПа* Ухта–Грязовец (Ухта–Торжок I) ГТС Бованенково–Ухта–Грязовец и на КС «Грязовец» от магистральных газопроводов $D_у = 1400$ *мм*, $P_у = 7{,}5$ *МПа* СРТО–Торжок ГТС Северный коридор и Починки–Грязовец ГТС Починки–Ярославль.

Магистральный газопровод СЕГ-II прерывается через 59 *км* после КС «Новогрязовецкая» и в дальнейшем до КС «Волховская» работает отдельными большими участками. После КС «Волховская» магистральный газопровод СЕГ-II меняет свой диаметр на $D_у = 1200$ *мм*.

В районе КС «Волховская» магистральный газопровод СЕГ-I на отметке 512,4 *км* соединяется через УРГ с отметками 509 и 509,1 *км* магистральных газопроводов Грязовец–Ленинград I и Грязовец–Ленинград II, а на отметке 596,4 *км* тоже через УРГ соединяется с отметками 610 и 607 *км* магистральных газопроводов Грязовец–Ленинград I и Грязовец– Ленинград II.

На отметке 898,8 *км* магистральные газопроводы СЕГ-I и СЕГ-II переходят в четыре участка морских шлейфов $D_у = 800$ *мм*, $P_у = 22{,}6$ *МПа*. На отметке 900,3 *км* ГТС Северо-Европейский газопровод заканчивается на границе с АО «Норд Стрим», осуществляющим эксплуатацию морского участка.

ГТС Северо-Европейский газопровод находится в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

На ГТС на отметке 891,7 *км* установлена ГИС «Портовая».

В состав ГТС входят КС «Грязовецкая», КС «Шекстна», КС «Бабаевская», КС «Пикалёвская», КС «Волховская», КС «Елизаветинская», КС «Портовая».

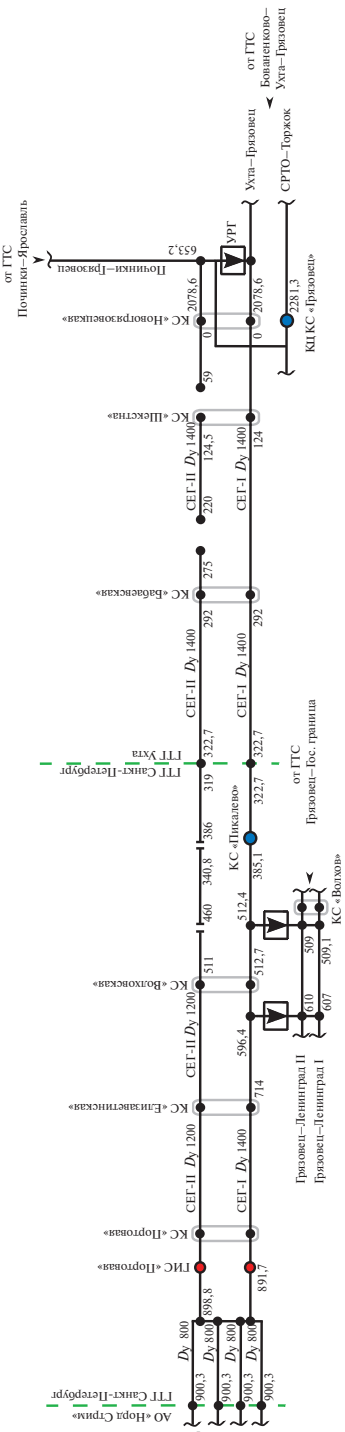


Рис. 2.2.43. Принципиальная схема ГТС Северо-Европейский газопровод

2.2.4 Межсистемные технологические перемычки ГТС ЕСГ

Одной из 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, работающими при различных рабочих давлениях) на перемычке устанавливается регулируемое дроссельное устройство. 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 в конце перемычки.

Нередко расход газа по перемычке (особенно когда длина перемычки небольшая) определяют балансовым расчётом.

Таблица 2.2.42

Межсистемные перемычки между газотранспортными системами (по состоянию на 01 января 2013 года)

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	D_y, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
Между ГТС Сургутский коридор и ГТС Старый коридор					
КС «Новоуренгойская» (ГТГ Сургут) – Граница ГТГ Сургут/ГТГ Югорск	Газопровод-перемычка ГКС 2 – ГКС 1 1-я нитка (Газопровод-перемычка между ГТС Сургутский коридор (Заполярное–Уренгой I (188,3 *км*) и ГТС Старый коридор (Уренгой–Новопсков (3,2 *км*) / СРТО–Торжок I (0 *км*))	188,3	194,5	1420	75
КС «Новоуренгойская» (ГТГ Сургут) – Граница ГТГ Сургут/ГТГ Югорск	Газопровод-перемычка ГКС 2 – ГКС 1 2-я нитка (Газопровод-перемычка между ГТС Сургутский коридор (Уренгой–Челябинск II (3,6 *км*)) и ГТС Старый коридор (Уренгой–Петровск (3,5 *км*) / СРТО–Торжок II (0 *км*)/ СРТО–Торжок III (0 *км*))	0	6,5	1420	75

Продолжение табл. 2.2.42

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	D_y, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см*^{2}
Между Уренгойским МПК и ГТС Новый коридор					
УКПГ-15 (Уренгой) – КС «Ямбургская» (Ямбург–Елец I)	Газопровод-перемычка Уренгой – КС «Ямбург» (УКПГ-15 Уренгой и 0 *км* МГ Ямбург–Елец I)	0	64,6	1420	75
УКПГ-15 (Уренгой) – КС «Ямбургская» (Ямбург–Тула I)	Перемычка между газопроводом-перемычкой Уренгой – КС «Ямбург» и МГ «Ямбург–Тула I» (УКПГ-15 – 58,6 *км* МГ Уренгой–КС «Ямбург» и 8,6 *км* МГ «Ямбург–Тула I»)	0	0,1	1420	75
Между ГТС Старый коридор и ГТС Новый коридор					
КС «Пангоды» – КС «Правохетинская»	Газопровод-перемычка за КС «Правохетинская» (194 *км* МГ Уренгой–Новопсков и 207 *км* МГ Уренгой–Ужгород)	0	0,1	1420	75
	Газопровод-перемычка на вход КС «Правохетинская» (130,8 *км* МГ СРТО–Торжок I, 182 *км* МГ Уренгой–Новопсков, 182 *км* МГ Уренгой–Петровск и 198 *км* МГ Уренгой–Ужгород, 303 *км* лупинг МГ Ямбург–Елец I)	0	7,8	1420	75
КС «Пангоды» – КС «Правохетинская»	Газопровод-перемычка на вход КС «Правохетинская» (182,3 *км* МГ Уренгой–Надым I, 182,7 *км* МГ Уренгой–Грязовец, и 312,9 *км* МГ Ямбург–Тула I, 314,7 *км* МГ Ямбург–Поволжье (лупинг))	0	8,45	1420	75
КС «Приозерная» – КС «Лонг-Юганская»	Газопровод-перемычка (548 *км* МГ СРТО–Урал, 433,1 *км* МГ Уренгой–Ужгород и 416 *км* МГ Уренгой–Новопсков)	0	12,3	1420	75
КС «Верхнеказымская» – КС «Казымская»	Газопровод-перемычка (742,5 *км* МГ СРТО–Урал, 626,6 *км* МГ Уренгой–Ужгород и 616 *км* МГ Уренгой–Новопсков)	0	28,5	1420	75
Между ГТС Старый коридор и ГТС Карпинское направление нового коридора					
КС «Новокомсомольская» (КС-20) – КС «Узюм Юганская»	Газопровод-перемычка (936,1 *км* МГ Уренгой–Новопсков и 1049,6 *км* МГ 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 (953,4 *км* МГ Уренгой–Новопсков и 960 *км* МГ Уренгой–Ужгород)	0	0,2	1420	75

Продолжение табл. 2.2.42

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	$D_у$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
Между ГТС Лялинское направление нового коридора и ГТС Карпинское направление нового коридора					
КС «Ивдельская» – КС «Новоивдельская»	Газопровод-перемычка (1252 *км*, 1254 *км* МГ Ямбург–Елец I и 1255 *км* МГ 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 Старый коридор					
КС «Краснотурьинская» (КЦ-4; 5 – КЦ-2)	Газопровод межсистемная перемычка (1258 *км* МГ Уренгой–Новопсков, 1254 *км* МГ Уренгой–Петровск и 489,5 *км* МГ СРТО–Урал II, 490 *км* Надым–Пунга–Н. Тура III с УРГ (участок реконструкции системы 55 *МПа* 1-я и 2-я нитки)	0	0,1	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 (УРГ-3 и 123 *км* МГ Н. Тура-Пермь III)	0	0,1	720	55
	Газопровод-перемычка (1442 *км* МГ Уренгой–Петровск и УРГ-3)	0	10,2	1020	55
	Газопровод-перемычка (1444 *км* МГ Уренгой–Новопсков и УРГ-3)	0	10,2	1020	55
КС «Горнозаводская» (КЦ-6; 7) – КС «Горнозаводская» (КЦ-1; 2)	Газопровод-перемычка (УРГ-2 и 119 км МГ Н. Тура–Пермь I, МГ Н. Тура–Пермь II)	0	0,1	720	55
	Газопровод-перемычка (1450 *км* МГ Уренгой–Центр 1, МГ Уренгой–Центр 2 и УРГ-2)	0	10	720	75
Между ГТС Ужгородский коридор и ГТС Н. Тура–Пермь–Горький–Центр					
КС «Агрызская» (КЦ-3) – КС «Можга» (КЦ-1)	Газопровод-перемычка (1956 *км* МГ Уренгой–Ужгород и 302 *км* МГ Пермь–Горький I)	0	0,1	1020	75
Между ГТС Ужгородский коридор и ГТС Тульский коридор					
КС «Агрызская» – КС «Вавожская» (Увинская)	Газопровод-перемычка (2065 *км* МГ «Прогресс», 2064 *км* МГ «Прогресс» (лупинг) и 2012 МГ Ямбург–Тула I, 2015 *км* МГ Ямбург–Тула I)	0	47	1020	75
Между ГТС Тульский коридор и ГТС Н. Тура–Пермь–Горький–Центр					
КС «Чебоксарская» – КС «Ишлей»	Газопровод-перемычка. (2330 *км* МГ Ямбург–Тула I и 638 *км* МГ Пермь–Горький I через УРГ (ПРГ 1,2))	0	0,67	530	75
	Газопровод-перемычка (2327 *км* Ямбург–Тула II и 674 *км* МГ Пермь–Горький II через УРГ (ПРГ 1, 2))	0	0,63	530	75

Продолжение табл. 2.2.42

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	$D_у$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
Между ГТС Тульский коридор и ГТС Ужгородский коридор					
КС «Чебоксарская» – КС «Заволжская»	Газопровод-перемычка (2340 *км* МГ Ямбург–Тула I, 2342 *км* МГ Ямбург–Тула I, и 2437,8 *км* МГ Прогресс)	0	29,7	1020	75
КС «Лукояновская» – КС «Починки»	Газопровод Починки–Грязовец (межсистемная перемычка между 2567,2 *км* МГ Ямбург–Тула II и 2645 *км* МГ Ямбург–Елец II)	0	48	1420	75
	Газопровод Починки–Ярославль (межсистемная перемычка между 2569,8 *км* МГ Ямбург–Тула I, 2642 *км* МГ Ямбург–Тула I, 2645 *км* МГ Ямбург–Елец I и 2648 *км* МГ Прогресс, 2651 *км* МГ Прогресс)	0	48	1420	75
Между ГТС Починки–Ярославль и ГТС Н. Тура–Пермь–Горький–Центр					
КС «Ворсма» – КС «Новоарзамасская»	Газопровод-перемычка (101 *км* МГ Горький–Центр и 196 *км* МГ Починки–Ярославль)	0	0,18	720	55
КС «Ворсма» – КС «Новоарзамасская»	Газопровод-перемычка (100 *км* МГ Горький–Центр и 197, 8 *км* МГ Починки–Грязовец)	0	0,415	1020	55
	Газопровод-перемычка (0 *км* г-д расширение Горьковского промузла и 197,8 *км* МГ Починки–Грязовец)	0	46,56	1220	55
Между ГТС Ужгородский коридор и ГТС Средняя Азия–Центр					
КС «Давыдовская» – КС «Алгасово»	Газопровод-перемычка (1787 *км* МГ САЦ I и УР Моршанского УМГ)	0	0,406	1220	55
	Газопровод-перемычка (1787 *км* МГ САЦ II–УР Моршанского УМГ)	0	0,19	1220	55
	Газопровод-перемычка (2743,9 *км* МГ Уренгой–Ужгород и УР Моршанского УМГ)	0	0,639	1220	75
	Газопровод-перемычка (2743,9 *км* МГ Уренгой–Ужгород–УР Моршанского УМГ)	0	0,326	1220	75
КС «Давыдовская» – КС «Алгасово»	Газопровод-перемычка (2743,9 *км* МГ Уренгой–Центр I и УР Моршанского УМГ)	0	0,076	1220	75
	Газопровод-перемычка (2873,4 *км* МГ Ямбург–Елец I и УР Моршанского УМГ)	0	0,244	1220	75
	Газопровод-перемычка (2873,5 *км* МГ Ямбург–Елец II и УР Моршанского УМГ)	0	0,264	1220	75

Продолжение табл. 2.2.42

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	$D_у$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
КС «Давыдовская» – КС «Алгасово»	Газопровод-перемычка (2878 *км* МГ Прогресс и УР Моршанского УМГ)	0	0,105	1220	75
	Газопровод-перемычка (303 *км* МГ Петровск–Елец и УР Моршанского УМГ)	0	0,567	1220	55
	Газопровод-перемычка (1787 *км* МГ САЦ III (Ал. Гай–Петровск) и УР Моршанского УМГ)	0	0,078	1220	55
	Газопровод-перемычка (2743,7 *км* МГ Уренгой–Центр II и УР Моршанского УМГ)	0	0,614	1220	75
Между ГТС Н. Тура–Пермь–Горький–Центр и ГТС Северный Кавказ–Центр					
Теряево – СКЦ	Газопровод Горький–Центр–КС «Серпухов» (550 *км* МГ Горький–Центр, 257 *км* МГ Елец–Серпухов и 99 *км* МГ Тула–Торжок)	0	3 и 8 соответственно	1220	55
Между ГТС Ужгородский коридор и ГТС Северный Кавказ–Центр					
КС «Донская» – узел сброса в СКЦ	Газопровод-перемычка (УРГ Елецкого УМГ и 0 *км* МГ Елец–Серпухов)	0	0,3	1020	55
	Газопровод-перемычка (УРГ Елецкого УМГ и 220 *км* МГ Острогожск–Белоусово)	0	0,062	1020	55
	Газопровод-перемычка (УРГ Елецкого УМГ и 896 *км* МГ Краснодарский край–Серпухов I)	0	0,035	720	55
	Газопровод-перемычка (3020 *км* МГ Уренгой–Ужгород и УРГ Елецкого УМГ)	0	0,15	1020	75
КС «Донская» – узел сброса в СКЦ	Газопровод-перемычка (3020 *км* МГ Уренгой–Центр II и УРГ Елецкого УМГ)	0	0,2	1020	75
	Газопровод-перемычка (3020 *км* МГ Уренгой–Центр I и УРГ Елецкого УМГ)	0	0,15	1020	75
	Газопровод-перемычка (3150 *км* МГ Ямбург–Елец II и УРГ Елецкого УМГ)	0	0,3	1020	75
	Газопровод-перемычка (3150 *км* МГ Ямбург–Елец I и УРГ Елецкого УМГ)	0	0,04	1020	75

Продолжение табл. 2.2.42

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	$D_у$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
Между ГТС Тульский коридор и ГТС Средняя Азия–Центр 1, 2					
КС «Путятино» – КС «Истье»	Газопровод-перемычка (1856,6 *км* МГ САЦ-I и УРГ Путятинского УМГ)	0	0,0475	1020	55
	Газопровод-перемычка (1856,9 *км* МГ САЦ-II и УРГ Путятинского УМГ)	0	0,063	1020	55
	Газопровод-перемычка (1856,9 *км* МГ САЦ-III (Ал. Гай–Петровск) и УРГ Путятинского УМГ)	0	0,129	1020	55
КС «Путятино» – КС «Истье»	Газопровод-перемычка (2838,2 *км* МГ Ямбург–Тула II и УРГ Путятинского УМГ)	0	0,081	1020	75
Между ГТС Средняя Азия—Центр 1, 2 и ГТС Н. Тура—Пермь–Горький–Центр					
КС «Гавриловская» – САЦ	Газопровод-перемычка (2009 *км* МГ САЦ-I и 411,8 *км* МГ Горький–Центр)	0	0,9	1020	55
	Газопровод-перемычка (411 *км* МГ Горький–Центр и 2009 *км* МГ САЦ-III)	0	0,08	720	55
Между ГТС Починки—Ярославль и ГТС Грязовец–КГМО					
КС «Починки» – Грязовец–КГМО	Газопровод-перемычка (ГИС «Бурмакино» и 173,3 *км* МГ Грязовец–КГМО)	0	0,03	720	55
	Газопровод-перемычка (464 *км* МГ Починки–Ярославль и ГИС «Бурмакино»)	0	0,1	720	55
Между ГТС Малый Курск и ГТС Северный Кавказ—Центр					
КС «Елецкая» – узел сброса в СКЦ	Газопровод-перемычка (1 *км* МГ Елец–Курск–Киев и 212 *км* МГ Острогожск–Белоусово)	0	0,15	1020	55
	Газопровод-перемычка (595 *км* МГ Петровск–Елец и 887 *км* МГ Краснодарский край–Серпухов II, 211 *км* МГ Острогожск – Белоусово)	0	0,15	1020	55
	Газопровод-перемычка (0,8 *км* МГ Елец–Курск–Диканька, 0,8 *км* Елец–Курск–Киев и 6,3 *км* перемычка МГ Уренгой–Центр I – КС-7А)	0	0,25	1020	55

Продолжение табл. 2.2.42

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	D_y, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
Между ГТС Новопсковский коридор и ГТС Александров Гай—Острогожск					
КС «Калач» (КЦ-2, 3) – КС «Калач» (КЦ-1)	Газопровод-перемычка (1 *км* МГ Елец–Курск–Киев и 212 *км* МГ Острогожск–Белоусово)	0	1,014	1020	75
	Газопровод-перемычка (421,5 *км* МГ Петровск–Новопсков и 581 *км* САЦ-III, 581 *км* МГ САЦ-IV-I, 581 *км* МГ САЦ-IV-II)	0	0,1	1020	55
	Газопровод-перемычка (421 *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 (213,4 *км* МГ 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 (2883,4 *км* МГ Уренгой–Ужгород, 2883,4 *км* МГ Уренгой–Центр I, 2883,4 *км* МГ Уренгой–Центр II, 3013 *км* МГ Ямбург–Елец I, 3013 *км* МГ Ямбург–Елец II и 452,6 *км* МГ Петровск–Елец (расширение))	0	0,06	1020	75
КС «Курская» – граница Россия–Украина	Газопровод-перемычка (3245,4 *км* МГ Уренгой–Ужгород и 214,7 *км* МГ 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* МГ Оренбург–Новопсков – 129 *км* МГ САЦ-IV-II)	0	0,106	1020	75
КС «Фролово» (КЦ-3) – КС «Фролово» (КЦ-2)	Газопровод-перемычка (877 *км* МГ Оренбург–Новопсков – 375 *км* МГ САЦ- IV-II)	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 (212,64 *км* МГ Елец–Курск–Кривой Рог и 0,1 *км* газопровода-перемычки между 3241,6 *км* МГ Уренгой–Ужгород и 253,2 *км* лупинга РГ Шебелинка–Белгород–Курск–Брянск через УРГ)	0	0,07	1020	75

Окончание табл. 2.2.42

Наименование участка ГТС	Наименование газопровода-перемычки	Начало участка, *км*	Конец участка, *км*	$D_у$, *мм*	$P_{пр}$, *кгс/см²*
	Газопровод-перемычка (212,64 *км* МГ Елец–Курск–Кривой Рог и 0,1 *км* газопровода-перемычки между 3241,6 *км* МГ Уренгой–Ужгород и 253,2 *км* лупинга РГ Шебелинка–Белгород–Курск–Брянск через УРГ)	0	0,07	1020	75
	Газопровод-перемычка (3387,8 *км* МГ Прогресс и 0,08 *км* газопровода-перемычки между 3241,6 *км* МГ Уренгой–Ужгород и 253,2 *км* лупинга РГ Шебелинка–Белгород–Курск–Брянск)	0	0,06	1020	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 вход 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 и 1454,7 *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
Между ГТС Бованенково–Ухта– Грязовец и ГТС Северный коридор					
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 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, 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 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.

От Миннибаевского ГПЗ начинается газопровод Миннибаево–Ижевск $D_y = 500$ *мм*, соединённый газопроводом-отводом 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*.

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*.

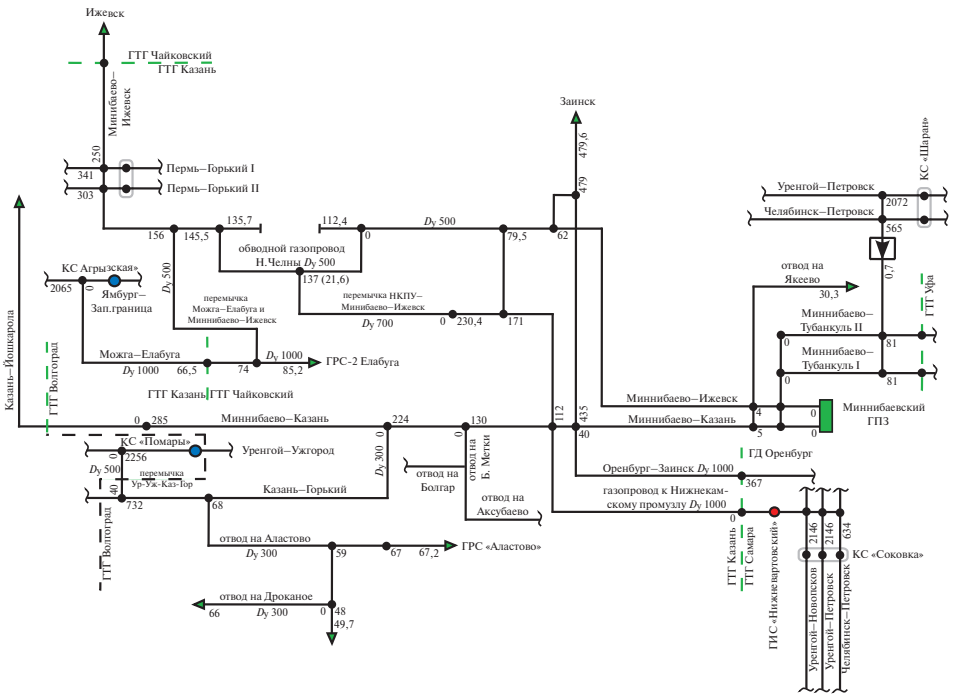


Рис. 2.2.44. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Казань»

На отметке 68 *км* этого газопровода подключен большой газопровод-отвод на Аластово D_y = 300 *мм* и другие населённые пункты. 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.

От Минибаевского 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 магистрального газопровода Уренгой–Новопсков начинается газопровод к Нижне-Камскому (г. Ижевск) промышленному узлу D_y = 1000 *мм*, имеющий соединения с газопроводами Миннибаево–Казань и Миннибаево–Ижевск.

От магистрального газопровода Прогресс 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 Елшанское ПХГ, а также КС «Сторожёвскую» и КС «Кологривовскую».

КС «Сторожёвская» является некоторым пунктом распределения газопроводов. От неё в одну сторону начинаются газопроводы Саратов–Москва D_y = 300 *мм*, Сторожёвка–Петровск D_y = 1000 *мм* с лупингом D_y = 1200 *мм*, Саратов–Горький D_y = 800 *мм*, которые соединены между собой газопроводом Озерки–Аткарск D_y = 300 *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 *мм* и D_y = 300 *мм*. Газопровод Саратов–Москва соединён газопроводом Сердобск–Ртищево D_y = 300 *мм* с магистральным газопроводом САЦ I.

От КС «Сторожёвка» в другом направлении начинаются газопроводы Коробки–Сторожёвка D_y = 800 *мм*, Сторожёвка–Красноармейск D_y = 500 *мм* и Жирновск–Кологривовка D_y = 300 *мм*, начинающийся на отметке 31 *км* газопровода Саратов–Москва. Эти газопроводы между собой также соединены вспомогательными газопроводами.

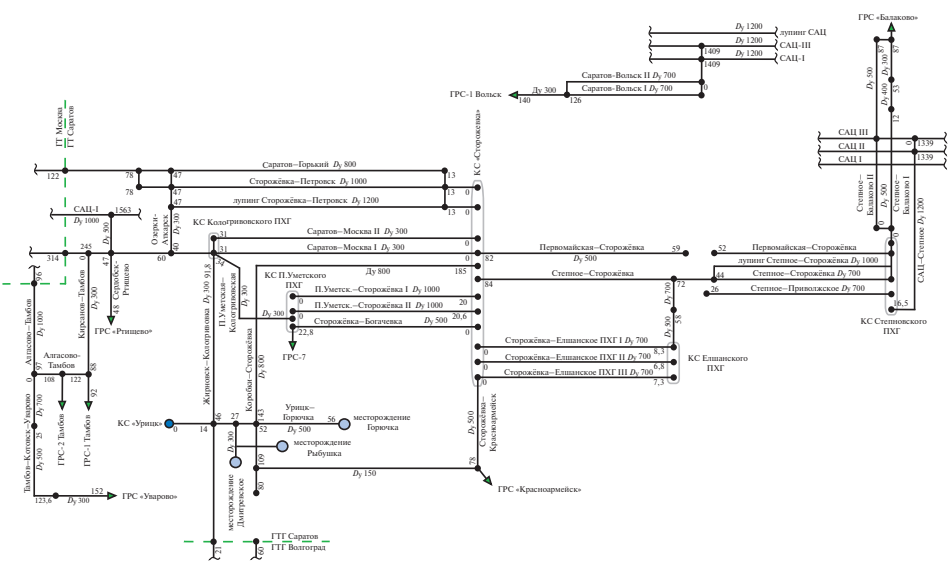


Рис. 2.2.45. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Саратов»

В третьем направлении от КС «Сторожёвка» начинаются газопроводы Первомайск–Сторожёвка D_y = 500 *мм*, Степное–Сторожёвка D_y = 700 *мм* с лупингами D_y = 1000 *мм* и Степное–Приволжское D_y = 700 *мм*, соединяющие её со Степновским ПХГ.

КС «Сторожёвка» соединена с Песчано-Умётским ПХГ двумя газопроводами D_y = 1000 *мм* и с Елшанским ПХГ тремя газопроводами D_y = 700 *мм*.

От компрессорной станции Степновского ПХГ начинаются два больших газопровода-отвода Степное–Балаково D_y = 500 *мм*.

2.2.5.3. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Система распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Уфа», так называемая Старая Башкирская система, работающая параллельно магистральному газопроводу Поляна–Канчуринское ПХГ, и газопроводов поставки газа к г. Уфе.

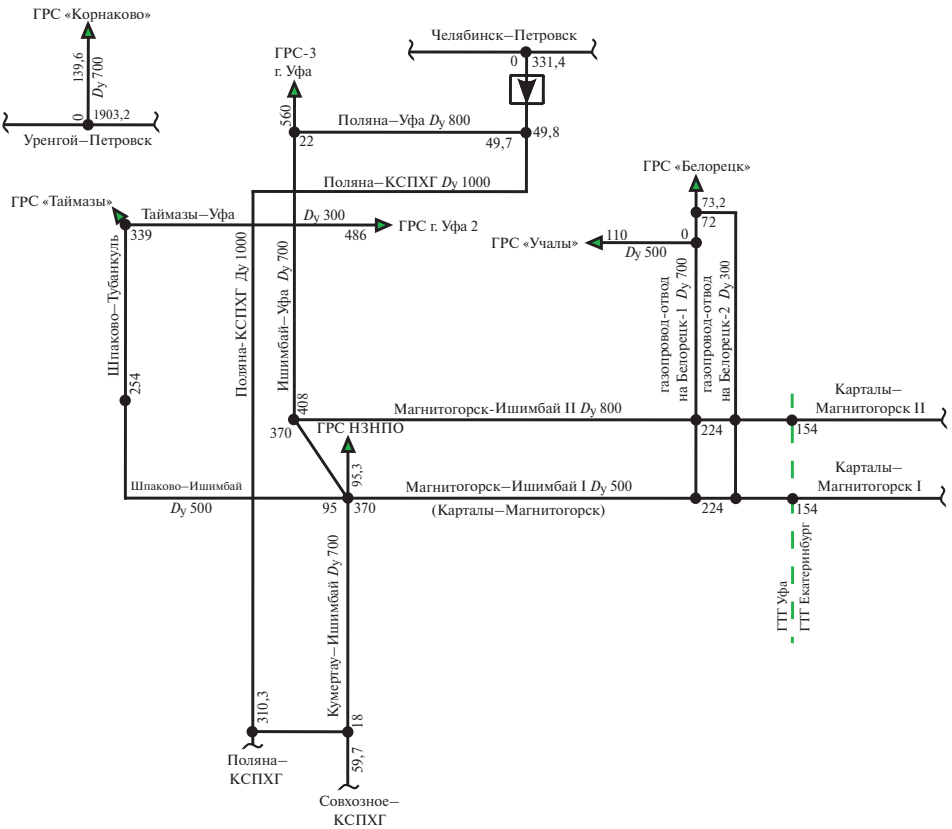


Рис. 2.2.46. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Газопровод Поляна–Уфа D_y = 800 *мм* начинается на отметке 49,8 *км* магистрального газопровода Поляна–Канчуринское ПХГ и заканчивается на ГРС-3 «Уфа». К этой же ГРС подходит газопровод Кумертау–Ишимбай D_y = 700 *мм*, соединённый с магистральным газопроводом Поляна–Канчуринское ПХГ, который переходит в газопровод Ишимбай–Уфа D_y = 700 *мм*. К этой же точке присоединяются газопроводы Магнитогорск–Ишимбай II D_y = 800 *мм* и Магнитогорск–Ишимбай I D_y = 500 *мм*, которые являются продолжением газопровода Карталы–Магнитогорск II D_y = 800 *мм* и газопровода Карталы–Магнитогорск I D_y = 500 *мм*, проходящих по территории ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». 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 сведения газопроводов Магнитогорск–Ишимбай II, Магнитогорск–Ишимбай I, Кумертау–Ишимбай и Ишимбай–Уфа начинается газопровод Шпаково–Ишимбай D_y = 520 *мм*, который переходит в газопровод Шпаково–Тубанкуль, а затем в газопровод Туймазы–Уфа.

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.

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 газотранспортной системы северного Кавказа, старые газопроводы, переведённые в разряд распределительных газопроводов высокого давления, большие газопроводы-отводы с ГРС.

Ряд малых месторождений газопроводом Кевсала–Дивное D_y = 500 *мм* соединены с ГРС «Дивное» и газопроводом Тахта–Кугульта–Рождественская ГКС D_y = 700 *мм* с ГКС «Рождественская». Этот газопровод соединён с магистральными газопроводами Изобильное–Рождественская ГКС и Изобильное–Невинномысск, ПХГ «Хадум», малым месторождением «Расшиватка», КС-6 «Изобильное» через газопровод Мирное–Изобильное.

К другой группе малых месторождений (Кам. Белковское, В. Арзгорское, Мирнетское, Журавское, Кугунское, Петрово-Благодарненское) подключены газопроводы Мирное–Изобильное D_y = 1000 *мм*; «Каменная балка»– Журавка D_y = 500 *мм*; ПБГМ–Журавка D_y = 500 *мм*.

От магистральных газопроводов Невинномысск–Аксай–Моздок и Моздок–Невинномысск начинается другая часть распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Ставрополь». Здесь подключаются два больших газопровода-отвода D_y = 500 *мм* Кагалы–Кисловодск I и Кагалы–Кисло-

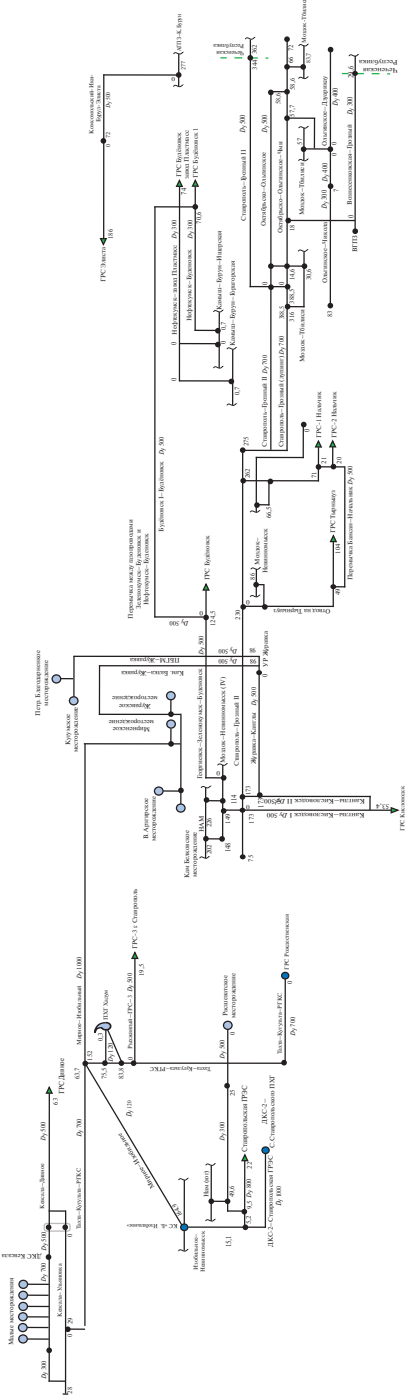


Рис. 2.2.47. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

водск II», к которым подключены перемычка Журавка–Кагалы D_y = 500 *мм*, большой газопровод-отвод Георгиевск–Зеленокумск–Будённовск D_y = 500 *мм* с перемычкой D_y = 500 *мм* с газопроводом Нефтекумск–Будённовск D_y = 300 *мм* и распределительный газопровод высокого давления Ставрополь–Грозный II D_y = 700 *мм*.

Газопровод Ставрополь–Грозный II в нескольких местах подключается к магистральным газопроводам Моздок–Невинномысск, Моздок–Тбилиси. От этого газопровода и его лупинга берут начало большие газопроводы-отводы на Тарнауз, Нальчик и целый ряд распределительных газопроводов: Октябрьское–Ольгинское, Октябрьское–Ольгинское–Чми, Ольгинское–Чикола, Ольгинское–Дзуарикау, Вознесенское–Грозный.

От магистральных газопроводов Камыш Бурун–Горагорская и Камыш Бурун–Ищерская начинаются газопровод D_y = 300 *мм* Нефтекумск–завод пластмасс и Нефтекумск–Будённовск.

От магистральных газопроводов Астраханский ГПЗ–Камыш Бурун начинается газопровод Комсомольский–Бурул–Элиста» D_y = 500 *мм*.

2.2.5.5. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Самара»

Центром системы распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Самара» является ГРС-16 (Алексеевка).

Газопровод Мокроус–Самара–Тольятти D_y = 800 *мм* начинается от ГТС САЦ ООО «Газпром трансгаз Саратов» на отметке 265 *км*, соединяясь с магистральным газопроводом Оренбург–Самара D_y= 1000 *мм* и на отметке 347 *км* подходит к ГРС-16. Далее этот газопровод на отметке 380 *км* соединяется с газопроводом Отрадненский ГПЗ–Тольятти D_y = 500 *мм*, а на отметке 398 *км* отсоединяется от него и доходит на отметке 448 *км* до ГРС г. Тольятти (ВАЗ). На отметке 307 *км* от газопровода Мокроус–Самара–Тольятти начинается большой газопровод-отвод на г. Новокуйбышевск D_y = 700 *мм*.

Газопровод Отрадненский ГПЗ–Тольятти D_y = 500 *мм* заканчивается на ГРС Куйбышевского азотно-тукового завода.

В районе ГРС-16 начинается газопровод Алексеевка–Тольятти D_y = 800 *мм*, который заканчивается на ГРС «Новосемейкино».

От ГРС-16 начинаются газопроводы D_y = 700 *мм* Алексеевка–Самара I и Алексеевка–Самара II.

От магистрального газопровода Уренгой–Петровск на отметке 2283 *км* начинается газопровод-отвод к Петра-Дубраве D_y = 700 *мм*. Он соединён перемычкой D_y = 820 *мм* с ГРС-16.

Вторая часть распределительной системы соединяет самарские ПХГ с ГРС-16. Газопровод Похвистово–Самара I D_y = 500 *мм* начинается от перемычки D_y = 700 *мм* с газопроводом Мокроус–Самара–Тольятти, соединённым с Михайловским ПХГ, Похвистовским ПХГ и Кирюшкинским ПХГ, заканчивается на ГРС «Бугуруслан».

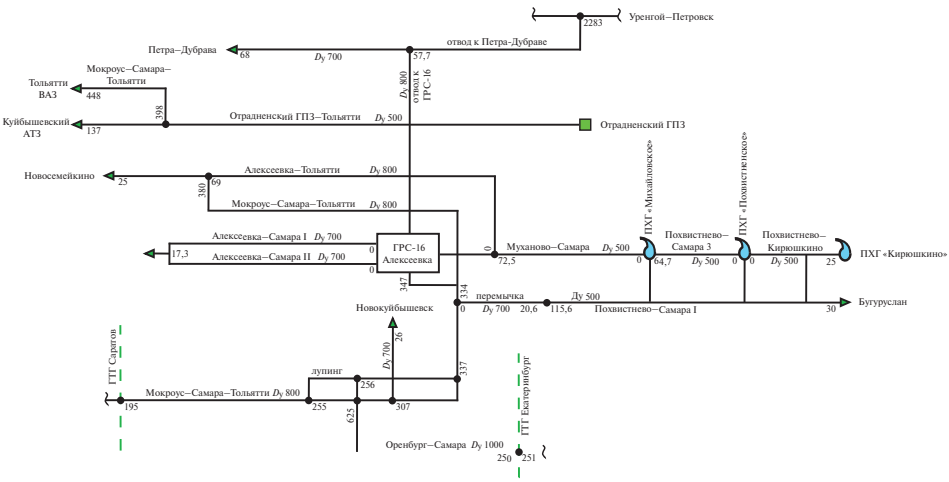


Рис. 2.2.48. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Самара»

Газопровод Муханово–Самара D_y = 500 *мм* соединяется с газопроводом Алексеевка–Тольятти и ГРС-16 и заканчивается на Михайловском ПХГ. От него начинается газопровод Похвистово–Самара III D_y = 500 *мм*, который заканчивается на Похвистовском ПХГ. Далее этот газопровод переходит в газопровод Похвистово–Кирюшкино D_y = 500 *мм*, который заканчивается на Кирюшкинском ПХГ.

2.2.5.6. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Центром системы распределительных газопроводов высокого давления ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» является Горьковский промышленный узел (г. Нижний Новгород).

Газопровод Саратов–Горький D_y = 800 *мм* начинается от ГТС САЦ ООО «Газпром трансгаз Саратов». На отметке 265 *км* к нему подсоединён большой газопровод-отвод на Никольск D_y = 700 *мм*, а на отметке 315 *км* газопровод-отвод на Алексеевку D_y = 500 *мм*. На отметке 378 *км* параллельно с газопроводом Починки–Пенза D_y = 700 *мм* газопровод Саратов–Горький соединяется с магистральными газопроводами Уренгой–Ужгород (отметка 2502 *км*) и Уренгой–Центр I (отметка 2505 *км*). На отметке 560 *км* газопровод Саратов–Горький соединяется с магистральными газопроводами Пермь–Горький II (отметка 876 *км*) и Пермь–Горький I (отметка 922 *км*), где они и заканчиваются.

На отметке 606 *км* газопровод Саратов–Горький заканчивается и переходит в газопровод Горький–Череповец D_y= 700 *мм*, который после отметки

273, 5 *км* продолжается по территории ООО «Газпром трансгаз Ухта». К этому газопроводу на отметке 187 *км* подключён большой газопровод-отвод на Кинешму D_y = 500 *мм* и на отметке 271 *км* подключен большой газопровод-отвод на Приволжск D_y = 700 *мм*.

На отметке 48 *км* магистрального газопровода Горький–Центр начинается распределительный газопровод высокого давления D_y = 1200 *мм* на Горьковский промышленный узел. От этого газопровода начинается большой газопровод-отвод на Шахунью D_y = 500 *мм*.

Газопровод Казань–Горький D_y = 300 *мм* заканчивается в точке соединения газопровода Саратов–Горький с магистральными газопроводами Пермь–Горький II и Пермь–Горький I.

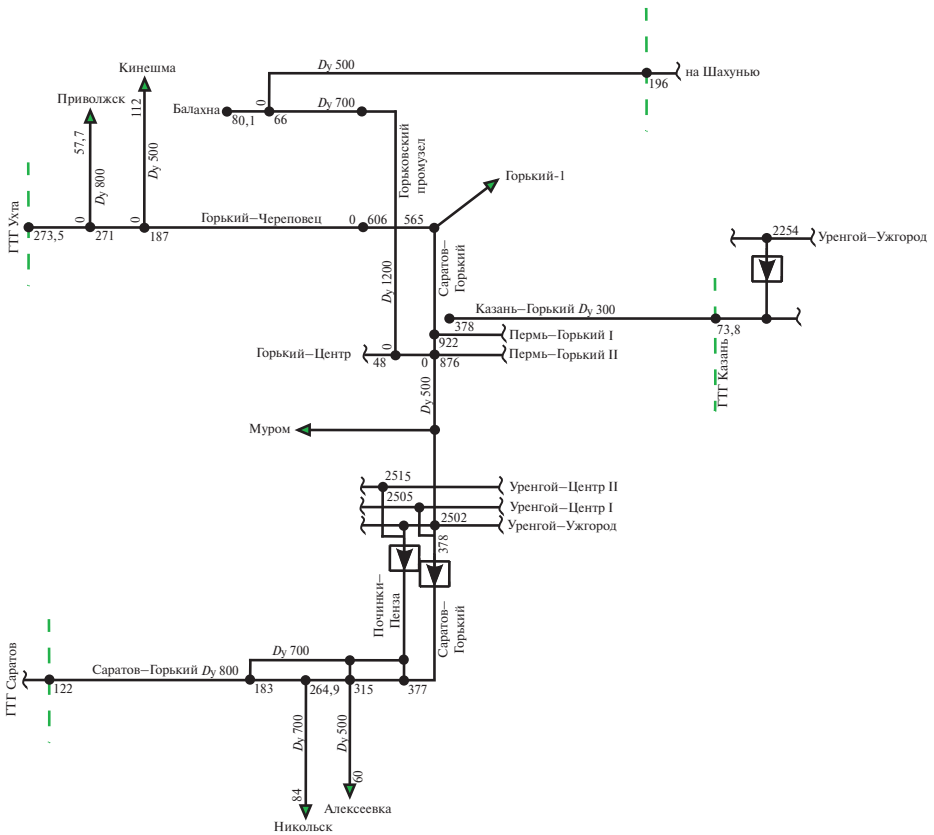


Рис. 2.2.49. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

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, где подключены основные распределительные газопроводы.

Газопровод САЦ–Лог I D_y = 1000 *мм* на отметке 34 *км* переходит в газопровод Лог–Конный I D_y = 700 *мм*, газопровод САЦ–Лог II D_y = 1000 *мм* переходит в газопровод Лог–Конный II D_y = 1000 *мм*. Оба эти газопровода заканчиваются на ГРС-1 (Волгоград). От отметок 74 и 80 *км* этих газопроводов начинаются газопроводы Конный–ГРС-4 I D_y = 700 *мм* и Конный–ГРС-4 II D_y = 1000 *мм*, которые заканчиваются соответственно на ГРС-4 старая и ГРС-4 новая. К этим газопроводам на 23 *км* подключен большой газопровод-отвод на г. Калач-на-Дону D_y = 500 *мм*.

ГРС «Коробки» является большим газораспределительным пунктом распределительной системы ООО «Газпром трансгаз Волгоград». К нему подходят два газопровода D_y = 500 *мм* Коробки–Лог I и Коробки–Лог II, а также газопровод подключения от ГПЗ. От ГРС «Коробки» отходит газопровод Коробки–Камышин D_y = 500 *мм* с лупингом, газопровод Коробки–Сторожёвка D_y = 500 *мм* с газопроводом-отводом на Жирновск D_y = 300 *мм* и газопроводом Жирновск–Кологривовка D_y = 300 *мм*.

Газопровод Быково–Волжский D_y = 1000 *мм* начинается от отметки 240 *км* магистральных газопроводов САЦ IV-I и САЦ III и заканчивается на ГРС «Волжский», ГРС «Ленинск» и ГРС «Знаменск». К этому газопроводу подключено малое месторождение Лободинское.

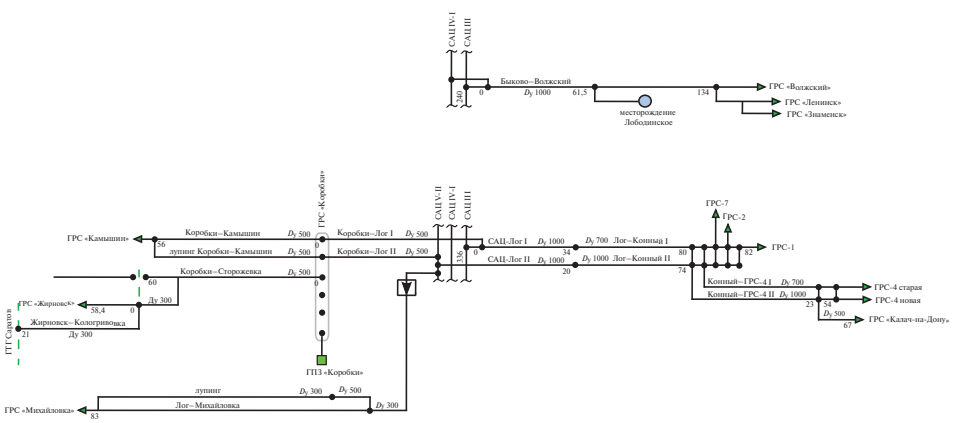


Рис. 2.2.50. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Волгоград»

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 три 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* установлена ГИС «Изварино». Газопровод на г. Белая Калитва заканчивается на отметке 104 *км*. На отметке 54 *км* к этому газопроводу подключены малые месторождения газа: Дубовское, Плотниковское, Морковское, Патроновское, Кружиловское. На отметке 88,7 *км* газопровод через УРГ соединяется с магистральным газопроводом Сохрановка–Октябрьское на отметке 174,6 *км*.

К этой же подсистеме относится газопровод на г. Волгодонск D_y = 700 *мм*, который начинается от магистральных газопроводов Северный Кавказ– Центр (отметка 312,2 *км*) и Краснодарский край–Серпухов II (отметка 306,2 *км*). На отметке 66,4 *км* газопровод через УРГ соединяется с магистральным газопроводом Сохрановка–Октябрьское на отметке 243,9 *км*. Газопровод на г. Волгодонск заканчивается на отметке 230 *км*.

Вторая подсистема распределительных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Краснодар» начинается на отметке 272,5 *км* магистрального газопровода Краснодарский край–Серпухов II газопроводом Аксай–Таганрог D_y = 700 *мм* и на отметке 84 *км* магистральных газопроводов Краснодарский край–Серпухов I и Ленинградская–Ростов (ГИС «Батайск») газопроводом Западный обвод г. Ростов D_y = 1000 *мм*.

Газопроводы Аксай–Таганрог на отметке 24 *км* и Западный обвод г. Ростов на отметке 33,5 *км* соединяются, и из этой точки начинаются газопроводы Таганрог–Мариуполь III D_y = 700 *мм* и Таганрог–Мариуполь IV D_y = 1000 *мм*. От газопровода Таганрог–Мариуполь III на отметке 77,6 *км* и от газопровода Таганрог–Мариуполь IV на отметке 56,2 *км* начинается газопровод Таганрог–Амвросиевка II D_y = 700 *мм*, который заканчивается через 49 *км* перед границей с Украиной.

Газопроводы Таганрог–Мариуполь III и Таганрог–Мариуполь IV также заканчиваются на границе с Украиной. На этих газопроводах на отметке 48 *км* перед границей установлена ГИС «Платово».

Третья подсистема распределительных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Краснодар» наибольшая и взаимосвязанная.

К газопроводу Привольная–Ленинградское D_y = 700 *мм* на отметке 91 *км* подключено Ленинградское месторождение газа. На отметке 90 *км* этот газопровод соединяется с магистральным газопроводом Ростов–Краснодарский край III (отметка 100 *км*). В этом же месте Краснодарской ГТС от отметки

75 *км* магистрального газопровода Ростов–Майкоп II и от отметки 84 *км* Ростов–Майкоп I начинается газопровод Ленинградское–Ейск D_y = 500 *мм*, к которому на отметке 35 *км* подключено Староминское месторождение газа. Этот газопровод заканчивается ГРС «Ейск» на отметке 72 *км*.

К газопроводу Привольная–Ленинградское D_y = 700 *мм* на отметке 74 *км* подключен газопровод Александровская–Ленинградское, где он и заканчивается (отметка 226 *км*). К газопроводу Привольная–Ленинградское подключены месторождения на отметках Крыловское, Ю. Ленинское, Ю. Крыловское, Граничное (59 *км*), Челбосское (30 *км*) и Каневское (0 *км*). Месторождения Крыловское, Ю. Ленинское, Ю. Крыловское, Граничное также подключены к магистральному газопроводу Березанская–Куликовский I на отметке 124 *км*. От отметки 0 *км* газопровода Привольная–Ленинградское начинается газопровод Бейсуг–Привольная D_y = 500 *мм*, который заканчивается ГРС хутор «Томаровский» через 53,9 *км*.

К газопроводу Александровская–Ленинградское подключены газовые месторождения: Северо-Екатерининское на отметке 183 *км*, Ильинское на отметке 125 *км*, Николаевское на отметке 77 *км*. На отметке 111 *км* этот газопровод соединяется с газопроводом Митрофановская–Березанская (отметка 73 *км*), который берёт своё начало на отметке 164 *км* магистрального газопровода Ростов–Майкоп I на КС «Березанская».

Недалеко от КС «Майкоп» от магистральных газопроводов Гиагинская–Динская (отметка 34 *км*), Гиагинская–Киевская (отметка 34 *км*), Майкоп–Некрасовская (отметка 14 *км*) начинается газопровод Гиагинская–Новокубанский D_y = 400 *мм*, который заканчивается на отметке 71,4 *км* на ПЗРГ Новокубанский. От этого ПЗРГ на отметке 77 *км* начинается газопровод Александровская–Ленинградское. К этому ПЗРГ подключен газопровод ПХГ–Армавир D_y = 500 *мм*, который начинается от КС Краснодарского ПХГ.

От КС «Майкоп» начинается газопровод Майком–Самурская–Сочи D_y = 700 *мм*, который на отметке 191, 7 *км* соединяется с 167 *км* газопровода Джубга–Лазаревское–Сочи D_y = 500 *мм*. Этот газопровод начинается от УЗРГ «Джубга», соединённого с отметкой 353,5 *км* магистрального газопровода Россия–Турция (Голубой поток).

От отметки 164 *км* магистрального газопровода Ростов–Майкоп I на КС «Березанская» начинается газопровод Березанская–КС «Славянск-на-Кубани» D_y = 500 *мм*. К этому газопроводу подсоединены следующие газовые месторождения: на отметке 126,3 *км* – Лебединское и Пригибское, на отметке 150 *км* – С. Чебургольское и З. Красноармейское, на отметке 157,3 *км* – С. Гривенское, Ю. Гривенское, Гривенское и Мостовянское, на отметке 161,8 *км* – Прибрежное, В. Прибрежное, С. Прибрежное и Ю. Черноерковское. Газопровод Березанская–КС «Славянск-на-Кубани» заканчивается на ПЗРГ «Анастасьевский» (отметка 185 *км*). После этого ПЗРГ начинается

газопровод Анастасьевская–Темрюк D_y = 500 *мм*, который заканчивается на ГРС «Темрюк» (отметка 40,8 *км*).

От отметок 190 *км* магистрального газопровода Ростов–Майкоп I и 180 *км* магистрального газопровода Некрасовская–Березанская I начинается газопровод Кореновск–Выселки D_y = 700 *мм*, который заканчивается на отметке 33 *км*. В начале газопровода установлен ПЗРГ «Выселки».

От ПЗРГ «Некрасовский» на отметке 251 *км* магистрального газопровода Ростов–Майкоп начинаются три больших распределительных газопровода Гиагинская–Динская D_y = 700 *мм*, Некрасовская–Афипская D_y = 500 *мм* и «Обвод г. Краснодар» D_y = 500 *мм*. Газопровод Гиагинская–Динская на отметке 60 *км* и магистральный газопровод Ростов–Майкоп II на отметке 234 *км* соединены технологической перемычкой Гиагинская–Динская и Некрасовская–Березанская D_y = 500 *мм*, на которой установлен ПЗРГ «Усть-Лабинск». Газопроводы Березанская–КС «Славянск-на-Кубани» (отметка 58,2 *км*), Кореновск–Выселки (отметка 33 *км*), Каневская–Усть-Лабинск (отметки 3,8 *км* и 89 *км*) и технологическая перемычка Гиагинская–Динская и Некрасовская–Березанская соединены между собой перемычками.

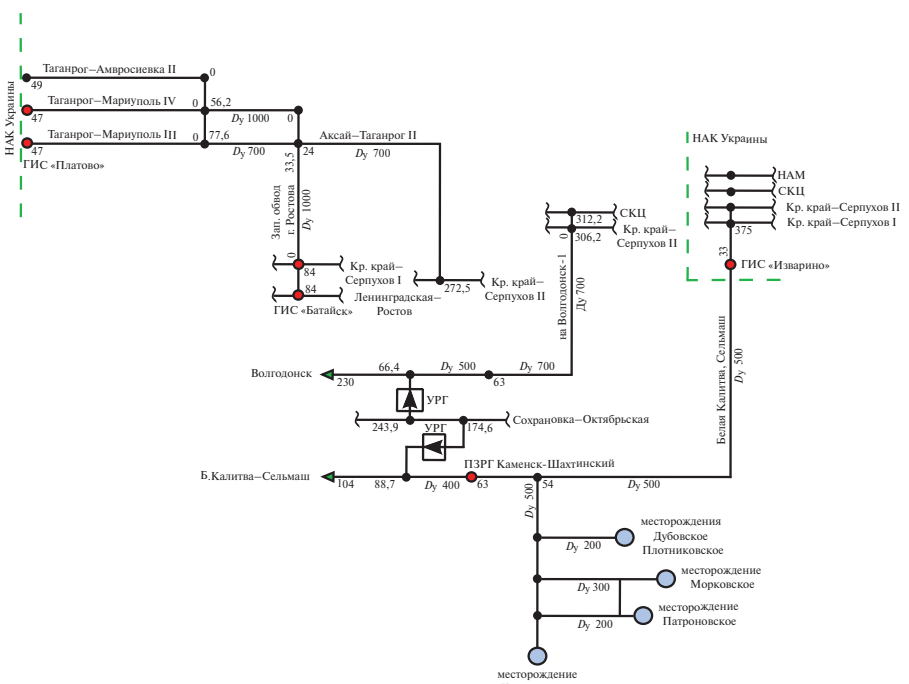


Рис. 2.2.51. Принципиальная схема двух подсистем РГТС ООО «Газпром трансгаз Краснодар»

Газопровод Гиагинская–Динская на отметке 92 *км* соединен перемычкой с магистральным газопроводом Россия–Турция (Голубой поток) (отметка 204 *км*), на которой установлена ГИС ст. Пластуновская. Газопровод Гиагинская–Динская заканчивается на отметке 95 *км* (ГРС «Динская»), после которой начинается газопровод Динская–Краснодар D_y = 700 *мм*, заканчивающийся ГРС «Краснодар».

Газопровод Некрасовская–Афипская заканчивается на отметке 105,9 *км* на КС «Афипская». На отметке 91,8 *км* он соединяется с отметкой 97,1 *км* газопровода «Обвод г. Краснодар». В этой точке пересечения начинается газопровод Краснодар–Крымск D_y = 500 *мм*, который соединён с газопроводом Некрасовская–Афипская на КС «Афипская».

Газопровод «Обвод г. Краснодар» заканчивается на отметке 100 *км* ПЗРГ «Новый Сад», от которого начинается газопровод Крымск–Краснодар D_y = 500 *мм*, который на отметке 0 *км* соединяется перемычкой с газопроводом Березанская–КС «Славянск-на-Кубани» (отметка 185 *км*).

Газопровод Крымск–Краснодар на отметке 0 *км* и газопровод Краснодар–Крымск на отметке 94 *км* объединяются и заканчиваются на ГРС «Краснодар».

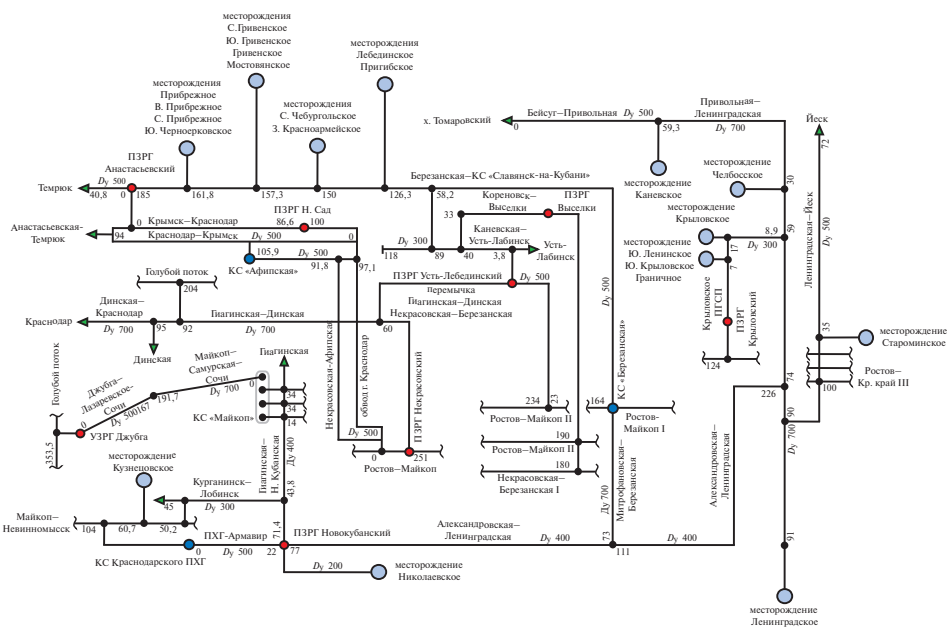


Рис. 2.2.52. Принципиальная схема третьей подсистемы РГТС ООО «Газпром трансгаз Краснодар»

2.2.5.9. Распределительные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Томск»

Распределительные газопроводы высокого давления ООО «Газпром трансгаз Томск» начинаются от отметки 404 *км* магистрального газопровода Парабель–Кузбасс I газопроводом Новосибирск–Югра D_y = 700 *мм*, который заканчивается на отметке 146 *км*. На отметке 103 *км* от газопровода Новосибирск–Югра начинается газопровод Новосибирск–Барнаул D_y = 700 *мм*, который на отметке 36 *км* соединяется с газопроводом Новосибирск–Югра (отметка 146 *км*). К газопроводу Новосибирск–Югра на отметках 111 и 145 *км* подключены газопроводы-отводы на г. Новосибирск.

Газопровод Новосибирск–Барнаул заканчивается на отметке 291,8 *км* ГРС «Барнаул». От этого газопровода на отметке 203 *км* начинается газопровод Барнаул–Бийск D_y = 1000 *мм*, который на отметке 150 *км* переходит в газопровод Бийск–Горно-Алтайск D_y = 500 *мм* и заканчивается на отметке 151,8 *км* ГРС «Горно-Алтайск». На отметке 104,5 *км* к газопроводу подключен большой газопровод-отвод на г. Н. Каянча D_y = 400 *мм*.

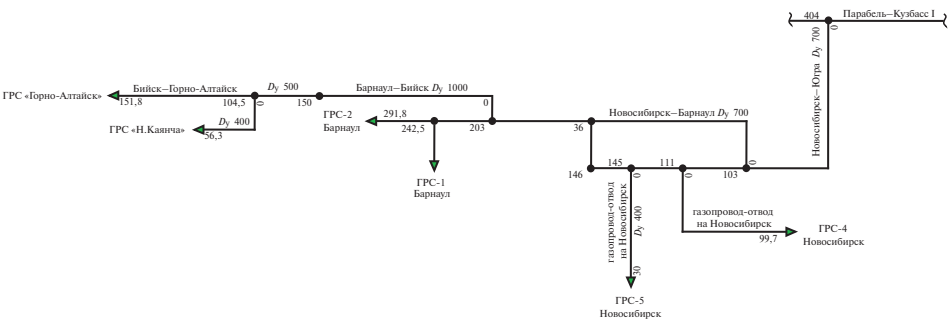


Рис. 2.2.53. Принципиальная схема РГТС ООО «Газпром трансгаз Томск»

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 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 состыкованы с предохранительными устройствами, защищающими от увеличения давления газа сверх установленного.

Таблица 2.2.43

Перечень узлов редуцирования газа, установленных на ГТС ЕСГ

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
1	УРГ «Красные Липки»	Газопровод-отвод к к/з «Путь Ленина» от РГ Лог—Михайловка I (24 *км*)	ГТГ Волгоград	РГ/ газопровод-отвод
2	УРГ газопровода-отвода к ст. Алексеевская	Газопровод-отвод на Алексеевский (0 *км*)		РГ/ газопровод-отвод
3	УРГ ПЗРГ «Лог»	Распределительный газопровод Лог—Конный I (0 км) от РГ САЦ—Лог		РГ/РГ
4	УРГ «Грачи»	Перемычка между МГ Починки—Изобильное—ССПХГ (421 *км*) и РГ Лог—Конный II (68 *км*)		МГ/РГ
5	УРГ Кран-регулятор 6 IP	Межсистемная перемычка между МГ Оренбург—Западная граница СССР (Союз) (631 *км*) и САЦ—IV-2 (129 *км*)		МГ/МГ (75/55)
6	УРГ Кран-регулятор РК	Межсистемная перемычка между МГ Уренгой—Новопсков (3160 *км*) и Средняя Азия—Центр III; IV-1; IV-2 (581 *км*)		МГ/МГ (75/55)
7	УРГ ГИС «Сохрановка»	МГ Оренбург—Новопсков, вход на ГИС-2 «Сохрановка» (1108 *км*)		МГ/МГ (75/55) на Украине
8	УРГ «Миллерово»	Газопровод-отвод на Миллерово (10 *км*) от МГ Союз и Оренбург—Новопсков (1106 *км*)		РГ/ газопровод
9	УРГ «Малые Дербеты»	Газопровод-отвод на М. Дербеты (28 *км*)		
10	УРГ «Морозовск»	Газопровод-отвод на Морозовск (0 *км*) от МГ Союз и Оренбург—Новопсков (954 *км*)		
11	УРГ «Базковская»	Газопровод-отвод на ст. Вешенская (10 *км*) от МГ Союз и Оренбург—Новопсков (1026 км)		Газопровод/ газопровод

Продолжение табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
12	УРГ «Боковская»	Газопровод-отвод на ст. Боковская (0 *км*) от МГ Союз (996 *км*)	ГТГ Волгоград	МГ/ газопровод-отвод
13	УРГ	Перемычка между МГ Октябрьская–Сохрановка (63 *км*) и газопроводом-отводом на Миллерово (62 *км*)		
14	УРГ «Рудный»	Газопровод-отвод на Рудный (0 *км*) от МГ Бухара–Урал I (1732 *км*)	ГТГ Екатеринбург	
15	УРГ ГИС Ургала–Куваши	Газопровод-отвод Ургала–Куваши (0 *км*) от МГ Челябинск–Петровск (139,4 *км*)		
16	УРГ ГРС-4 Челябинск	Газопровод-отвод на Челябинск (ГРС-4) (0 *км*) от МГ Комсомольское–Челябинск (1518 *км*), Уренгой–Челябинск II (1725,5 *км*)		
17	УРГ 0 *км* Челябинск-1	Между МГ Комсомольское–Челябинск (1540 *км*) и МГ Бухара–Урал I (2013 *км*)		МГ/МГ
18	УРГ 0 *км* Челябинск-2	На перемычке между МГ Уренгой–Челябинск II (1748 *км*), и МГ Бухара–Урал II (2011 *км*)		МГ/МГ
19	УРГ Шумихинский отвод	Газопровод-отвод на Шумиху (0 *км*) от МГ Комсомольское–Челябинск (1433,6 *км*) и МГ Уренгой–Челябинск II (1640,7 *км*)		МГ/ газопровод
20	УРГ Курганский отвод	Газопровод-отвод на Курган (0 *км*) от МГ Комсомольское–Челябинск (1318,45 *км*) и МГ Уренгой–Челябинск II (1526,48 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
21	УРГ Талицкий отвод	Газопровод-отвод на Талицу (0 *км*) от МГ Комсомольское–Челябинск (1318,3 *км*) и МГ Уренгой–Челябинск II (1526,44 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
22	УРГ ГИС «Сысерть» и К. Уральский отвод	МГ Бухара–Урал I (2140 *км*)		МГ/МГ и МГ/ газопровод на К. Уральск
23	УРГ «В. Синячиха»	Газопровод-отвод (0 *км*) на Синячиху от 65 *км* газопровода-отвода на Алапаевск		Газопровод / газопровод-отвод
24	УРГ «Аксай»	Газопровод-отвод на Аксай (20,5 *км*) от Оренбург–Новопсков (102,4 *км*)		
25	УРГ ПЗРГ «Садилово»	Перемычка (2,7 *км*) между МГ Пермь–Горький I (502 *км*), Пермь–Горький II (538 *км*) и РГ Миннибаево–Казань (261 *км*)	ГТГ Казань	МГ/РГ

Продолжение табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
26	УРГ ПЗРГ «Бишня»	Газопровод-отвод (0,67 *км*) на ГРС «Казань 5» от Уренгой–Центр I (2185 *км*) и Уренгой-Центр II (2185 *км*)	ГТГ Казань	МГ/ газопровод-отвод
27	УРГ УЗРОГ	Перемычка (39,6 *км*) между МГ Уренгой–Ужгород (2256 *км*) и РГ Казань–Горький (73 *км*)		МГ/РГ
28	УРГ (ПРГ) «Ханьков»	РГ Березанская КС–Славянск-на-Кубани (186,7 *км*)	ГТГ Краснодар	РГ/РГ
29	УРГ (ПРГ) Майкоп-1	МГ Майкоп–Некрасовская (0 *км*) и РГ Майкоп–Гиагинская I (0,1 *км*)		МГ/РГ
30	УРГ (ПРГ) «Новокубанский»	РГ Гиагинская–Новокубанская (77 *км*)		РГ/РГ
31	УРГ (ПРГ) Майкоп—Сочи	МГ Майкоп–Некрасовская (0 *км*)		МГ/РГ
32	УРГ (ПРГ) «Новороссийск»	РГ Краснодар–Крымск (93,7 *км*)		РГ/РГ (Роснефть)
33	УРГ (ПРГ) «Новый Сад»	Обвод г. Краснодара, 100 *км*		РГ/РГ
34	УРГ (ПРГ) «Новый Сад»	Обвод г. Краснодара, 100 *км*		РГ/РГ
35	УРГ (ПРГ) Крыловское	Газопровод-подключение к Крыловскому ПГСП от МГ Ростов–Майкоп I (124 *км*)		МГ/РГ и малыми месторождениями
36	УРГ ПЗРГ «Белая Глина»	Газопровод-отвод (20,5 *км*) на Новопокровскую от МГ Северный Кавказ– Центр (94 *км*) и Новопсков–Аксай–Моздок (94,7 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
37	УРГ КС «Березанская»	МГ Ростов–Майкоп II (171 *км*)		МГ/РГ
38	УРГ КС «Кущёвская»	МГ Ростов–Майкоп II (56 *км*)		МГ/РГ
39	УРГ (ПРГ) Новокубанский	РГ Гиагинская–Новокубанская (77 *км*) к РГ Александровская–Ленинградская (36,6 *км*)		РГ/РГ
40	УРГ (ПРГ) Новокубанский	РГ Гиагинская–Новокубанская (77 *км*) к РГ ПХГ–Армавир (22 *км*)		РГ/РГ
41	УРГ (УЗРГ) Некрасовский	МГ Майкоп–Некрасовская (1 *км*)		МГ/РГ
42	УРГ-1 «Белая Калитва»	МГ КС «Сохрановка» – КС «Октябрьская» (174,6 *км*)		МГ/РГ (газопровод-отвод)
43	УРГ-2 «Белая Калитва»	МГ КС «Сохрановка» – КС «Октябрьская» (243,9 *км*)		МГ/РГ (газопровод-отвод)
44	УРГ-3 КС «Октябрьская»	МГ КС «Сохрановка» — КС «Октябрьская» (304 *км*)		МГ/МГ

Продолжение табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
45	УРГ 0 *км*, г. Кизляр	Газопровод-отвод на г. Кизляр (0,12 *км*) от МГ Макат–Северный Кавказ (788 *км*)	ГТГ Махачкала	МГ/ газопровод-отвод (75/55)
46	УРГ 46-й *км*, Кумли–Аксай	Кумли–Аксай (46 *км*)		МГ/МГ (75/55)
47	УРГ 95-й *км*, с. Ботлих	Газопровод-отвод на с. Ботлих (95,1 *км*) от МГ Кази-Магомед–Моздок (675 *км*)		Газопровод/ газопровод-отвод (55/25)
48	УРГ 95-й км на ПЗРГ Аксай–Гудермес	РГ Аксай–Гудермес (0 *км*) от МГ Кази-Магомед–Моздок (718 *км*)		МГ/РГ (55/55)
49	УРГ на ГИС «Аксай»	МГ Кази-Магомед–Моздок (718 *км*)		МГ/МГ (55/55)
50	УРГ на ГИС «Ново-Филя»	МГ Кази-Магомед–Моздок (431 *км*)		МГ/МГ (55/55)
51	УРГ ПЗРГ Увяз–Касимов	Перемычка Касимовское ПХГ–Увязовское ПХГ (0, 15 *км*)	ГТГ Москва	ДКС/ДКС (75/55)
52	УРГ (ПРГ) на КРП Щекино	РГ КС «Щёкинская» – КС «Щёкино» (30 *км*)		РГ/КРП (55/25)
53	УРГ ПЗРГ сброс в ШБКБ	МГ Елец–Курск–Диканька (213, 4 *км*)		МГ/МГ
54	УРГ (ПРГ) Узел сброса в СКЦ	МГ Уренгой–Центр II (3020 *км*)		МГ/МГ (75/55)
55	УРГ (ПРГ) Пришня	МГ Ямбург–Тула II (3110, 5 *км*)		
56	УРГ (ПРГ) Узел сброса в САЦ (старый)	МГ Уренгой–Ужгород (2743 *км*)		
57	УРГ (ПРГ) Узел сброса в САЦ (новый)	МГ Уренгой–Ужгород (2743 *км*)		
58	УРГ (ПЗРГ) 115-й *км* сброс в САЦ	МГ Ямбург–Тула II (2838, 2 *км*)		
59	УРГ (ПРГ) КГМО-I 469-й *км* (кр. № 15-Б)	РГ КГМО-I (469 *км*)		РГ/РГ (40/25)
60	УРГ (ПРГ) ККС-1-956-й *км*	МГ Краснодарский край – Серпухов I (956, 5 *км*) (кр. № 22-III)		МГ/МГ (40/25)
61	УРГ (ПРГ) Курск, сброс в ШБКБ с Ужгородского коридора	МГ Уренгой–Ужгород (3241, 64 *км*)		МГ/МГ (75/55)
62	ПРГ «Курск», сброс в ГТС «Малый Курск» с Ужгородского коридора	МГ Уренгой–Ужгород (3245, 5 *км*) (кр. № 532)		
63	УРГ (ПРГ) Первомайская, сброс в ГТС «Малый Курск» с Ужгородского коридора	МГ Уренгой–Ужгород (2883, 3 *км*) (кр. № Р1)		
64	УРГ-1 КГМО-I 101, 4 *км*	РГ КГМО I (101, 4 *км*)		РГ/ РГ (55/50)

Продолжение табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
65	УРГ-2 КГМО-I 101, 38 *км*	РГ КГМО I (101, 38 *км*)	ГТГ Москва	РГ/ РГ (55/50)
66	УРГ Уренгой–Ужгород (2502 *км*), Уренгой–Центр I (2505 *км*) и Саратов–Горький (378 *км*)	МГ Уренгой–Ужгород (2502 *км*), Уренгой-Центр I (2505 *км*) и РГ Саратов–Горький (378 *км*)	ГТГ Н. Новгород	МГ/РГ
67	УРГ Починки–Ярославль и Горький–Череповец	Перемычка между МГ Починки–Ярославль (380,8 *км*) и РГ Горький–Череповец (211 *км*)		
68	УРГ КС «Вятская–Киров»	РГ КС Вятская–Киров (4 *км*) от МГ Ямбург–Тула I (2109 *км*)		
69	УРГ Починки–Ярославль и Горький–Центр	Перемычка между Починки–Ярославль (196 *км*) и Горький–Центр (101 *км*)		
70	УРГ Починки–Ярославль и газопровод на г. Волгореченск	Перемычка между Починки–Ярославль (446, 1 *км*) и газопроводом-отводом на г. Волгореченск (2 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
71	УРГ Ямбург–Тула I и Саратов–Горький	Перемычка между МГ Ямбург–Тула I (2568,5 *км*) и РГ Саратов–Горький (422 *км*)		МГ/РГ
72	УРГ Уренгой–Центр II, Уренгой–Ужгород и Починки–Пенза	Перемычка между МГ Уренгой-Центр II (2515 *км*), Уренгой–Ужгород (2502 *км*) и РГ Починки–Пенза (1 км)		МГ/РГ
73	УРГ Торжок–Долина	МГ Торжок–Долина (2927 *км*)	ГТГ С.-Петербург	МГ/МГ (75/55)
74	УРГ Ямал–Европа	МГ Ямал–Европа (325,5 *км*)		МГ/МГ (84/55)
75	УРГ КС «Пикалево»	Северо-Европейский газопровод-1 (385,2 *км*)		МГ/МГ (100/55)
76	УРГ КС «Волхов»	Северо-Европейский газопровод-1 (512 *км*)		МГ/МГ (100/55)
77	УРГ-1 КС «Валдай»	Перемычка между МГ Белоусово–Ленинград (432,2 *км*) и Торжок–Валдай (184,9 *км*)		МГ/МГ (55/55)
78	УРГ-2 КС «Валдай»	Перемычка между МГ Серпухов—Ленинград (481,7 *км*) и Валдай—Псков—Рига (0 *км*)		
79	УРГ КС «Новгород»	МГ Серпухов—Ленинград (62S,1 *км*)		
80	УРГ «Конная Лахта»	Перемычка между МГ Конная Лахта (41,6 *км*) и Ленинград–Выборг–Госграница (6,5 *км*)		
81	УРГ Белоусово—Ленинград	КС «Новгород» МГ Белоусово—Ленинград (582 *км*)		
82	УРГ Т-М-И I	Газопровод-отвод на Гагарин (0 *км*) от МГ Торжок–Минск–Ивацевичи I (133,4 *км*)		МГ/ газопровод-отвод(55/55)

Продолжение табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
83	УРГ Т-М-И III	Газопровод-отвод на Гагарин (0 *км*) от МГ Торжок—Минск—Ивацевичи III (133,4 *км*)	ГТГ С.-Петербург	МГ/ газопровод-отвод (55/55)
84	УРГ КС-5 «Торжок»	МГ Ямал—Европа I (4 *км*)		МГ/МГ (84/75)
85	УРГ Ухта–Торжок III	МГ Ухта—Торжок III (1332 *км*)		МГ/МГ (75/55)
86	УРГ КС «Торжок»	МГ Торжок—Долина (2608 *км*)		МГ/МГ (75/55)
87	УРГ (УПРГ) СЕГ	МГ Северо-Европейский газопровод–КС «Портовая»		МГ/МГ
88	УРГ СЕГ 596,4 *км*	Перемычка между 596,4 *км* МГ СЕГ I и 593,1 *км* МГ Грязовец–Ленинград II, 593,2 *км* МГ Грязовец–Ленинград I		МГ/МГ (75/55)
89	УРГ СЕГ КС «Волхов»	Перемычка между 512,4 *км* МГ СЕГ I и 509 *км* МГ Грязовец–Ленинград II, МГ Грязовец–Ленинград I		МГ/МГ (75/55)
90	УРГ СЕГ «Пикалёво»	Перемычка между 385,2 км МГ СЕГ I и 380,3 *км* МГ Грязовец–Ленинград II, 380,1 *км* МГ Грязовец–Ленинград I		МГ/МГ (75/55)
91	УРГ СЕГ «Бабаево»	Перемычка между 291 *км* МГ СЕГ I и 291 *км* МГ Грязовец–Ленинград II, МГ Грязовец–Ленинград I		МГ/МГ (75/55)
92	УРГ (ПРГ) Сторожёвка—Красноармейск	РГ Сторожёвка—Красноармейск (0 *км*) от КС «Сторожёвка»	ГТГ Саратов	КС/РГ (55/35)
93	УРГ (ПРГ) КР-3 (г. Саратов, ГРС-7)	РГ Сторожёвка—Багаевка (0 *км*) КС «Сторожёвка»		КС/РГ (55/27)
94	УРГ (ПРГ) КР-3б (г. Саратов, ГРС-7)	РГ Сторожевка–Багаевка (0 *км*) от КС «Сторожёвка»		КС/РГ (55/27)
95	УРГ (ПРГ) ГИС Союз—САЦ	Перемычка Союз–САЦ (0 *км*) на КС «Александров Гай»		МГ/МГ (75/55)
96	УРГ (ПРГ) ГИС БЛД-2	МГ Челябинск–Петровск (1220 *км*) КС «Петровск»		МГ/МГ (75/55)
97	УРГ (ПРГ) ГИС БЛД-3	МГ Уренгой–Петровск (2735 *км*) КС «Петровск»		МГ/МГ (75/55)
98	УРГ (ПРГ) УОГ Дзуарикау–Цхинвал	Октябрьское–Ольгинское–Чми (57 *км*), Моздок–Тбилиси (75 *км*)	ГТГ Ставрополь	РГ/РГ (55/55)
99	УРГ (ПРГ) УРД НАМ	МГ Починки–Изобильное–ССПХГ (933 *км*) КС-6 (вход) Изобильное		МГ/МГ (75/55)
100	УРГ (ПРГ) УРД «Хадум»	МГ Починки–Изобильное–ССПХГ (933 *км*) КС-6 (вход) Изобильное		МГ/МГ 75/55)
101	УРГ (ПРГ) УРД СКЦ	МГ Починки–Изобильное–ССПХГ (933 *км*) КС-6 (выход) Изобильное		МГ/МГ (75/55)
102	УРГ (ПРГ) 87 *км*	МГ Камыш-Бурун–Горагорский (88,4 *км*)		МГ/МГ

Продолжение табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
103	УРГ (ПРГ) УРД «Чми»	МГ Моздок–Тбилиси (112 *км*) и Северный Кавказ–Закавказье (124 *км*)	ГТГ Ставрополь	МГ/МГ
104	УРГ (ПРГ) УРД «Замьяны»	Перемычка между МГ Макат–Северный Кавказ и МГ АГПЗ–Замьяны (КС «Замьяны»)		МГ/МГ (75/55)
105	УРГ (ПРГ) УРД «Моздок»	МГ Кази-Магомед–Моздок (882 *км*) КС «Моздок»		МГ/МГ
106	УРГ ГРС-3 бис г. Сургут	Газопровод-отвод на ГРС-3 бис (0 *км*) от МГ Уренгой–Челябинск II 2-я рез. (622,5 *км*) и МГ СРТО–Омск (373,3 *км*)	ГТГ Сургут	МГ/ газопровод-отвод(75/55)
107	УРГ ГРС-4 г. Сургут	Газопровод-отвод на ГРС-4 (0 *км*) от МГ Уренгой–Челябинск I 1-я рез. (622,5 *км*) и МГ СРТО–Омск (371,5 *км*)		МГ/ газопровод-отвод(75/55)
108	УРГ ГРС-5 г. Сургут	Газопровод-отвод на ГРС-5 (0 *км*) от МГ Уренгой–Челябинск I (594,9 *км*) и СРТО–Омск (345 *км*)		МГ/ газопровод (75/55)
109	УРГ «Тобольск»	Газопровод-отвод на Тобольск от МГ Уренгой–Челябинск II (1151 *км*) и МГ Уренгой–Челябинск I (1151 *км*)		МГ/ газопровод-отвод (75/55)
110	УРГ Омское ЛПУ МГ	Между МГ СРТО–Омск (1717 *км*) и МГ Омск–Новосибирск КС «Омская»	ГТГ Томск	МГ/МГ (75/55)
111	УРГ ПЗРГ «Поляна»	РГ Поляна–КСПХГ (0,1 *км*) от 331,4 *км* МГ Челябинск–Петровск	ГТГ Уфа	МГ/РГ (75/55)
112	УРГ (ПРГ) «Дюртюли»	Газопровод-отвод на Дюртюли (1 *км*) от МГ Челябинск–Петровск (430,7 *км*) и МГ Уренгой–Новопсков (1942 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
113	УРГ (ПРГ) Магнитогорск–Стерлитамак	РГ Магнитогорск–Стерлитамак (369,4 *км*)		РГ/РГ
114	УРГ (ПРГ) Магнитогорск–Ишимбай	РГ Магнитогорск–Ишимбай (359 *км*)		РГ/РГ
115	УРГ ПЗРГ ГРС «Туймазы»	РГ Туймазы–Уфа		РГ/ газопровод-отвод
116	УРГ ПЗРГ Уруссу на ГТГ Казань	Газопровод-отвод на Уруссу (0 *км*) от МГ Челябинск–Петровск (566,2 *км*) и МГ Уренгой–Петровск (2079,3 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
117	УРГ ПЗРГ Уруссу на ГТГ Уфу	Газопровод-отвод на Уруссу (0 *км*) от МГ Челябинск–Петровск (566,2 *км*) и МГ Уренгой–Петровск (2079,3 *км*)		МГ/ газопровод-отвод

Продолжение табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
118	УГР 415 км (ГР 62)	Перемычка между МГ СРТО–Торжок (1151 (415) *км*) и МГ Пунга–Вуктыл–Ухта II (415 *км*) и МГ Вуктыл–Ухта II (35 *км*)	ГТГ Ухта	МГ/МГ (75/55)
119	УРГ КС-18 «Мышкино»	Перемычка между МГ Ухта–Торжок III (1102 *км*) и МГ Ухта–Торжок II (1102 *км*)		МГ/МГ (75/55)
120	УРГ КС «Бабаево ГР-423»	Перемычка между МГ СЕГ (291 *км*) и МГ Грязовец–Ленинград I,II (291 *км*)		МГ/МГ (100/55)
121	УРГ-1 ГИС «Бурмакино»	Между МГ Грязовец–КГМО (173,3 *км*) и РГ Горький–Череповец (464 *км*)		МГ/РГ (75/55)
122	УРГ-2 ГИС «Бурмакино»	Между МГ Грязовец–КГМО (173,3 *км*) и РГ Горький–Череповец (292 *км*)		МГ/РГ (75/55)
123	УРГ-3 ГИС «Бурмакино»	Между МГ Грязовец–КГМО (173,3 *км*) и РГ Починки–Ярославль (464 *км*)		МГ/РГ (75/55)
124	УРГ-4 ГИС «Бурмакино»	Между МГ Починки–Ярославль (463,4 *км*) и РГ Горький–Череповец (291,3 *км*)		МГ/РГ (75/55)
125	УРГ КС «Шексна» ГР-423	Перемычка между МГ СЕГ (123 км) и МГ Грязовец–Ленинград I, II (125,5 *км*)		МГ/МГ (100/55)
126	УГР КС «Грязовец» ГР-321	Перемычка между СРТО–Торжок (943 *км*), Ухта–Торжок III (943 *км*) и Ухта–Торжок I (944 *км*) Ухта–Торжок II (944 *км*)		МГ/МГ (75/55)
127	УРГ КС «Грязовец» ГР-4Ла и ГР 4Лб	МГ Пунга–Ухта–Грязовец IV (945 *км*)		МГ/МГ (75/55)
128	УРГ ГР-11 Вологда–Череповец	РГ Вологда–Череповец (1 *км*) от Ухта–Торжок I, Ухта-Торжок II (945 *км*)		МГ/РГ (75/45)
129	УРГ КС «Грязовец» ГР-3124	Перемычка между МГ Ухта–Торжок III (972 *км*) и МГ Грязовец–Торжок IV (971 *км*), Ухта–Торжок I, Ухта–Торжок II (972 *км*)		МГ/МГ (75/55)
130	УРГ-8 Туношна	Газопровод-отвод на Туношна от МГ Починки–Грязовец (546 (147,3) *км*)		МГ/ газопровод-отвод
131	УРГ-9 Кострома	Газопровод-отвод на Кострому от МГ Починки–Грязовец (516,3 *км* (136,2) *км*) и МГ Грязовец–КГМО (137,8 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
132	УРГ-10 Спас-Виталий	Газопровод-отвод на Спас-Виталий от МГ Починки–Грязовец (533 118,9) *км*)		МГ/

Окончание табл. 2.2.43

№ п/п	Наименование	Место установки	Газотранспортная организация	Функция понижения давления
133	УРГ-11 Дмитровская	Газопровод-отвод на Дмитровская от МГ Починки–Грязовец (557,6 (94,6) *км*)	ГТГ Ухта	МГ/ газопровод-отвод
134	УРГ-12	Перемычка между МГ Починки–Грязовец (575 (78,4) *км*) и МГ Грязовец–КГМО (80,3 *км*)		МГ/МГ
135	УРГ-13 «Данилов»	Газопровод-отвод на Данилов от МГ Починки–Грязовец (577,6 (17,6) *км*)		МГ/ газопровод-отвод
136	УРГ-14 «Пречистинская»	Газопровод-отвод на Пречистинская от МГ Починки–Грязовец (609,7 (42,4) *км*)		МГ/ газопровод-отвод
137	УРГ-15 «Плотское»	Газопровод-отвод на Плотское от МГ Починки–Грязовец (635,6(17,6) *км*)		МГ/ газопровод-отвод
138	УРГ на Сыктывкар	Газопровод-отвод на Сыктывкар от МГ Ухта–Торжок III (251 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
139	УРГ «Свиноферма»	Газопровод-отвод на Свиноферму от РГ Починки–Ярославль (446,1 *км*)		РГ/ газопровод-отвод
140	УРГ ЧБС-1, ЧБС-2	Между МГ СРТО–Урал (1552 км) и РГ Чусово–Березняки–Солекамск (22 *км*)	ГТГ Чайковский	МГ/РГ
141	УРГ 1823 *км*	Между МГ Ямбург–Тула I (1823 *км*), Ямбург–Тула II (1823 *км*) и газопроводом-отводом на Оханск и Киров		МГ/ газопровод-отвод
142	УРГ Можга—Елабуга	Газопровод-отвод на Елабугу от МГ Прогресс (2063 *км*) и МГ Ямбург–Елец II (2063 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
143	УРГ КС «Агрызская»—КС «Можга»	Между входом КС «Агрызская» (после кр. № 7) МГ Уренгой–Ужгород (1956 *км*) и МГ Пермь–Горький I (320 *км*)		МГ/МГ (75/55)
144	УРГ-2 «Горнозаводская»	Газопровод-отвод на Пермскую ГРЭС и Добрянка от Уренгой–Центр I (1450 *км*) и Уренгой–Центр II (1450 *км*)		МГ/ газопровод-отвод
145	УРГ-1 КС «Надым»	МГ Надым–Пунга I (0 *км*)	ГТГ Югорск	МГ/МГ (75/55)
146	УРГ-2 КС «Надым»	МГ Надым–Пунга II (0 *км*)		МГ/МГ (75/55)
147	УРГ 566 *км* МГ Надым–Пунга–Нижняя Тура III	МГ Пунга–Вуктыл–Ухта I (0,1 *км*) от МГ Надым–Пунга–Нижняя Тура III (566 *км*)		МГ/МГ (75/55)
148	УРГ 490 *км* КС «Краснотурьинская»	Перемычка между МГ СРТО–Урал (489,5 *км*) и МГ Уренгой–Петровск (1254 *км*), Уренгой–Новопсков (1258 *км*)		МГ/МГ (75/55)

2.2.7. Устройства замера расхода газа

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).

Для удобства будем применять общее название – замерное устройство (узел) расхода газа (ЗУ).

ЗУ 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.

Замерные устройства подразделяются на коммерческие и технологические.

На коммерческих ЗУ чаще всего, помимо замера расхода газа, производят замеры компонентного состава газа, влагосодержания, точки россы по воде и углеводородам и др. Такие ЗУ называются газоизмерительными станциями (ГИС). Коммерческие ЗУ предназначены для юридического оформления количества газа, прошедшего по трубопроводу между контрагентами (поставщиками и потребителями). На коммерческие ЗУ распространяются правила государственной поверки приборов учёта расхода газа, установленных на них.

Технологические ЗУ устанавливаются на объектах в границах одного общества эксплуатируемого ГТС. 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. Технологические ЗУ часто совмещают с узлами регулирования давления и узлами регулирования расхода газа.

2.2.7.1. Виды и принцип действия расходомеров

Замер расхода газа осуществляется замерными устройствами (расходомерами) различного типа. Наиболее распространёнными на ГТС ЕСГ являются расходомерные устройства:

- диафрагменные;
- турбинные;
- ультразвуковые;
- лазерные;
- вихревые.

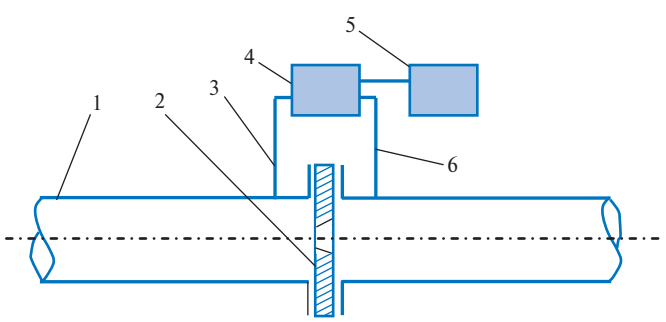
Диафрагменные замерные устройства основаны на принципе измерения перепада давления, образующегося в результате местного изменения скорости потока газа на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе.

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.



1 – трубопровод; 2 – диафрагма; 3 – отбор давления перед диафрагмой; 4 – преобразователь давления; 5 – регистрирующее устройство; 6 – отбор давления после диафрагмы

Рис. 2.2.54. Схема диафрагменного замерного устройства

В качестве прибора, измеряющего перепад давления на сужающем устройстве, используют дифференциальный манометр (дифманометр).

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 производятся обработка таких диаграмм и расчёт величины расхода газа за определённый период времени.

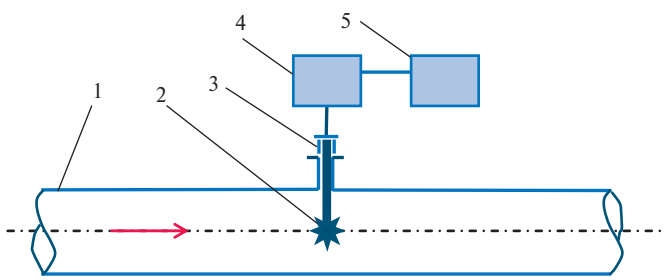
В современных замерных устройствах диафрагменного типа пневматический сигнал преобразуется в электрические или частотные сигналы, которые в конечном счёте поступают в компьютер. В дальнейшем данные о расходе газа могут использоваться в автоматических системах диспетчерского управления.

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.

Принцип действия *ультразвуковых* расходомеров основан на измерении скорости звуковых колебаний высокой частоты, направленных от излучателя



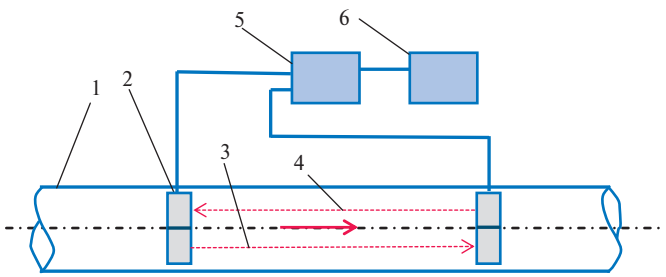
1 – трубопровод; 2 – турбина; 3 – индукционная катушка; 4 – преобразователь сигнала; 5 – регистрирующее устройство

Рис. 2.2.55. Принципиальная схема турбинного расходомера

к приёмнику, расположенному 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.

Для определения $\Delta\tau$ существуют различные способы и системы измерения:

- разности фазовых сдвигов ультразвуковых волн, направляемых по потоку и против него;
- разности частот повторения коротких импульсов или пакетов ультразвуковых колебаний, направляемых одновременно по потоку и против него;
- разности длительности прохождения коротких импульсов, направляемых одновременно по потоку и против него;
- смещения потоком ультразвуковой волны, направляемой перпендикулярно к направлению движения газа.



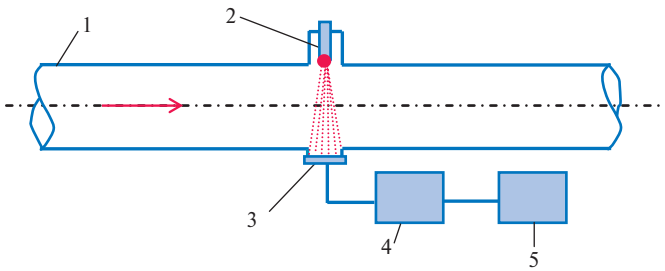
1 – трубопровод; 2 – ультразвуковой излучатель/приёмник; 3 – ультразвуковая волна по потоку; 4 – ультразвуковая волна против потока; 5 – измерительная система; 6 – регистрирующее устройство

Рис. 2.2.56. Принципиальная схема ультразвукового расходомера

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 противоположной стороне трубопровода, и направляется на фотодетектор. Выделение и регистрация частотного сигнала, пропорционального скорости движения частиц, осуществляется анализатором спектра или автоматической следящей системой.

Принцип действия *вихревых* расходомеров заключается в создании в потоке газа, двигающегося по трубопроводу, среды устойчивого периферийного вихря. Центральная часть потока (вблизи оси трубопровода) при этом приобретает характер «винтового шнура». Если сформированный таким образом поток пустить через расширяющийся насадок, то периферийные вихре-

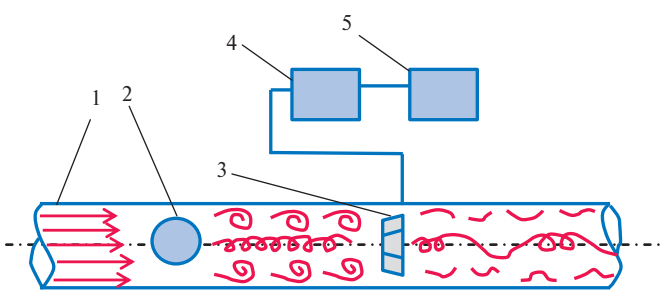


1 – трубопровод; 2 – лазер; 3 – приёмная оптическая система;
4 – автоматическая следящая система (анализатор спектра);
5 – регистрирующее устройство

Рис. 2.2.57. Принципиальная схема лазерного(оптического) расходомера

образования теряют устойчивость, а центральный «шнур» начинает колебаться относительно геометрической оси насадки с частотой, пропорциональной средней скорости потока, и амплитудой, равной диаметру выходной части насадка. С аналогичной частотой и амплитудой, равной скоростному напору ρv^2, будет изменяться 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.



1 – трубопровод; 2 – устройство, создающее турбулентный поток;
3 – расширяющийся насадок; 4 – считывающее/рассчитывающее устройство;
5 – регистрирующее устройство

Рис. 2.2.58. Принципиальная схема вихревого расходомера

2.2.8. Региональные системы газоснабжения

2.3.8.1. Региональная система газоснабжения Калининградской области

Региональная система газоснабжения Калининградской области начинается на границе между газотранспортными компаниями Lietuvos dujos и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» 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 Санкт-Петербург») отсчёт протяжённости этих газопроводов начинается с отметки 0 *км*. Магистральный газопровод Вильнюс–Калининград II после границы меняет диаметр на D_y = 500 *мм*. Газопровод Вильнюс–Калининград I D_y = 500 *мм* заканчивается на отметке 155,7 *км* газопроводом-отводом на г. Балтийск и Калининград. Газопровод Вильнюс–Калининград II D_y = 500 *мм* заканчивается на отметке 139,7 *км* отводом на Калининградскую ТЭЦ-2. На отметке 151,7 *км* газопровода Вильнюс–Калининград I D_y = 500 *мм* начинается газопровод подключения D_y = 500 *мм* к Калининградскому ПХГ. От этого газопровода подключения существует отбор (газопровод-отвод D_y = 200 *мм*) на г. Светлогорск.

На отметке 10 *км* магистральных газопроводов Вильнюс–Калининград I и Вильнюс–Калининград II установлена КС «Краснознаменская».

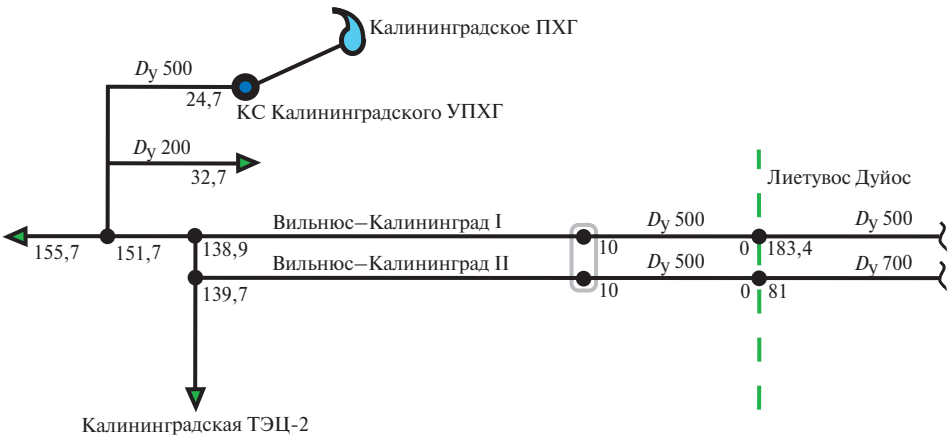


Рис. 2.2.59. Региональная система газоснабжения Калининградской области

2.2.8.2. 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. Братска.

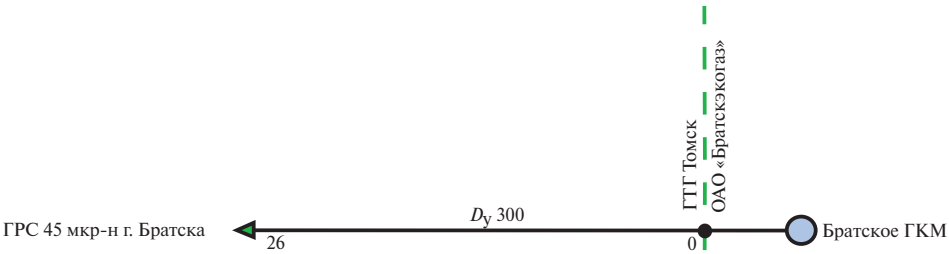


Рис. 2.2.60. Региональная система газоснабжения Иркутской области

2.2.8.3. Региональная система газоснабжения Камчатской области

Региональная система газоснабжения Камчатской области представляет собой газопровод D_y = 500 *мм*, который начинается от Нижне-Квакчикского ГКМ и заканчивается на 388,1 *км* ГРС-1 и ГРС-2 г. Петропавловска–Камчатского.

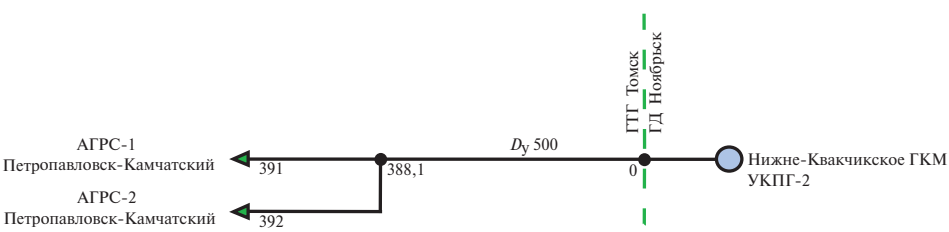


Рис. 2.2.61. Региональная система газоснабжения Камчатской области

2.2.8.4. Региональная система газоснабжения Дальнего Востока (газотранспортная система Сахалин–Хабаровск–Владивосток)

ГТС Сахалин–Хабаровск–Владивосток начинается от Сахалинских месторождений, принадлежащих компаниям Exxon Neftegas Ltd., Sakhalin Energy Investment Company Ltd. и ООО «Газпром добыча шельф» (Киринское ГКМ) и подключённых к магистральным газопроводам Сахалин–Хабаровск–Владивосток (ООО «Газпром трансгаз Томск») D_y = 1200 *мм*, P_y = 7,5 *МПа* и «Оха–Комсомольск-на-Амуре» (Роснефть – Сахалинморнефтегаз) D_y = 700 *мм* и

P_y = 7,5 *МПа*. Киринское ГКМ соединено газопроводом Киринское ГКМ–ГКС Сахалин» D_y = 1000 *мм* и P_y = 7,5 *МПа* с магистральным газопроводом Сахалин–Хабаровск–Владивосток на отметке 0,12 *км*.

На отметке 505 *км* магистральный газопровод Сахалин–Хабаровск–Владивосток соединяется с отметкой 404 *км* магистрального газопровода Оха–Комсомольск-на-Амуре» и газопроводом Октябрьский–Хабаровск D_y = 700 *мм*, который заканчивается ГРС «Березовка» и ГРС «Ильинка» на отметке 383,7 *км*. Этот газопровод соединён на отметке 358 *км* перемычкой с магистральным газопроводом Сахалин–Хабаровск–Владивосток на отметке 874 *км*, который заканчивается ГИС-3 на отметке 1574,8 *км*, от которой начинается газопровод-отвод на г. Владивосток D_y = 1000 *мм*.

Между отметками 505 и 874 *км* магистральный газопровод Сахалин– Хабаровск–Владивосток находится в стадии строительства.

Магистральный газопровод Оха–Комсомольск-на-Амуре заканчивается на отметке 556,9 *км* ГРС «Комсомольск». Отсюда же начинается Хабаровская региональная система газоснабжения газопроводом ГРС-1 Комсомольск-на-Амуре – г. Амурск D_y = 500 *мм*.

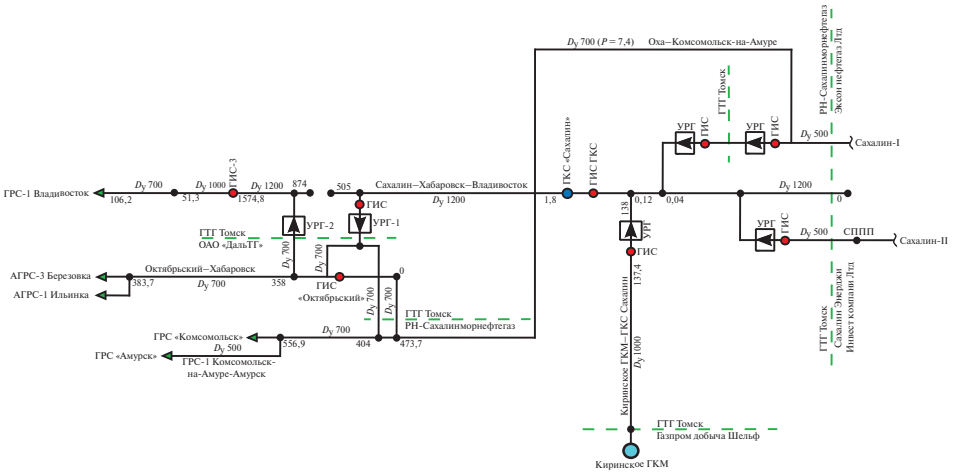


Рис. 2.2.62. Принципиальная схема ГТС Сахалин– Хабаровск–Владивосток

2.2.8.5. Региональная система газоснабжения Хабаровского края

Региональная система газоснабжения Хабаровского края является самостоятельной частью региональной системы газоснабжения Дальнего Востока.

Региональная система газоснабжения Хабаровского края представляет собой газопровод ГРС-1 Комсомольск-на-Амуре – г. Амурск D_y = 700 *мм*, P_y = 7,4 *МПа*, принадлежащий ОАО «Дальтрансгаз», который начинается от

отметки 556,9 *км* магистрального газопровода Оха–Комсомольск-на-Амуре и заканчивается на отметке 62,1 *км* ГРС г. Амурск. К газопроводу ГРС-1 Комсомольска-на-Амуре – г. Амурск также подключены на отметке 13,6 *км* ГРС «Солнечный» и на отметке 51,65 *км* ГРС «Хурба».

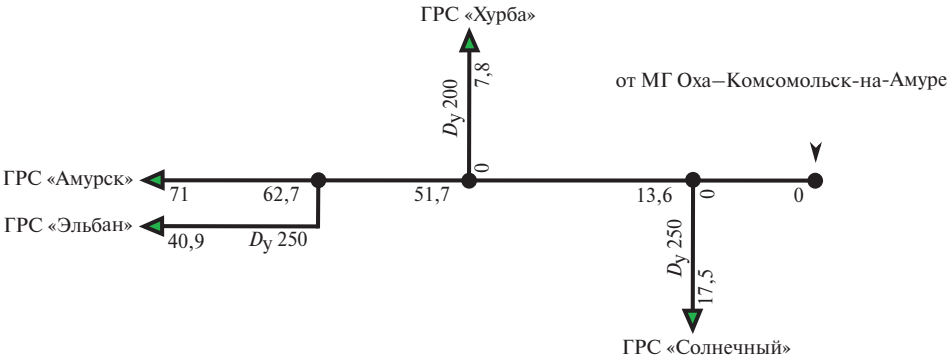


Рис. 2.2.63. Региональная система газоснабжения Хабаровского края

2.2.8.6. Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия)

Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия) представляет собой три основных газопровода, обеспечивающих снабжение газом городов Якутск и Мирный и посёлков Республики от местных газовых месторождений. От месторождения Таас-Тумус начинается газопровод Таас-Тумус–Якутск D_y = 500 *мм*, который заканчивается на отметке 283 *км* ГРС г. Якутск. К этому газопроводу подключены ГРС посёлков Намцы (отметка 198 *км*), Маган (отметка 283 *км*), Покровск и Табага (отметка 272 *км*). К этому газопроводу на отметке 92 *км* подключен газопровод Мастах–Берге D_y = 500 *мм* (отметка 184 *км*), подключённый к месторождению Мастах.

Месторождение Мастах соединено двумя газопроводами D_y = 500 *мм* и длиной 82 *км* со Средне-Вилюйским месторождением, от которого запитывается ГРС «Вилюйск».

От газоконденсатного месторождения Средне-Ботумского начинается газопровод Средне-Ботумское–г. Мирный D_y = 500 *мм*, P_y = 5,5 *МПа*, который заканчивается ГРС «Мирный» на отметке 170,6 *км*. К газопроводу на отметке 160 *км* подключено Ирильякское месторождение газа. К газопроводу подключены ГРС посёлков Светлый, Чернышевск, Интернациональный, Сосновый.

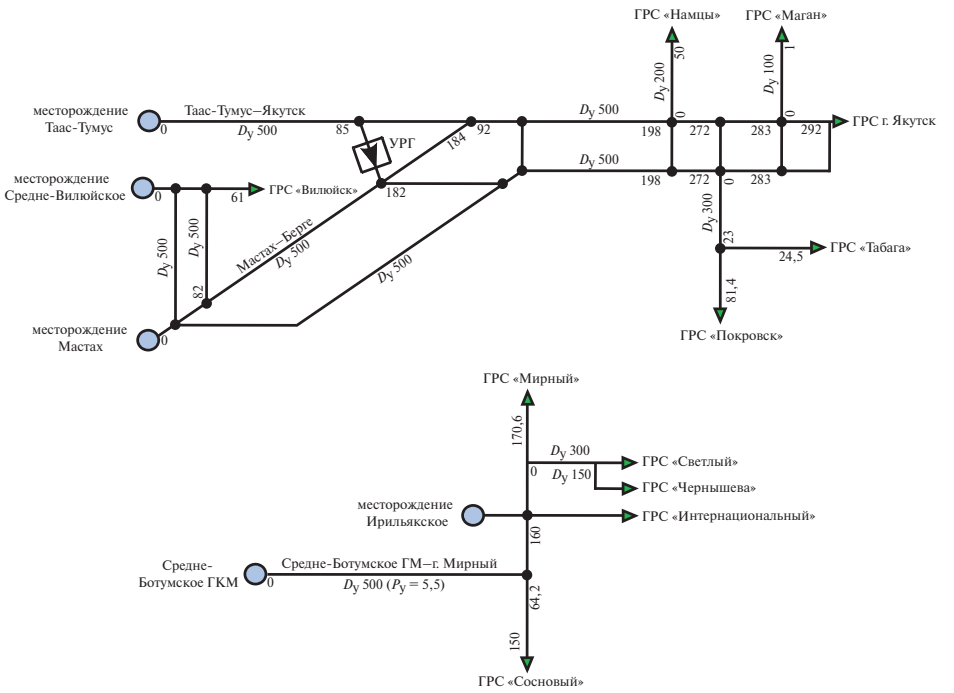


Рис. 2.2.64. Региональная система газоснабжения Республики Саха (Якутия)

2.2.8.7. Региональная система газоснабжения Республики Крым

Региональная система газоснабжения Республики Крым обеспечивает газоснабжение потребителей от трёх месторождений газа, расположенных на суше (Джанкой, Фонтановское, Задорненское), и восьми морских месторождений газа (Безымянное, Одесское, Голицынское, Штормовое, Архангельское, Стрелковое, Восточно-Крымское (Казантипское) и Северо-Булганакское).

От пяти западных морских месторождений подводные газопроводы соединяются в газосборном пункте Очертай, в котором начинается газопровод Очертай–Глебовск. К этому газопроводу подсоединено ПХГ Глебовское. От этого газопровода региональная система газоснабжения разветвляется на два направления. По одному направлению газопроводом (длиной 96 *км*, D_y = 1000 *мм*) система газоснабжения соединяется с магистральным газопроводом Херсон–Крым на границе с ГТС Украины. К этому же газопроводу подключено месторождение Джанкой, которое соединено газопроводом D_y = 300 *мм* с морским месторождением Стрелковое.

По второму направлению газопровод (около 90 *км*, D_y = 500 *мм*) подходит к г. Симферополю. К этому газопроводу подключено месторождение Задорненское. К газопроводу на г. Симферополь подсоединены два газопровода на

г. Севастополь (длиной 65 *км*, $D_y = 500$ *мм* и 48,8 *км*, $D_y = 500$ *мм*) и газопровод на г. Алушту (длиной 2 *км*, $D_y = 300$ *мм*).

Два направления соединены между собой газопроводом (около 80 *км*, $D_y = 500$ *мм*), образуя закольцованную систему.

От замерного узла «Джанкой» газопровод длиной 251,7 *км*, $D_y = 300$ *мм* подходит к г. Керчи. На отметке 220 *км* к нему подключено месторождение Фонтановское, а на отметке 225 *км* – морские месторождения Восточно-Крымское (Казантипское) и Северо-Булганакское.

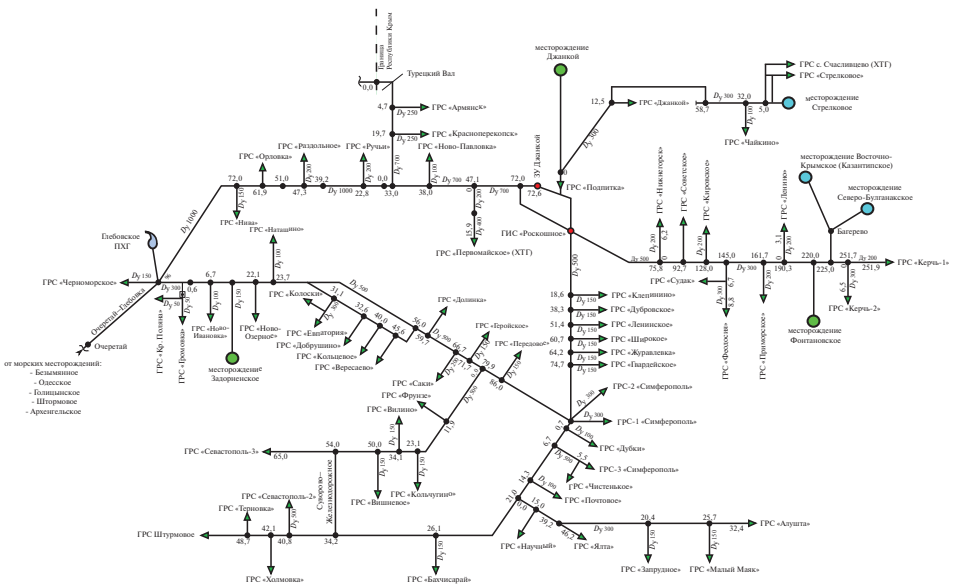


Рис. 2.2.65. Региональная система газоснабжения Республики Крым

2.2.9. Магистральные газопроводы

2.2.9.1. Классификация участков магистральных газопроводов

Магистральные газопроводы проходят 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 расположения все участки магистральных газопроводов подразделяются на категории, регламентирующиеся СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы» [83] и СНиП 2.05.06-85 «Магистральные газопроводы» [107].

Таблица 2.2.44

Категории магистральных газопроводов

№ п/п	Наименование	Обозначение категории 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 2.2.45

Категории магистральных газопроводов (СТО Газпром 2-2.1-249-2008)

№ п/п	Назначение участков газопроводов	Категории участков при прокладке		
		подземной	наземной	надземной
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-й и 3-й зон санитарной охраны водозаборов	С	–	С
2	Переходы через болота типа:		–	
	а) II;	С	Н	Н
	б) III	С	С	С

Продолжение табл. 2.2.45

№ п/п	Назначение участков газопроводов	Категории участков при прокладке		
		подземной	наземной	надземной
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 категорий, а также участки на расстоянии согласно 7.2.3, 7.2.1.5 СТО Газпром 2-2.1-249 по обе стороны от подошвы земляного полотна или края водоотводного сооружения всех железных и категорированных автомобильных дорог	С	–	С
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 трубопроводов в пределах расстояний по 7.2.1.5 СТО	С	–	С

Окончание табл. 2.2.45

№ п/п	Назначение участков газопроводов	Категории участков при прокладке		
		подземной	наземной	надземной
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
19	Газопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	С	С	С
20	Газопроводы, прокладываемые в одном техническом 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, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах расстояния *R*, определяемого по 2.2.1 в обе стороны	С	С	С

Примечания:

1. Участки газопроводов, не указанные в таблице 2.2.45, 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 2.2.43.

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 этого подтопления, позволяющей оперативно проводить в данной местности аварийно-восстановительные работы на газопроводах в случае их повреждения, выполнение требований позиции 1д необязательно.

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 длину *R, м,* следует вычислять по формуле

$$R = \max\left\{250; \sqrt{\frac{p}{9{,}81}} \cdot 250\right\}, \qquad (2.2.1)$$

где p – рабочее давление в газопроводе, *МПа*.

2.2.9.2. 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 фактором 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 определяются в зависимости от группы, к которой принадлежит объект, и условного диаметра МГ.

Таблица 2.2.46

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. 2.2.46

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 *м*; - склады легковоспламеняющихся горючих жидкостей и газов с объёмом 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	

Продолжение табл. 2.2.46

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
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
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	50	50	100	150	175	200
5. Группа Д: - мосты железнодорожных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, III-п, IV, IV-п категорий с пролетом выше 20 *м*; - территории КС, УКПГ, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых газораспределительных станций (ПГРС), установок очистки и осушки газа	75	125	150	200	225	250
6. Территории ГРС, автоматизированных газораспределительных станций (АГРС), регуляторных станций, в том числе шкафного оборудования, предназначенного для обеспечения газом: а) городов, населенных пунктов, предприятий, отдельных зданий и сооружений, других потребителей; б) объектов газопровода (УЗРГ, термоэлектрогенераторов и т.д.)	50 25	75 25	100 25	125 25	150 25	175 25

Окончание табл. 2.2.46

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
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					
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;

- отдельностоящих 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 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 2.2.45 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

$$L = \sqrt{\frac{p}{9{,}81}} \cdot L_{\text{bas}}, \qquad (2.2.2)$$

где p – рабочее давление в газопроводе, *МПа*;

L_{bas} – базисное значение минимального расстояния.

2.2.9.3. Расстояния между параллельными магистральными газопроводами

Минимальные расстояния между параллельно проложенными МГ в одном технологическом коридоре зависит от нескольких факторов:

- способа строительства МГ:
  - одновременная прокладка нескольких МГ при их строительстве;
  - параллельная прокладка с уже действующими МГ;
- условного диаметра МГ;
- условного давления МГ;
- способа прокладки МГ:
  - подземный;
  - надземный;
- местности, на которой проложен МГ:
  - открытая;
  - 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 [83].

Таблица 2.2.47

Расстояние между параллельными нитками в одном технологическом коридоре при подземной прокладке (СТО Газпром 2-2.1-249-2008)

D_y, *мм*	Расстояние 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

$$L_{\text{par}} = max\left\{L_{\text{par.i}}\right\}; \tag{2.2.3}$$

$$L_{\text{par.i}} = \sqrt{\frac{p_{\text{i}}}{9{,}81}} \cdot L_{\text{par.bas.i}}, \tag{2.2.4}$$

где p_{i} – рабочее давление в *i*-газопроводе, *МПа*;

$L_{\text{par.bas.i}}$ – базисное значение минимального расстояния при параллельной прокладке *i*-газопровода при рабочем давлении, равном 9,81 *МПа*.

Таблица 2.2.48

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_y 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
Надземный		20	30	45	15	20	30
	Надземный	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 2.2.49

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 и действующего подземных газопроводов на землях	
	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 2.2.50

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
	Надземный	50	60	80
Надземный		40	50	75
Наземный		40	50	75

2.2.9.4. 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 *м* от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;

- вдоль трасс многониточных трубопроводов, транспортирующих природный газ, – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 *м* 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 *м* с каждой стороны.

В охранных зонах трубопроводов запрещается проводить любые действия, способные нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению.

2.2.9.5. Испытание газопроводов внутренним давлением

Существует два основных вида испытания газопроводов внутренним давлением:

- на прочность;
- на плотность.

Испытания на прочность и плотность могут проводиться двумя способами:

- гидравлическим;
- пневматическим.

Испытания гидравлическим способом проводят 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 допускаются в исключительных случаях.

При проведении испытания газопровода следует предусматривать целый набор технических решений для полости газопровода, которые включают:

- 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 *ч*.

Газопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время его испытания 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 [83], приведённым в таблице 2.2.51.

Таблица 2.2.51

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 испытания		Продолжительность, *ч*, способ испытания		Категория участка	Характеристика участка
	гидр.	пневм.	гидр.	пнем.		
1. Испытание в один этап гидравлическим способом После укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)	1,25p	Не применяется	24	—	B	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	1,5p	Не применяется	6	—	B, C B	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

Продолжение табл. 2.2.51

Тип испытания, характеристика этапов испытания	Давление испытательное в верхней точке		Продолжительность, *ч*		Категория участка	Характеристика участка
	способ испытания		способ испытания			
	гидр.	пневм.	гидр.	пнем.		
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	1,25p	1,25p	12	12		
3-й этап: одновременно с газопроводом	1,1p	1,1p	24	12		
3. Испытание в два этапа 1-й этап: после укладки и засыпки или крепления на опорах	1,5p	1,25p	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
					В	Участки газопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 *м* от грани разлома
2-й этап: одновременно с газопроводом	1,1p	1,1p	24	12	В, С	Участки сближения согласно 7.2.1.5 СТО 2-2.1-249
					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

Окончание табл. 2.2.51

Тип испытания, характеристика этапов испытания	Давление испытательное в верхней точке		Продолжительность, *ч*		Категория участка	Характеристика участка
	способ испытания		способ испытания			
	гидр.	пневм.	гидр.	пнем.		
2-й этап: одновременно с газопроводом	1,1*p*	1,1*p*	24	12	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)
					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 наи-

меньшего 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 ч. Такой способ испытания в один этап отражают в проекте.

2.2.9.6. Трубы и соединительные детали трубопроводов

Трубы и соединительные детали трубопроводов (СДТ) должны отвечать требованиям технических условий, национальных и международных стандартов, применение которых согласовано 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 2.2.52

Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей трубопроводов (СТО Газпром 2-2.1-249-2008)

Класс прочности труб	Временное сопротивление, *МПа*, не менее	Предел текучести, *МПа*, не менее	Отношение предела текучести к временному сопротивлению, не более	Относительное удлинение δ_5, %, не менее
К65 (*L*555)	640 (625)	555	0,92	18,0
К60 (*L*485)	590 (570)	485	0,90	20,0
К56 (*L*450)	550 (535)	450	0,90	20,0
К54 (*L*415)	530 (520)	415	0,90	20,0
К52 (*L*390)	510 (490)	390	0,90	20,0
К50 (*L*360)	490 (460)	360	0,90	20,0
К48 (*L*290)	470 (415)	290	0,85	21,0
К42 (*L*245)	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 %. 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 теку-

чести 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 спирально-шовные с наружным антикоррозионным покрытием диаметром 1420 *мм* для работы под давлением 7,4 *МПа* (75 *кгс/см*^{2});
- трубы стальные электросварные спирально-шовные диаметром 1420 *мм* для работы под давлением до 8,3 *МПа* (84 *кгс/см*^{2});
- трубы стальные электросварные спирально-шовные диаметром 1420 *мм* для работы под давлением до 9,8 *МПа* (100 *кгс/см*^{2}). Опытная партия;
- трубы стальные электросварные спирально-шовные диаметром 1420 *мм* для работы под давлением до 8,3 *МПа* (84 *кгс/см*^{2});
- трубы стальные электросварные прямошовные класса прочности К60 диаметром 530–1420 *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 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 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.

8. *ЗАО «Первоуральский новотрубный завод»:*
- трубы стальные бесшовные горячедеформированные хладостойкие для газлифтных систем и обустройства газовых месторождений;

9. *Компания 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 в 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 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 экспандированные диаметром 711–1220 *мм* для магистральных газонефтепроводов;
- трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530–1420 *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.

2.2.9.7. Запорная арматура

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;
- размеру 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, предназначенная для полного прикрытия потока среды;
- предохранительная, обеспечивающая выпуск или перепуск рабочей среды при повышении заданного давления;
- регулирующая, предназначенная 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 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 9544-93 для всех видов арматуры установлены следующие классы герметичности.

Таблица 2.2.53

Требования к испытаниям на прочность запорной арматуры

Класс герметичности	Максимально допустимые протечки при испытании	
	водой	воздухом
A	Нет видимых протечек	Нет видимых протечек
B	0,0006 $см^3/(мин \cdot DN)$	0,018 $см^3/(мин \cdot DN)$
C	0,0018 $см^3/(мин \cdot DN)$	0,18 $см^3/(мин \cdot DN)$
D	0,006 $см^3/(мин \cdot DN)$	1,8 $см^3/(мин \cdot DN)$

Одним из условий работы запорной арматуры является давление среды, по которому, арматура делится на три основных группы. В разных нормативных документах диапазоны давлений в этих группах определены 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 D_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;
- штуцерную;
- под приварку.

По *конструкции корпуса арматуру* можно разделить:
- на прямопроходную, 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°.

По *способу герметизации рабочего органа в корпусе* арматуру делят:
- на сальниковую;
- сильфонную;
- мембранную.

В *зависимости от конструкции привода рабочего органа*:
- ручной;
- механический;
- электрический;
- пневматический.

По *виду запорного органа*:
- задвижка;
- кран (шаровой, пробковый);
- 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 невыдвижным (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.

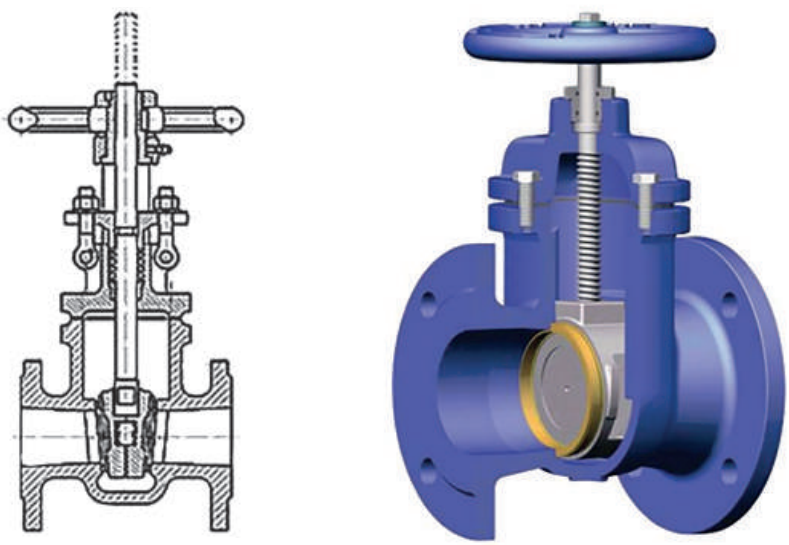


Рис. 2.2.66. Клиновая задвижка с выдвижным шпинделем

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.

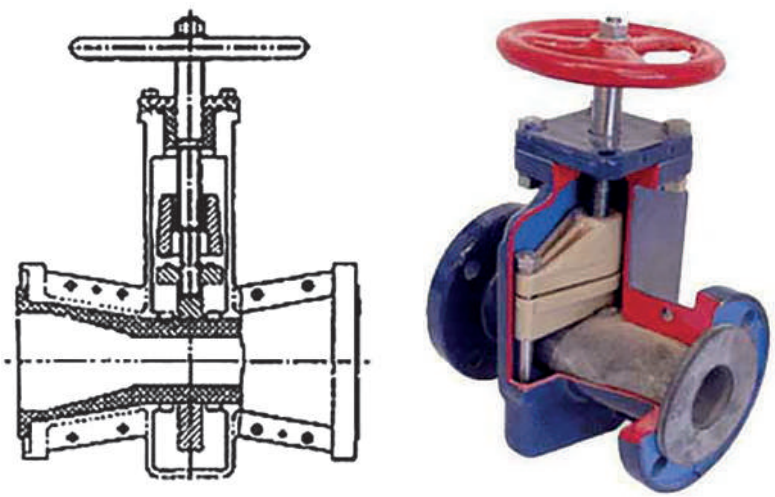


Рис. 2.2.67. Шланговая задвижка

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.

По отношению к потоку краны могут быть проходными (направление потока не меняется), угловыми (направление потока меняется на 90°) 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° 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.

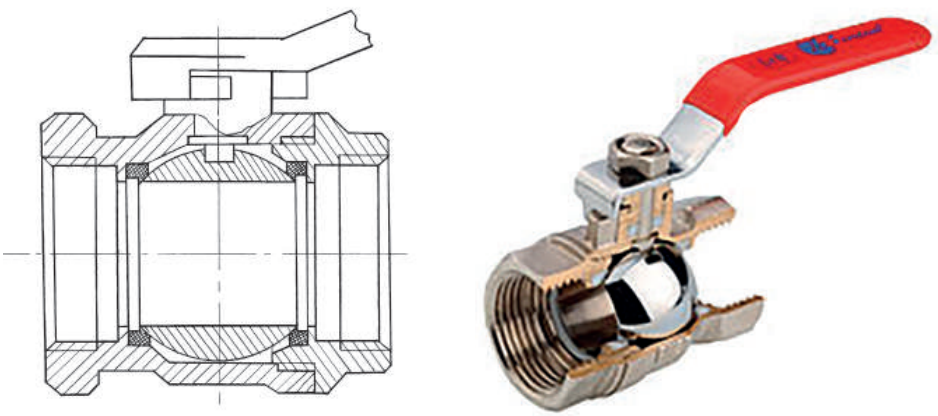


Рис. 2.2.68. Шаровой кран

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.

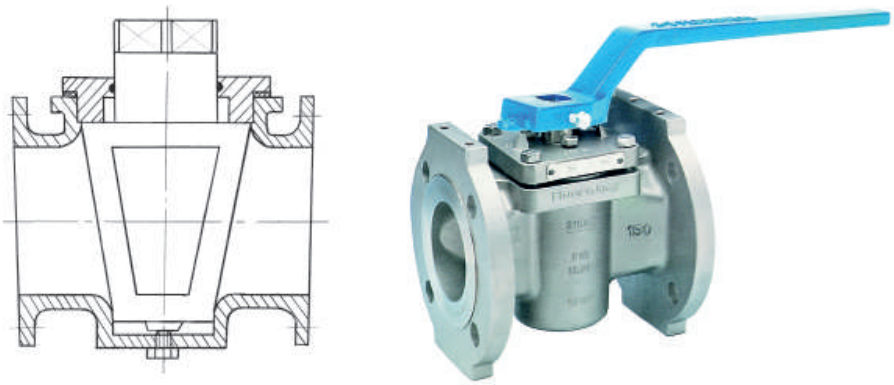


Рис. 2.2.69. Конусный (пробковый) кран

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 запорная арматура, в которой затвор перемещается при помощи резьбовой пары «шпиндель – резьбовая гайка», называлась вентилями, а арматура, передающая поступательное движение от усилия привода (с гладким штоком), называлась клапанами. В настоящее время всю запорную арматуру, у которой запирающий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды, называют клапанами. В данном справочном пособии применяется деление, характерное до 1982 года.

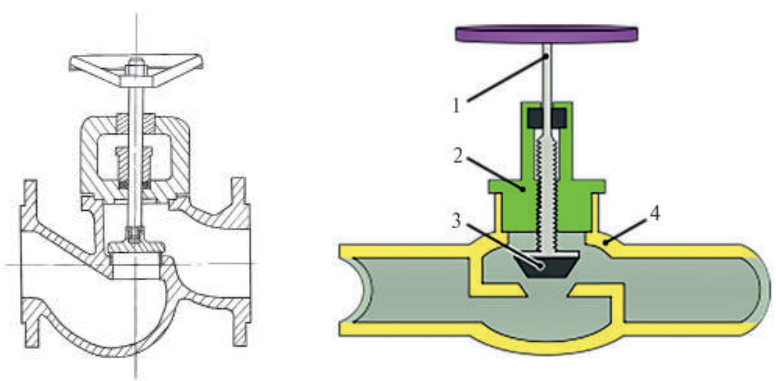


Рис. 2.2.70. Вентиль

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.

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 делятся:

- 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°;
- 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) рассматриваемую арматуру можно подразделять на вентили и клапаны.

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.

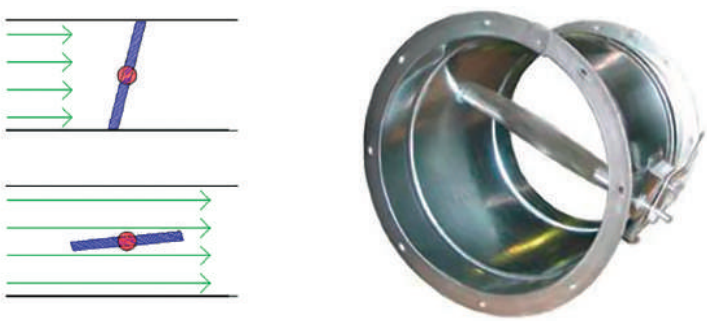


Рис. 2.2.71. Плоская заслонка

Заслонки классифицируются по типу затвора:
- плоские;
- двояковыпуклые (чечевичное сечение).

Заслонки классифицируются по типу уплотнений:
- металлические;
- мягкие:
- фторопластовые;
- резиновые.

Условное обозначение трубопроводной арматуры

Государственный стандарт предусматривает условное обозначение арматуры, 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 2.2.54

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 предохранительный	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 2.2.55

Условные обозначения материала корпуса арматуры

Материал корпуса	Условное обозначение
Углеродистая сталь	с
Легированная сталь	лс
Коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь	нж
Серый чугун	ч
Ковкий чугун	кч
Бронза, латунь	б
Алюминий	а
Монель-металл	мп
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Керамика, фарфор	к
Титан	тн
Стекло	ск

Таблица 2.2.56

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 2.2.57

Условные обозначения материала деталей уплотнения

Материал деталей	Условное обозначение
Бронза, латунь	бр
Монель-металл	мн
Коррозионно-стойкая (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 2.2.58

Условные обозначения типа используемой среды

Тип среды	Условное обозначение
Агрессивная	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
Нефтегазовая смесь	нф-нг
Пар	п
Нейтральная	н
Неагрессивная	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 или DN) – выражается в *мм* и приблизительно равен внутренней площади диаметра присоединяемого элемента.

Таблица 2.2.59

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
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 °C, позволяющее обеспечить эксплуатационный срок службы отдельных элементов соединительной арматуры и трубопровода.

Таблица 2.2.60

Условное давление запорной арматуры

Обозначение условного давления	Значение условного давления, *МПа* (*кгс/см*^{3})	Обозначение условного давления	Значение условного давления, *МПа* (*кгс/см*^{3})
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)
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 на схемах и чертежах регламентируется ГОСТ 2.785.

Таблица 2.2.61

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	

Окончание табл. 2.2.61

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)	
9. Задвижка	
10. Затвор поворотный	
11. Кран:	
а) проходной	
б) угловой	
12. Кран трехходовой:	
а) общее обозначение	
б) с *T*-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» [85].

Таблица 2.2.62

Условное обозначение запорной арматуры по СТО Газпром 2-1.13-317-2009

Наименование	Обозначение	Описание
Кран основной		Два незакрашенных равнобедренных треугольника черного контура, соединенных вершинами
Кран вспомогательный		Два незакрашенных 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 незакрашенных равносторонних треугольника, соединенных вершинами под углом 90°
Кран регулирующий		Основной кран с регулятором в виде равнобедренного треугольника, опирающегося вершиной на среднюю точку контура крана

2.3. Подземное хранение газа

2.3.1. Определения 344
2.3.2. Функции подземного хранилища газа 344
2.3.3. Типы подземных хранилищ газа 344
2.3.3.1. Подземные хранилища газа в истощённых месторождениях . 344
2.3.3.2. Подземные хранилища газа в водоносных пластах 345
2.3.3.3. Подземные хранилища газа в твёрдых горных породах 347
Подземные хранилища газа в кавернах горных пород 348
Подземные хранилища газа в отработанных шахтах 348
Подземные хранилища газа в соляных кавернах. 348
2.3.4. Виды подземных хранилищ газа 349
2.3.4.1. Базовые 349
2.3.4.2. Региональные 349
2.3.4.3. Локальные 350
2.3.4.4. Сезонные 350
2.3.4.5. Пиковые 350
2.3.5. Принципы технологии подземного хранения газа 350
2.3.6. Структура запасов подземного хранилища газа 352
2.3.7. Потери газа в подземном хранилище 353
2.3.8. Технологическая структура подземного хранилища газа 353
2.3.9. Технологическая обвязка объектов и оборудования подземного хранилища газа 354
2.3.10. Основные проектные характеристики некоторых подземных хранилищ газа 356
2.3.11. Диспетчерско-технологические задачи по управлению подземными хранилищами газа 358

2.3.1. 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.

2.3.2. 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.

2.3.3. 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.

2.3.3.1. Подземные хранилища газа в истощённых месторождениях

Истощённые газовые месторождения во многих случаях оказываются наилучшими объектами для создания в них ПХГ, поскольку 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 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, 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.

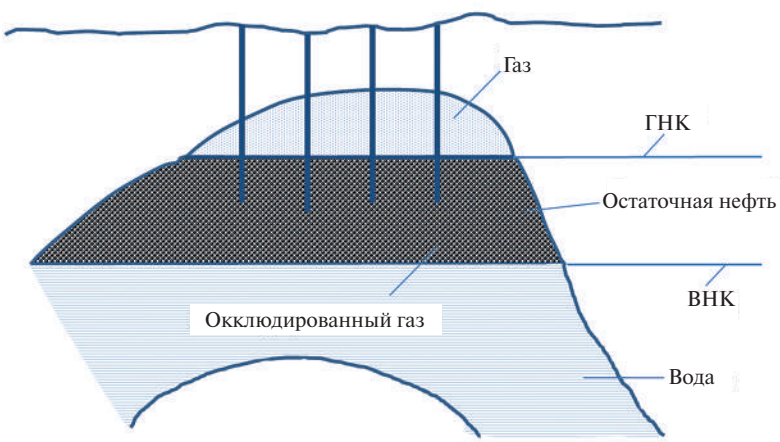


Рис. 2.3.1. Схематический разрез нефтяной залежи в конце эксплуатации

2.3.3.2. Подземные хранилища газа 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).

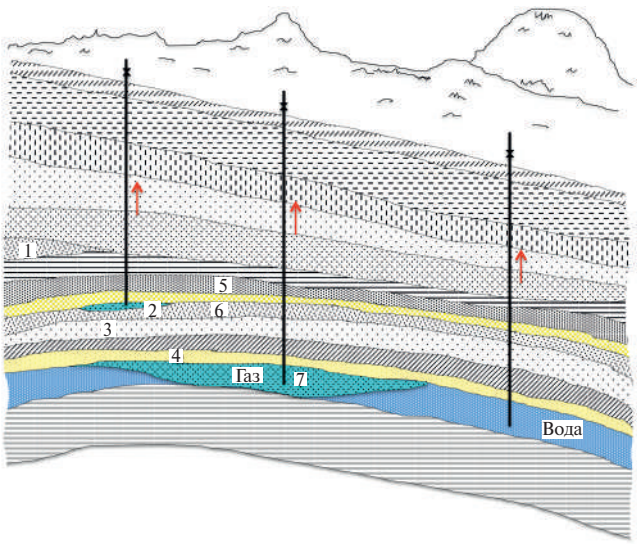
Пористые водоносные пласты, пригодные для подземного хранения газа, находятся на глубинах от 300 и более метров. Для строительства ПХГ в водоносных горизонтах необходимо присутствие одновременно сразу нескольких факторов:

- 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 в несколько квадратных километров с относительно небольшой (10–15 *м*) разницей высоты 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, более непроницаемым пластом (кровлей) для того, чтобы препятствовать утеканию газа вверх, в другие пласты, или выходу газа на поверхность земли через трещины. В то же время он должен иметь соответствующую форму, образующую «ловушку». И всё это: и слой-коллектор, и газонепроницаемый слой – должно быть укрыто сверху ещё несколькими слоями покрышки, что 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 прорыву на поверхность земли. За этим следят с помощью контрольных и наблюдательных скважин, вскрывающих основной и контрольные водоносные пласты.

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



1 – выклинивание пласта; 2 – вторичная залежь; 3 – литологические изменения; 4 – непроницаемая покрышка; 5 – пласт; 6 – контрольный водоносный пласт; 7 – основной водоносный пласт

Рис. 2.3.2. Геологический разрез водоносного пласта

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.

2.3.3.3. Подземные хранилища газа в твёрдых горных породах

ПХГ в непроницаемых горных породах – это естественная или искусственно 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:
  - шахты;
  - каверны;
- 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. 2.3.3. 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 зависи-

мости 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.

2.3.4. Виды подземных хранилищ газа

ПХГ в зависимости от места расположения и активного объёма подразделяются на следующие виды:

- на базовые;
- региональные;
- локальные.

В зависимости *от режима работы* ПХГ подразделяются:

- на сезонные;
- пиковые.

2.3.4.1. Базовые

Базовое ПХГ можно характеризовать объёмом активного газа (см. стр. 352) 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.

2.3.4.2. 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.

2.3.4.3. 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.

2.3.4.4. 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 также необходимо выдерживать плановые технологические режимы отбора и закачки газа.

2.3.4.5. 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.

2.3.5. Принципы технологии подземного 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, тем самым избежав прорыва воды в область газа и изолирования газовых пузырей 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 образует 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 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.

2.3.6. Структура запасов подземного 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 эксплуатаци, т.е. это тот газ, который поддерживает существование газового «пузыря». Буферный газ нужен:

- для создания в хранилище определённого давления в конце отбора;
- обеспечения необходимого дебита 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 дебит 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.

2.3.7. Потери газа в подземном хранилище

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 подземных водах;
    - миграция газа по пластам пород и др.;
- технические:
  - негерметичность колонных оголовков скважин;
  - дефекты эксплуатационных колонн 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.

2.3.8. 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;

- коллекторы;
- установки комплексной подготовки газа;

• компрессорные цеха;
• газоизмерительные станции или установки замера расхода газа;
• газопроводы подключения;
• энергохозяйство:
- аварийная электростанция;
- трансформаторная подстанция;
- закрытое распределительное устройство;

• вспомогательные объекты:
- котельная;
- маслохозяйство;
- объекты водоподготовки и канализации.

2.3.9. Технологическая обвязка объектов и оборудования подземного хранилища газа

В состав принципиальной технологической схемы (рис. 2.3.4) 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.

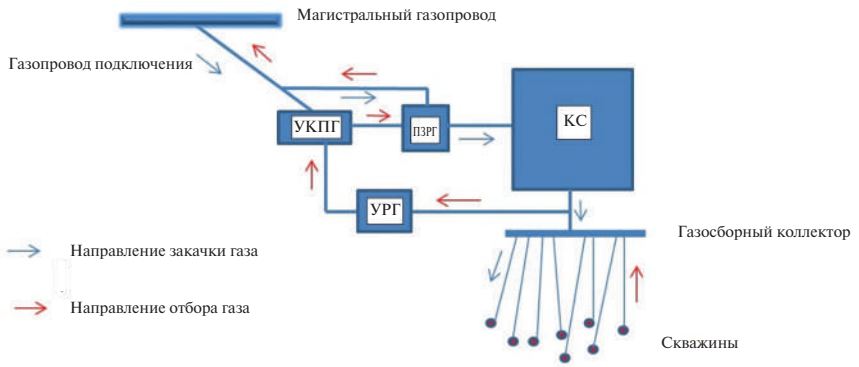


Рис. 2.3.4. Принципиальная технологическая схема ПХГ

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 компримирования 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.

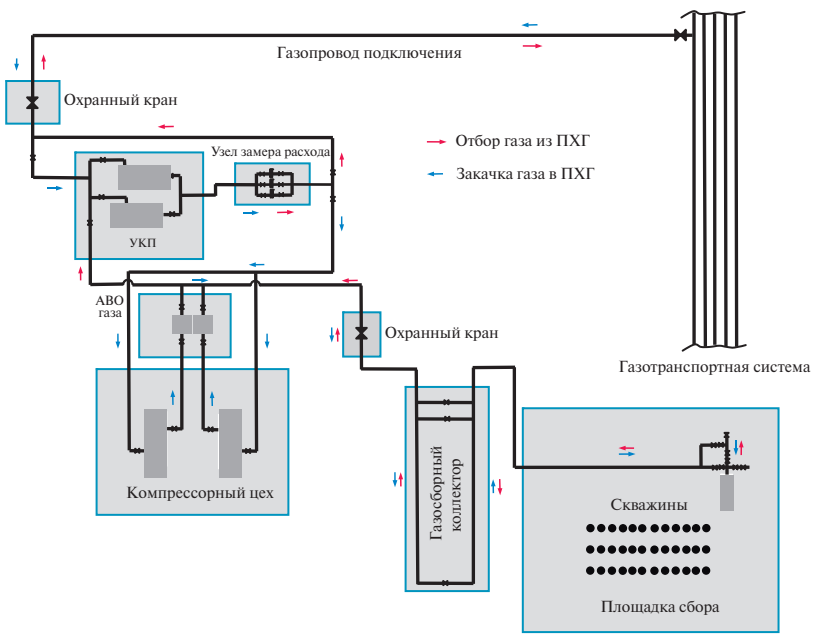


Рис. 2.3.5. Технологическая схема Карашурского ПХГ

Технологические схемы различных ПХГ отличаются друг от друга. Скважины могут быть объединены в кусты скважин. В ПХГ может быть несколько

газосборных коллекторов и компрессорных цехов. УКПГ делятся 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 подключаеся к разным магистральным газопроводам, и поэтому газопроводов подключения может быть несколько. Иногда разделяют газопроводы подключения, работающие на закачку и отбор (рис. 2.3.5).

Технологическая обвязка оборудования дожимной компрессорной станции ПХГ принципиально мало чем отличается от технологической обвязки линейной КС. Здесь также присутствуют 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.

2.3.10. Основные проектные характеристики некоторых подземных хранилищ газа

Таблица 2.3.1

ПХГ в истощённых месторождениях

№ п/п	Наименование ПХГ	Объём, *млн м³*			Пластовое давление, *МПа*		Суточная производительность, *млн м³/сут*			Период отбора, *сут*
		всего	активный	буферный	макс.	мин.	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	Дмитровское	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 2.3.2

ПХГ в водоносных слоях

№ п/п	Наименование ПХГ	Объём, *млн м³*			Пластовое давление, *МПа*		Суточная производительность, *млн м³/сут*			Период отбора, *сут*
		всего	активный	буферный	макс.	мин.	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	150
7	Карашурское	2190	1070	1190	—	—	15,2	6,6	7,6	195
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

№ п/п	Наименование ПХГ	Объём, *млн м³*			Пластовое давление, *МПа*		Суточная производительность, *млн м³/сут*			Период отбора, *сут*
		всего	активный	буферный	макс.	мин.	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 приложении 2.

На основании приведённых данных и схемы расположения 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 (например, Хадум), по своим показателям отвечающие этим требованиям. Однако расположение и подключение ПХГ к определённым участкам ЕСГ не дают 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.

2.3.11. 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 расчёт пластового давления;
- оценочный расчёт водного фактора по скважинам и ПХГ в целом;
- расчёт потоков газа и пропускной способности оборудования и трубопроводов наземного технологического комплекса;
- оценка величины 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 КИПиА;
    - оборудования ГРС;
    - оборудования энерговодоснабжения;
  - стравливание газа из газопроводов и оборудования:
    - шлейфов скважин;
    - сосудов;
    - технологических коммуникаций КЦ;
    - оборудования КИПиА;
    - оборудования ГРС;
    - оборудования энерговодоснабжения;
  - 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;
    - стравливание контура нагнетателя;
    - работу турбодетандера;
    - перестановку пневмоприводных кранов ГПА;

- прочие топливные нужды:
  - подогрев газа:
    - топливного;
    - пускового;
    - импульсного;
    - 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;
  - работу оборудования КИПиА;
  - при дегазации метанола;
  - дегазации ДЭГа;
  - дегазации промышленных стоков;
  - на заправку и работу метанольного устройства;
  - при обслуживании приборов КИПиА;
  - в процессе капитального ремонта;
  - при проверке работоспособности предохранительных клапанов;
  - отборе проб для химического анализа;
  - прочее, не вошедшее ни в один из пунктов;
- потери пластовые.

Оценочный расчёт пластового давления производится на основе замеров расходов и давления на устье скважин.

Оценочный расчёт водного фактора по скважинам и 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 расчёта отношения объёма воды на объём отобранного газа.

Для оценки водного фактора по скважине используются расчётное или измеренное значение расхода газа за единицу времени и объём сепарированной воды за тот же интервал времени. Отношение этих двух величин, умноженное на эмпирический коэффициент, позволяет дать приблизительную оценку водного фактора по скважине:

$$W = K \cdot Q_{\text{воды}} / Q_{\text{газа}}, \qquad (2.3.1)$$

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 расчёта или замера расхода воды определяется в зависимости от технологических особенностей работы того или иного ПХГ при отборе газа и сепарации воды на скважине (рис. 2.3.6).

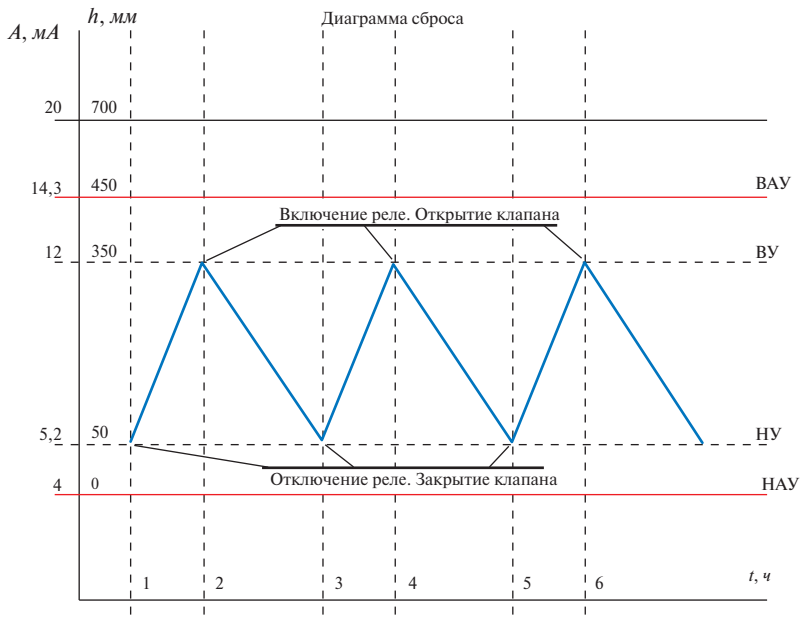


Рис. 2.3.6. Пример расчёта оценки расхода воды по скважине

Для расчёта расхода газа в методике оценки водного фактора целесообразно использовать метод прямого замера (показания газовых счетчиков). Эмпирический коэффициент K 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, пластам (горизонтам) и т.д.

Оценочный расчёт потоков газа и пропускной способности оборудования и трубопроводов наземного технологического комплекса проводится с целью определения ограничений по производительности и 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 определяется минимальная и максимальная пропускная способность системы при

существующем (или заданном) 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. Изменения 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.

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 объёма активного газа или пластового давления (рис. 2.3.7).

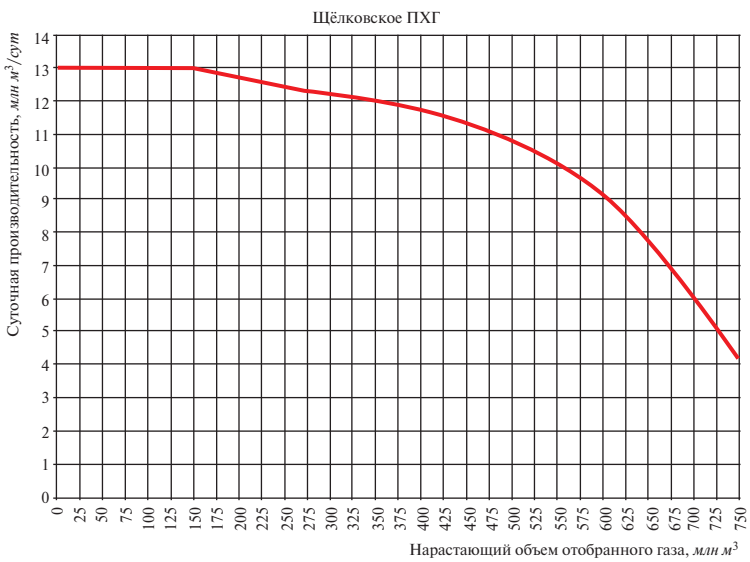


Рис. 2.3.7. Пример зависимости суточной производительности отбора газа из ПХГ от объёма активного газа

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. 2.3.8).

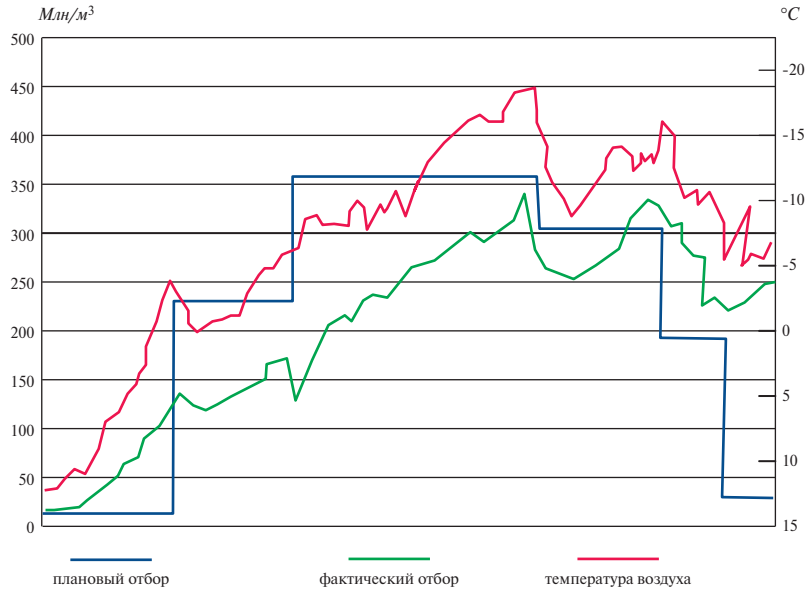


Рис. 2.3.8. Пример изменения объёмов суточного отбора из ПХГ России в зависимости от температуры наружного воздуха

2.4. Компрессорные станции

2.4.1. Введение 365
2.4.2. Виды компрессорных станций 365
2.4.3. Технологическая структура компрессорных станций 366
2.4.3.1. Технологические трубопроводы компрессорных станций 368
Запорная арматура 368
Виды запорной арматуры на компрессорных станциях 368
2.4.3.2. Схемы технологической обвязки компрессорных станций . . . 368
2.4.3.3. Узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу 371
Камеры приема и запуска очистных устройств 372
2.4.3.4. Установка очистки технологического газа 374
Пылеуловители 374
Фильтры-сепараторы 375
2.4.3.5. Установка охлаждения технологического газа 376
2.4.3.6. Газоперекачивающие агрегаты 377
Типы газоперекачивающих агрегатов 377
Газотурбинные установки 377
Стационарные газотурбинные установки 377
Авиационные газотурбинные установки 379
Судовые газотурбинные установки 383
Электроприводные газоперекачивающие агрегаты 386
Газомоторные газоперекачивающие установки 387
Нагнетатели природного газа 387
2.4.3.7. Компоновка газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях 391
2.4.3.8. Диспетчерское управление на компрессорных станциях 393
Газоперекачивающие агрегаты как инструмент управления 393
Аппараты воздушного охлаждения газа как инструмент управления 393
Технологические газопроводы компрессорной станции как инструмент управления 394
2.4.3.9. Принцип работы газотурбинной установки 395
Схемы газотурбинных установок 396
2.4.3.10. Энергетическое оборудование компрессорных станций 399
2.4.3.11. Склад горюче-смазочных материалов и маслохозяйство компрессорных станций 401
2.4.3.12. Теплоснабжение, водоснабжение и канализация компрессорных станций 402

2.4.1. 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.

2.4.2. Виды компрессорных станций

На магистральных газопроводах различают три основных вида КС:

- головные;
- линейные:
  - реверсивные;
  - узловые;
- дожимные.

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).

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.

2.4.3. Технологическая структура компрессорных станций

Компоновки технологического оборудования КС (КЦ) могут отличаться друг от друга. Однако существует классический набор оборудования, который в том или ином виде в обязательном порядке присутствует на всех КС (рис. 2.4.1). 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.

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.

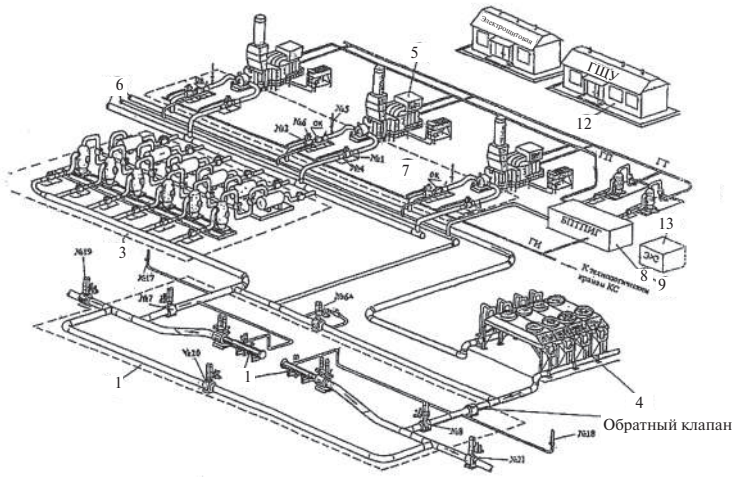


Рис. 2.4.1. Компоновка основного оборудования компрессорной станции

Установка охлаждения технологического газа, или аппараты воздушного охлаждения газа (АВО) предназначены 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 предназначен 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.

2.4.3.1. 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 технологическими трубопроводами КС, или трубопроводами технологической обвязки КС.

Запорная арматура

Трубопроводная арматура (краны, вентили, задвижки, клапаны и т.д., см. стр. 329) представляет собой устройства, предназначенные для управления потоками газа (отключение и включение участков трубопроводов, аппаратов, оборудования) на трубопроводах КС.

Виды запорной арматуры на компрессорных станциях

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 неполнонапорными ЦБН.

Агрегатные краны относятся непосредственно к обвязке нагнетателя и обеспечивают его подключение к технологическим трубопроводам КС.

2.4.3.2. Схемы технологической обвязки компрессорных станций

В зависимости от применяемых на КС типов нагнетателей (полнонапорных, неполнонапорных) 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.

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 работы двух и даже трёх ГПА, когда газ с выхода ЦБН одного ГПА подаётся на вход ЦБН другого ГПА.

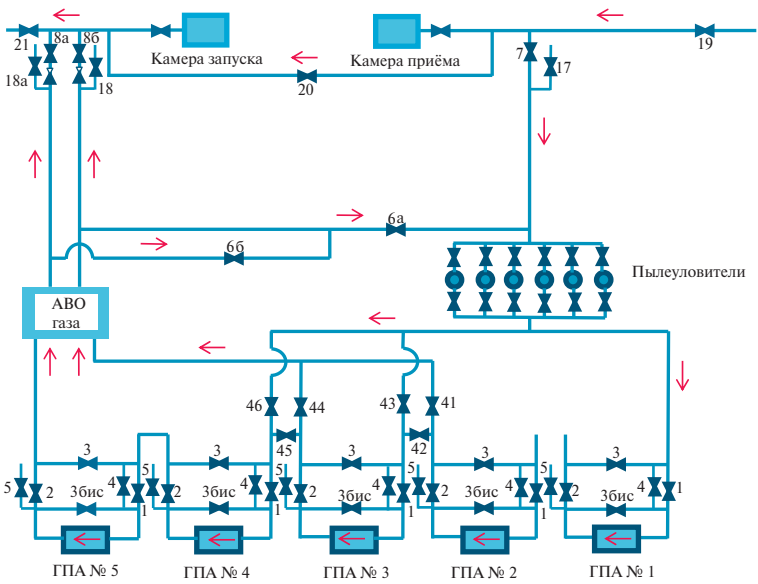


Рис. 2.4.2. Принципиальная технологическая схема КС с последовательной обвязкой ГПА с неполнонапорными центробежными нагнетателями

Краны в схеме обвязки нагнетателей с неполнонапорными нагнетателями имеют следующее назначение и нумерацию (рис. 2.4.2):

- № 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 двух или трех 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 газовоздушной смеси) контура ЦБН перед пуском и сбросом газа в атмосферу при остановках ГПА;
- № 6 – краны группы шестых 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.

Краны в схеме обвязки нагнетателей с полнонапорными нагнетателями имеют следующее назначение и нумерацию (рис. 2.4.3):

- № 1 – устанавливается на входном трубопроводе и служит для подачи газа в ЦБН;
- № 2 – устанавливается на выходном трубопроводе и служит для подачи газа из 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 газовоздушной смеси) контура ЦБН перед пуском и сброса газа в атмосферу при остановках ГПА;
- № 6 – кран линии пускового контура применяется только в схемах с полнонапорными ЦБН и обеспечивает работу ГПА на малое станционное кольцо;
- № 6А – краны группы шестых кранов соединяют входной и выходной шлейфы (трубопроводы между КЦ и узлом подключения) и предназначены для вывода работающих ГПА на малое станционное кольцо.

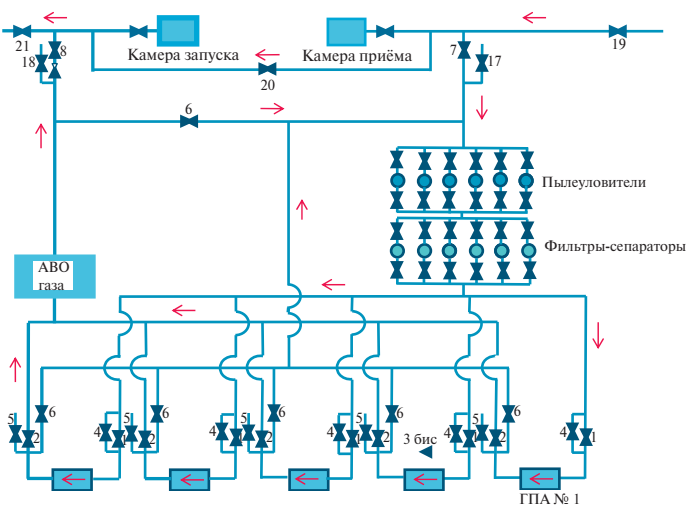


Рис. 2.4.3. Принципиальная технологическая схема КС с параллельной обвязкой ГПА с полнонапорными центробежными нагнетателями

2.4.3.3. Узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу

Основным назначением узла подключения являются:

- 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;
- проведении 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 в ручную 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 [83].

Нумерация технологической запорной арматуры (в том числе и на узле подключения) в зависимости от её назначения принята единой для всех КС (СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов» [84]).

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 (краны № 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 очистных устройств

Камеры приёма и запуска очистных устройств и диагностических снарядов (внутритрубных устройств) предназначены для периодического их запуска в трубопровод и приёма из трубопровода (рис. 2.4.4). Камеры устанавливаются на узлах подключения КЦ КС или на отдельных магистральных газопроводах.

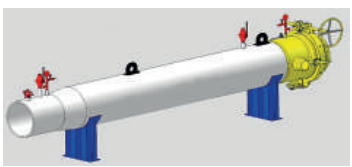


Рис. 2.4.4. Общий вид камеры приёма внутритрубного снаряда

По месту расположения технологических патрубков к направлению движения газа камеры изготавливаются в левом и правом исполнении.

Современные камеры оборудуются грузоподъёмными механизмами, механическими устройствами доставки внутритрубных снарядов в камеру и извлечения их из камеры (рис. 2.4.5).

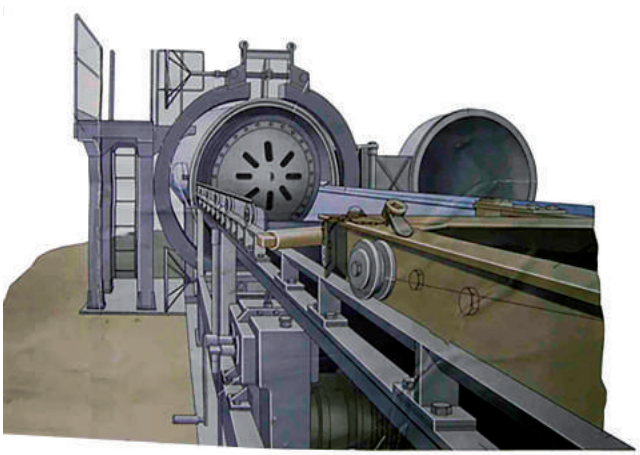


Рис. 2.4.5. Камера приёма внутритрубного устройства

Камеры приёма и запуска внутритрубных устройств соединены трубопроводами с технологической обвязкой узла подключения КС или магистральным газопроводом (рис. 2.4.6). Путём увеличения или уменьшения количества газа, подаваемого по этим трубопроводам в камеру, обслуживающий персонал изменяет скорость движения внутритрубного снаряда при его приёме или запуске.

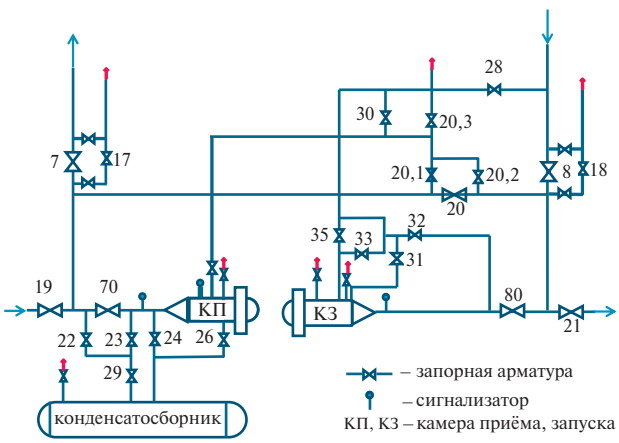


Рис. 2.4.6. Пример схемы обвязки камер приёма и запуска внутритрубных устройств

На объектах ГТС используются стационарные камеры приёма и запуска внутритрубных устройств отечественного (Салаватнефтемаш, Волгограднефтемаш) и зарубежного (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 камеры заводского изготовления, концевого шарового крана. 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».

2.4.3.4. 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 или циклонные пылеуловители (рис. 2.4.7).

Масляные пылеуловители работают по принципу мокрого улавливания разного рода примесей, находящихся в газе. 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 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 по принципу использования инерционных сил для улавливания взвешенных частиц (рис. 2.4.8).

Циклонные пылеуловители более просты в обслуживании, чем масляные. Однако эффективность очистки в них зависит от режима 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).

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

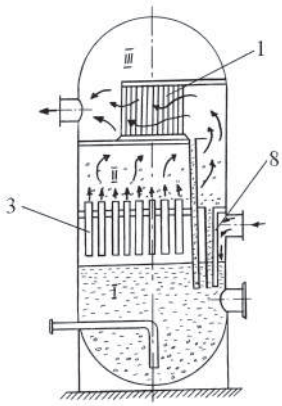


Рис.2.4.7. Масляный пылеуловитель

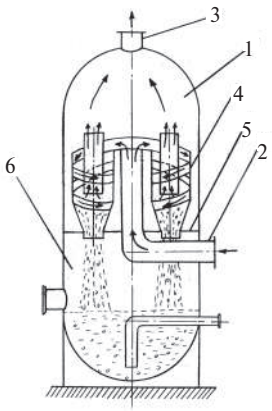


Рис.2.4.8. Циклонный пылеуловитель

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. 2.4.9).

В процессе эксплуатации необходимо контролировать уровень отсепарированной жидкости через датчики, закреплённые на штуцерах (9), и своевременно её удалять через дренажные штуцеры.

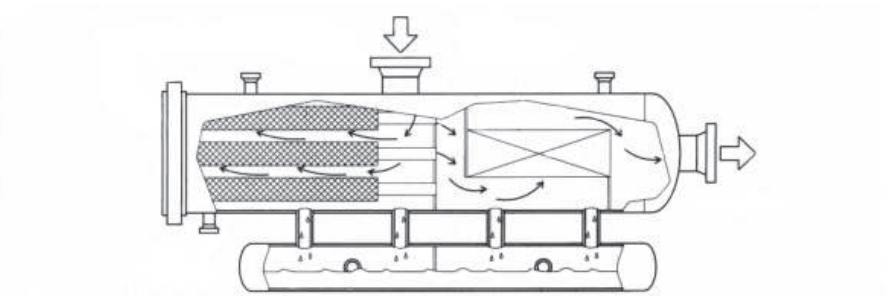


Рис. 2.4.9. Фильтр-сепаратор

Работа фильтра-сепаратора осуществляется следующим образом: газ после входного патрубка с помощью специального отбойного козырька направляется на вход фильтрующей секции, где происходят 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.

2.4.3.5. 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.

Охлаждение технологического газа можно осуществлять в холодильных установках различных систем и конструкций. Наибольшее распространение на КС получили АВО газа (рис. 2.4.10).

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.

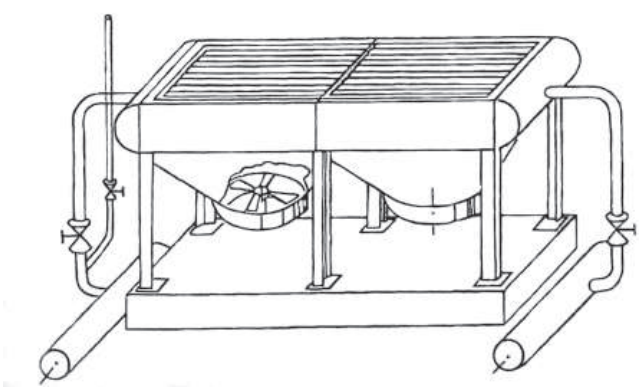


Рис. 2.4.10. АВО газа

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. 2.4.11).

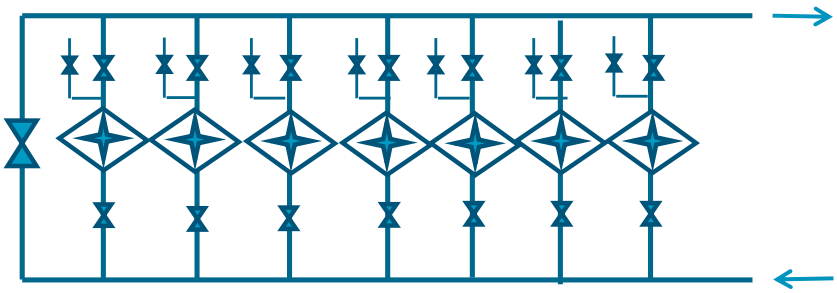


Рис. 2.4.11. Секция АВО газа КС

2.4.3.6. 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 ЦБН от газовой турбины. В свою очередь, ГТУ делятся на подгруппы: стационарные, авиационные и 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 2.4.1

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	
25	ГТН-16М				
26	ГТН-16М1				
27	ГТНР-16	ГТНР-16	Невский завод	16	

Окончание табл. 2.4.1

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Изготовитель ГПА	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
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 «ГТГ Волгоград», ООО «ГТГ Казань», «ГТГ 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 2.4.2

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
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	
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-12-01 и т.п.					В т.ч. «сухой» ЦБН
18	ГПА-12М Урал					
19	ГПА-12ПЦ(Урал)					

Продолжение табл. 2.4.2

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
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	
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	
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-Ц16РН					
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

Продолжение табл. 2.4.2

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
40	ГПА-16Р-АЛ Урал	ГПА-16Р АЛ	АЛ-31СТ	УМПО, ЗАО «Искра-Турбогаз» (УМПО, Сатурн)	16	Реконструкция ГТК-10-4 (КС «Москово 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					
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					

Окончание табл. 2.4.2

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
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
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» ц. № 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	КС «Портовая»

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 2.4.3

Судовые газотурбинные установки

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
1	ГПА-4РМ	ГПА-4РМ	ГТД-4РМ	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-6,3РМ	ГТД-6,3РМ	Сатурн	6,3	
8	ГПА-Ц-8Д/20-2,0М1	ГПА-Ц-8РМ	ГТД-6,3РМ/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. СеверГП КС «Нюксеница» КЦ4 (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/76-1,44М					
16	ГПА-Ц1-16С/76-1,44М1					
17	ГПА-Ц1-16С/76-1.44М2					
18	ГПА-Ц1-16С/76-1,5					
19	ГПА-Ц1-16С/85-1,35М					
20	ГПА-Ц1-16С/85-1,35М1					
21	ГПА-Ц1-16С/85-1,37М					

Окончание табл. 2.4.3

№ п/п	Тип ГПА	Групповой тип ГПА	Привод	Изготовитель ГПА (двигателя)	Единичная мощность, *МВт*	Примечание
22	ГПА-Ц1-16С/85-1,5	ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2	СНПО (Зоря-Машпроект)	16	Блочно-комплектный ГПА
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					
28	ГПА-Ц5-16С/76-3,0					
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 электроприводных ГПА относятся агрегаты, приводом которых служит электрический двигатель большой мощности.

В настоящее время на ГТС ЕСГ используются следующие типы электроприводных ГПА:

Таблица 2.4.4

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 «ГТГ Краснодар», ДКС «Каневское»
2	7ВКГ-30/7	7ВКГ-30/7	Казанькомпрессормаш (привод)	0,2	ООО «ГТГ Краснодар» ДКС «Каневское»
3	6ГВ-18/6-17	6ГВ-18/6-17	Казанькомпрессормаш (привод)	0,4	ООО «ГТГ Краснодар» ДКС «Каневское»
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	ГТГ 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	Блочно-комплектный, в индивидуальном здании
16	ЭГПА-2-12,5			12,5	
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 2.4.5

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	
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

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, 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. 2.4.12).

Полнонапорные ЦБН имеют степень сжатия 1,45–1,51 и используются при коллекторной схеме обвязки КС (рис. 2.4.13).

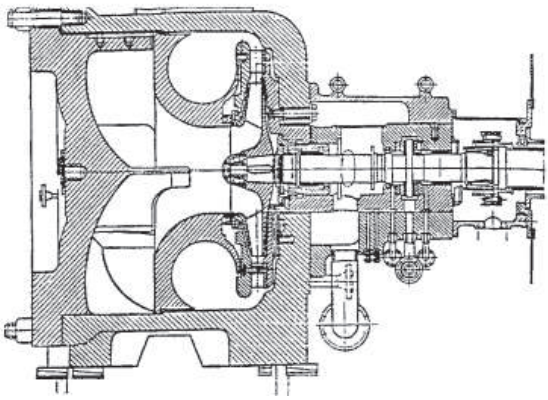


Рис 2.4.12. Неполнонапорный центробежный нагнетатель

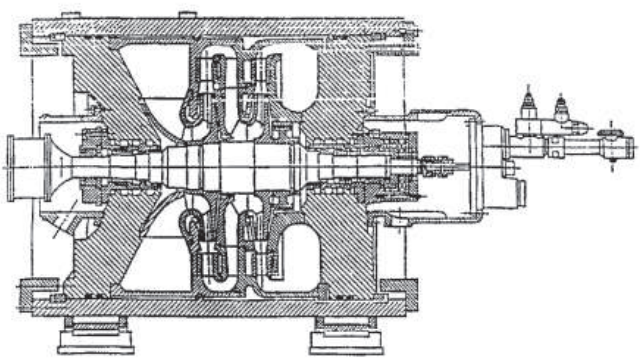
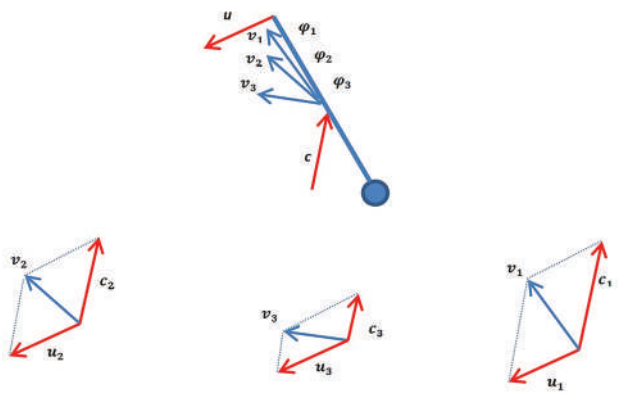


Рис 2.4.13. Полнонапорный центробежный нагнетатель

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, м*^{3}*/мин*, массовую *G, кг/ч*, коммерческую *Q, млн м*^{3}*/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, т.е. постоянной составляющей *u*, от значения *c* будет зависитесь угол φ, под которым поток газа набегает на лопатку (рис. 2.4.14).



нормальный режим помпажный режим вентиляторный режим

Рис. 2.4.14. Иллюстрация изменения относительной скорости потока на лопатке ЦБН

ЦБН может работать в одном из трёх режимов:

- *нормальный режим* работы связан с нормальным обтеканием лопаток рабочего колеса. В этом случае угол φ невелик (для большинства нагнетателей в пределах 10°), 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.

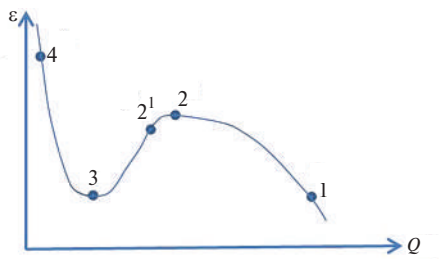
Скорость потока газа непосредственно определяет расход газа через нагнетатель. Описанные выше режимы обуславливают специфический вид нагрузочных или газодинамических характеристик ЦБН. Если скорость вращения вала ЦБН будет постоянна, то при изменении через него расхода газа представленная на рис. 2.4.15 характеристика будет иметь следующий вид.

На характеристике нагнетателя, построенной в координатах ε–*Q,* можно выделить четыре участка (рис. 2.4.15):

- участок до 1 соответствует вентиляторному и турбодетандерному режиму работы;
- участок 1–2 характеризует нормальный режим работы;
- участок 2–3 – участок развития срыва потока;

- участок 3–4 – режим постоянного срыва потока на лопаточном аппарате ЦБН (помпажный режим);
- точка 2 соответствует максимальной степени сжатия, которую может развить ЦБН при данной скорости;
- точка 2^1 соответствует первому (началу) срыву потока.

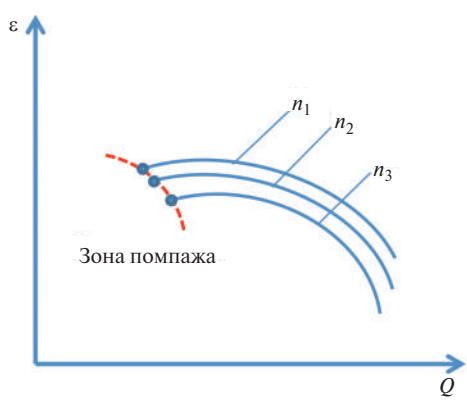
Для практического применения газодинамических характеристик нагнетателя применяют следующие условия (рис. 2.4.15):



ε – степень сжатия;
Q – объёмный расход газа через нагнетатель

Рис. 2.4.15. Газодинамическая характеристика ЦБН

- 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.



n_i *– рабочие обороты вала нагнетателя*

Рис. 2.4.16. Рабочая приведённая газодинамическая характеристика ЦБН

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 нагне-

тателя), характерные изменения звука (подвывания).

Каждый тип нагнетателя имеет свою характеристику, которая строится при его испытаниях. В характеристике нагнетателя зависимость степени сжатия ε от приведённого объёмного расхода газа $Q_{пр.}$ дополняют зависимостями политропного КПД $\eta_{пол.}$ и удельной приведённой мощности ($N_i/\rho_{вх.пр.}$). Строятся такие характеристики для заданного (или рассчитанного) значения газовой постоянной $R_{пр.}$, коэффициента сжимаемости $z_{пр.}$, показателя адиабаты, принятой расчётной температуры газа на входе нагнетателя $T_{вх.}$, в принятом диапазоне изменений приведённой относительной частоты вращения ротора ЦБН $(n/n_0)_{пр.}$.

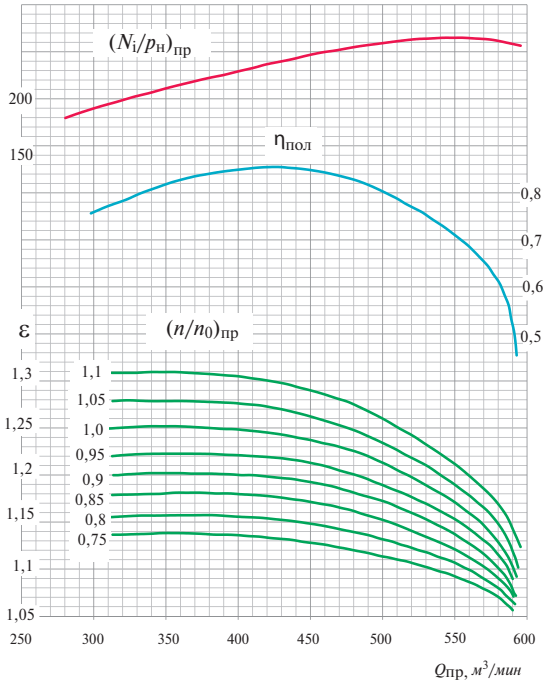


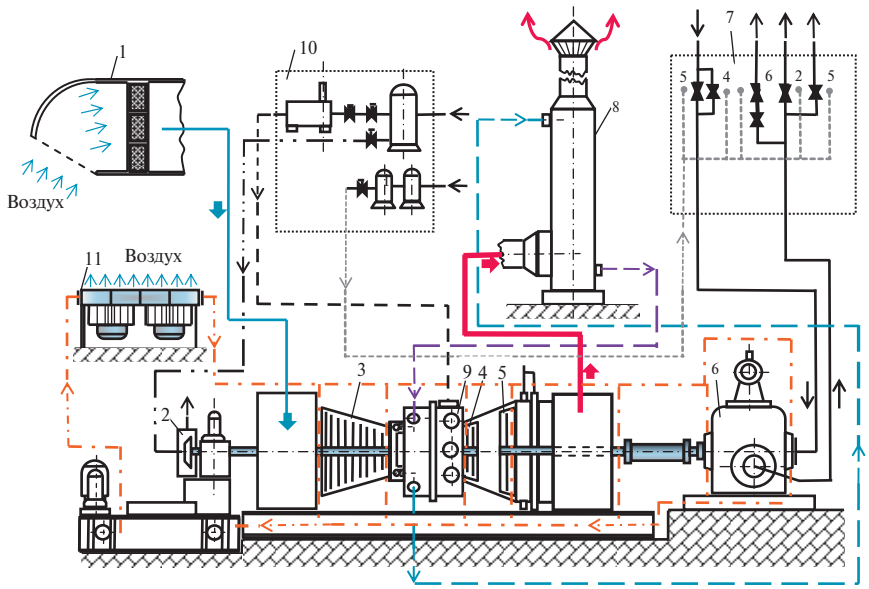
Рис. 2.4.17. Приведённая характеристика центробежного нагнетателя

Приведённые характеристики полнонапорных и неполнонапорных нагнетателей имеют одинаковый вид (рис. 2.4.17).

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.

2.4.3.7. 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. 2.4.18).



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; 9 – камера сгорания; 10 – блок подготовки пускового, топливного и импульсного газа; 11 – АВО масла

Рис. 2.4.18. 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 стартёр) необходимо для первоначального раскручивания ОК и 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. ЦБН представляет собой центробежный газовый компрессор и предназначен для компримирования природного газа. Регенератор (воздухоподогреватель) представляет собой теплообменный аппарат для повышения температуры воздуха, поступающего после ОК в 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. АВО масла предназначены для охлаждения масла после подшипников турбин и нагнетателя.

2.4.3.8. 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 своевременным принятием мер к недопущению их отклонений от установленных.

Инструментом диспетчерского управления на КС являются:

- ГПА;
- АВО газа;
- технологические трубопроводы КС.

Газоперекачивающие агрегаты 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 2.5.4.2).

Аппараты воздушного охлаждения газа как инструмент управления

Следующим инструментом диспетчерского управления режимом работы КС являются АВО газа. Опыт эксплуатации АВО газа на КС показывает, что снижение температуры газа в этих аппаратах можно осуществить примерно на 15–20 °*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

$$t_{т.р} < t_{ср.} < t_{max.изол.}, \qquad (2.4.1)$$

где $t_{ср.}$ – средняя температура транспортируемого газа;
$t_{т.р}$ – температура точки росы транспортируемого газа;
$t_{max.изол.}$ – максимально допустимая температура изоляционного покрытия трубопровода.

Диспетчерский персонал обязан контролировать температуру охлаждения газа на АВО, особенно в зимнее время. С одной стороны, 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 компримирования 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

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \sqrt{\frac{T_{\text{ср.2}}}{T_{\text{ср.1}}}}, \qquad (2.4.2)$$

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 4.2).

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.

2.4.3.9. 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. 2.4.19).

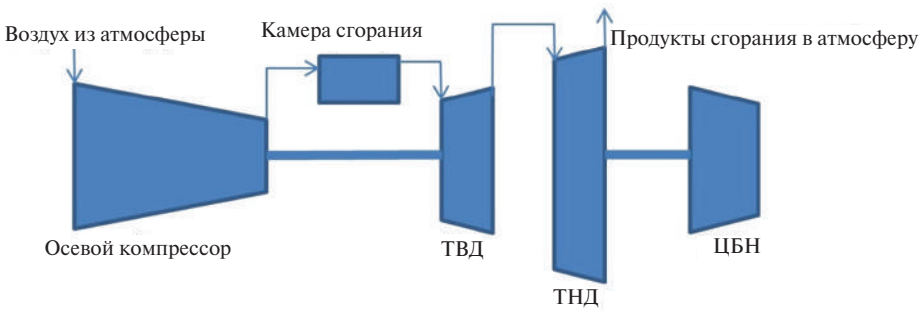


Рис. 2.4.19. Принципиальная схема газовой турбины

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 происходят образование газовоздушной 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) направляется 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.

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.

В одновальных установках все элементы ГПА – осевой компрессор, газовая турбина и ЦБН – находятся на одном валу (рис. 2.4.20). 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.

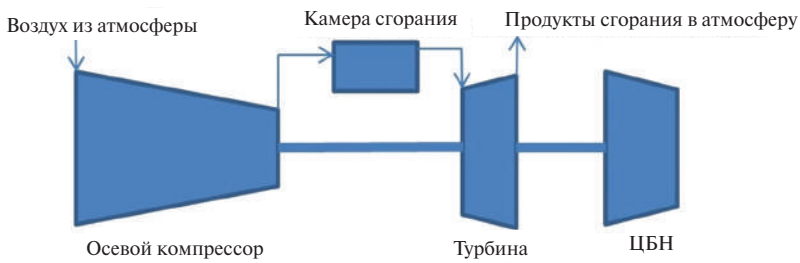


Рис. 2.4.20. Принципиальная простейшая одновальная схема газовой турбины

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. 2.4.21). 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 враще-

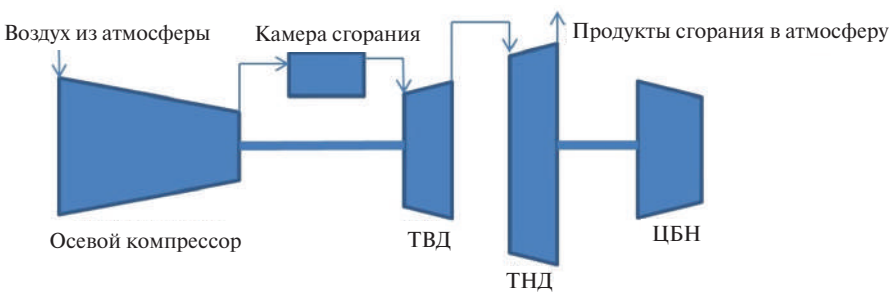


Рис. 2.4.21. Принципиальная простейшая двухвальная схема газовой турбины

ния 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.

Рабочий процесс ГПА с регенерацией теплоты отходящих газов (рис. 2.4.22) 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 °С. Подогретый воздух поступает в камеру сгорания, где и происходит сгорание газовоздушной 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.

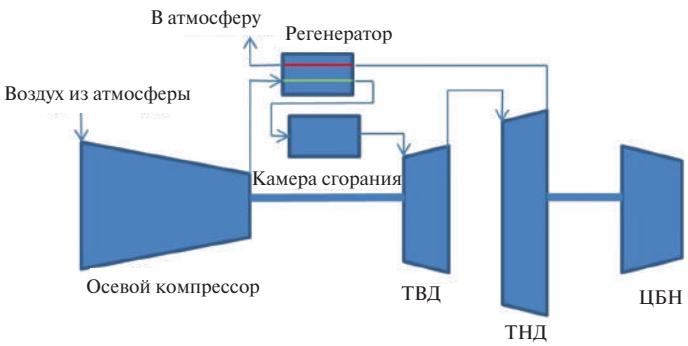
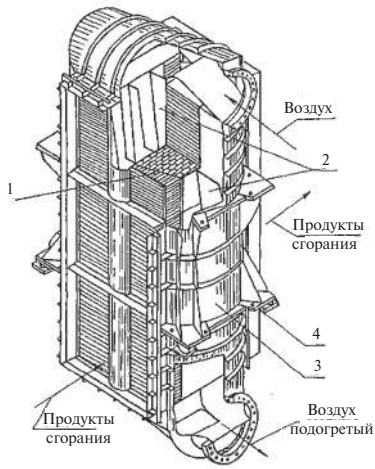


Рис. 2.4.22. Принципиальная двухвальная схема газовой турбины с регенерацией теплоты отходящих газов

В настоящее время на ГТС применяются регенераторы пластинчатого и трубчатого типа (рис. 2.4.23 и 2.4.24).

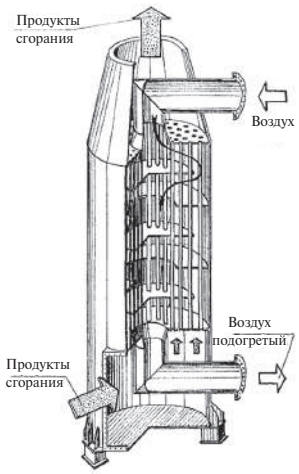
Схемы ГТУ простого цикла с двумя осевыми компрессорами без промежуточного охлаждения воздуха между ними, независимой силовой турбиной для привода нагнетателя, созданные по типу авиационных ГТУ (рис. 2.4.25), позволяют получать высокую степень сжатия воздуха и обеспечивать оптимальную работу компрессора на пусковых и переменных режимах эксплуатации.

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 применением схемы «вал в валу».



1 – теплообменные поверхности; 2 – рёбра; 3 – коллектор; 4 –опора

Рис 2.4.23. Регенератор пластинчатого типа



1 – трубчатый пучок; 2 – трубная доска; 3 – разделительная трубная доска; 4 – камера продуктов сгорания; 5 – коллектор; 6 – опора

Рис. 2.4.24. Регенератор трубчатого типа

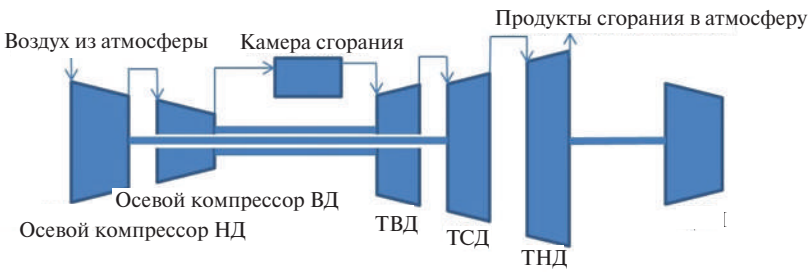


Рис. 2.4.25. Принципиальная схема газовой турбины с двумя компрессорами и тремя турбинами

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 ещё больше увеличить КПД установки – до 45 % и выше (рис. 2.4.26).

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. 2.4.27).

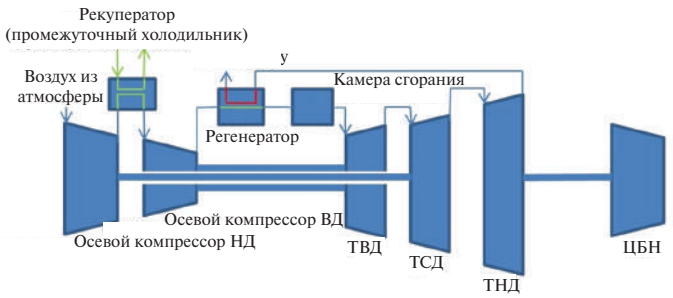


Рис. 2.4.26. Принципиальная схема газовой турбины с двумя компрессорами и тремя турбинами, промежуточным отводом теплоты при сжатии и регенерацией

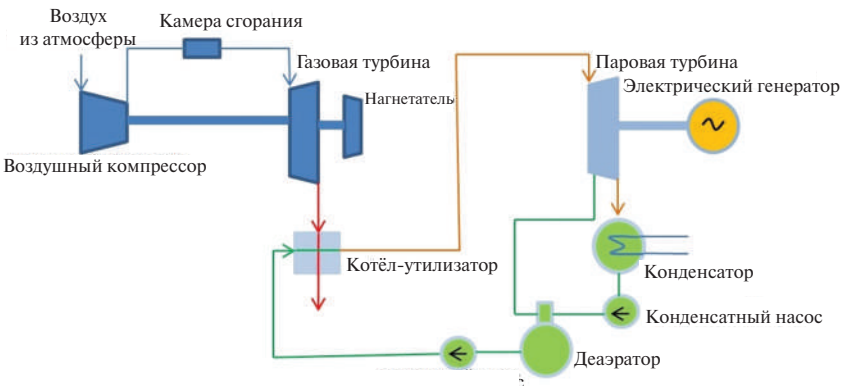


Рис. 2.4.27. Принципиальная схема парогазовой установки

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 %.

2.4.3.10. Энергетическое оборудование компрессорных станций

В состав энергетического оборудования КС входят понижающая трансформаторная установка, обеспечивающая снижение напряжения с питающих линий электропередач; распределительное устройство, где установлены ввод-ные и распределительные отключающие устройства; 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.

Электроснабжение КС осуществляется от внешних сетей по воздушно-кабельным линиям (2) от понижающей подстанции 35–110/10 *кВ* (1) (рис. 2.4.28).

Приём и распределение электроэнергии происходят 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 2–4 *с*.

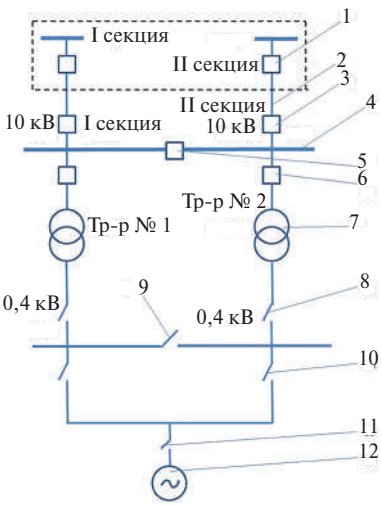


Рис. 2.4.28. Принципиальная схема электроснабжения КС

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.

Потребители энергии КС разделяются по степени надёжности электроснабжения на 1-ю, 2-ю и 3-ю 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 24 *В*.

2.4.3.11. Склад горюче-смазочных материалов и маслохозяйство компрессорных станций

Система маслоснабжения КС включает общецеховую и агрегатную системы (рис. 2.4.29).

Общецеховая маслосистема предназначена для приёма, хранения и предварительной подготовки масла перед подачей его в расходную ёмкость компрессорного цеха. Эта система включает 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 установлены маслоочистительная машина, насосы (7), система маслопроводов с запорной арматурой (6).

Из склада ГСМ масло по трубопроводам поступает в расходную ёмкость компрессорного цеха. Эта ёмкость используется для подпитки ГПА маслом

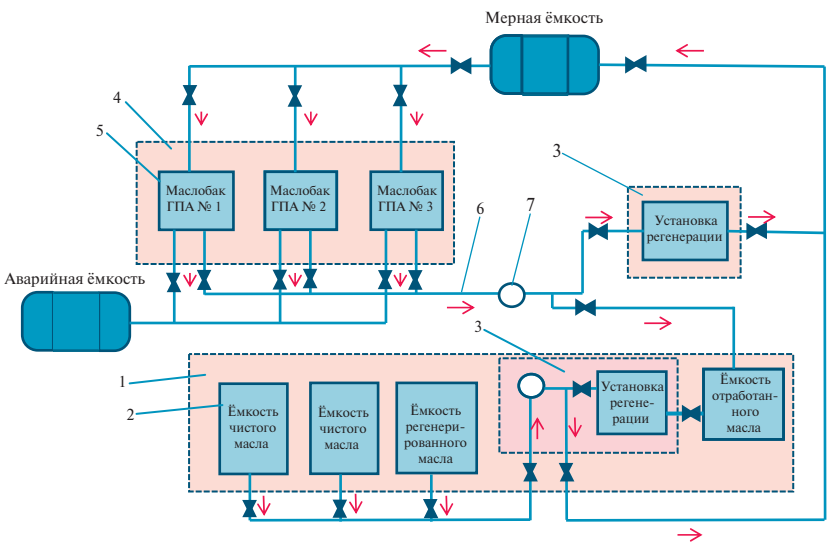


Рис. 2.4.29. Принципиальная схема маслосистемы КС

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 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») от прохода газа. Агрегатные маслосистемы могут конструктивно отличаться друг от друга в зависимости от типов ГПА.

2.4.3.12. 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 других соединений 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.

2.5. Газораспределительные станции

2.5.1. Назначение 405
2.5.2. Виды газораспределительных станций 405
2.5.3. Типы газораспределительных станций 407
2.5.4. Структура и состав оборудования газораспределительной станции 408
2.5.4.1. Узел очистки газа 408
2.5.4.2. Узел подогрева газа 409
2.5.4.3. Узел регулирования давления газа 409
2.5.4.4. Узел замера расхода газа 415
2.5.4.5. Узел одоризации газа 417
Виды одоризационных установок 418
Жидкостные установки одоризации газа 419
Установки одоризации газа испарительного типа 422
2.5.5. Нетрадиционные технологии, используемые на ГРС 424
2.5.5.1. Многоступенчатое дросселирование 425
2.5.5.2. Дросселирование в замкнутое пространство 425
2.5.5.3. Дросселирование через слой шаровой засыпки 426
2.5.5.4. Турбодетандерные установки 427
Совместный режим работы ГРС – АГНКС 427
2.5.5.5. Применение вихревой трубы Ранка – Хилша на ГРС 428
Подогрев газа перед регулятором давления газа 429
Очистка газа от жидкости и механических примесей 430
Схемы совместной работы вихревой трубы и регулятора давления на ГРС 430
2.5.5.6. Жидкостные трансформаторы потенциальной энергии газа 431
2.5.5.7. Сжижение природного газа 432
2.5.6. Диспетчерское управление газораспределительными станциями 433
2.5.6.1. Особенности газоснабжения в Российской Федерации 435
Статус «неотключаемых» потребителей 437
Газоснабжение в аварийных ситуациях и при ограничении режима потребления 440
Население и коммунально-бытовые потребители 443

2.5.1. Назначение

Основным назначением газотранспортной системы является поставка газа от мест его добычи (получения) потребителям. Одним из основных объектов газотранспортной системы является 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;
- подогреве;
- осушке;
- снижении давления;
- одоризации (придания запаха);
- измерении расхода.

ГРС подключается к МГ через газопроводы-отводы.

2.5.2. 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, устанавливаются 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.).

ГРС по виду своего обслуживания подразделяются:

- на централизованные;
- вахтовые;
- надомные;
- периодические;
- необслуживаемые.

Централизованное обслуживание подразумевает отсутствие постоянного обслуживающего персонала на ГРС. Такая форма обслуживания применима при пропускной способности ГРС не более 25000 $м^3/ч$ и её нахождении на расстоянии не более двух 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 $м^3/ч$. Обслуживающий персонал находится на ГРС круглосуточно. В зависимости от мощности ГРС возможно наличие двух и более операторов. При пропускной способности 500000 $м^3/ч$ и более наличие двух операторов круглосуточно обязательно. 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 $м^3/ч$. 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 $м^3/ч$ 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 выводится 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» на централизованном обслуживании находится 6,4 %, на вахтовом – 11,4 %, на надомном – 48,9 %, на периодическом – 32,8 % и всего 0,5 % необслуживаемых ГРС.

2.5.3. 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 также ГРС, изготовленные по индивидуальным проектам.

2.5.4. Структура и состав оборудования газораспределительной станции

Несмотря на большое количество различных типов ГРС, все они имеют принципиально одинаковую технологическую структуру и состав оборудования (рис. 2.5.1).



Рис. 2.5.1. Блок схема-объектов газораспределительной станции

В состав оборудования ГРС входят:
- запорная арматура;
- узлы (блоки) очистки;
- подогрева;
- редуцирования (снижения) давления;
- измерения расхода;
- одоризации газа.

2.5.4.1. Узел очистки газа

Узел (блок) очистки газа 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 действия оборудование для очистки и осушки газа на ГРС не отличается от применяемого на месторождениях и КС.

2.5.4.2. Узел подогрева газа

Узел (блок) подогрева газа предназначен для увеличения температуры газа (поступающего в регуляторы давления газа ГРС), поскольку при редуцировании газа происходит понижение температуры и возможно выпадение гидратов. Подогрев газа осуществляется в водяных или огневых подогревателях.

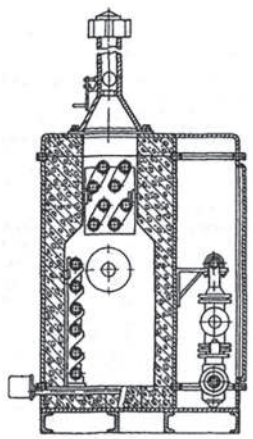


Рис. 2.5.2. Огневой подогреватель газа ПГА-5

Огневой подогреватель представляет собой печь радиально-конвективного типа. Различают огневые подогреватели прямого и непрямого действия.

В подогревателе прямого действия (рис. 2.5.2) 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.

В подогревателе непрямого действия пламя газовых горелок подогревает промежуточный теплоноситель (как правило, смесь воды и диэтиленгликоля). В нем расположен пучок труб, по которым проходит подогреваемый газ. К таким подогревателям относятся ПТПГ, ПТГ и др.

В некоторых конструкциях ГРС подогрев газа происходит с помощью кожухо-трубных подогревателей (рис. 2.5.3), которые подключаются к системе водяного отопления. К таким подогревателям относятся ПГ и др.

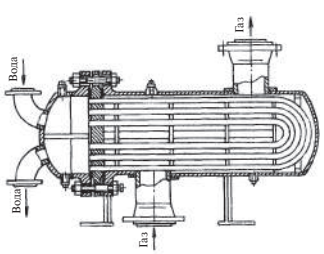


Рис. 2.5.3. Водяной подогреватель газа ПГ-3

2.5.4.3. Узел регулирования давления газа

В узле (блоке) регулирования (редуцирования) давления газа установлены регуляторы давления газа, которые снижают высокое дав-

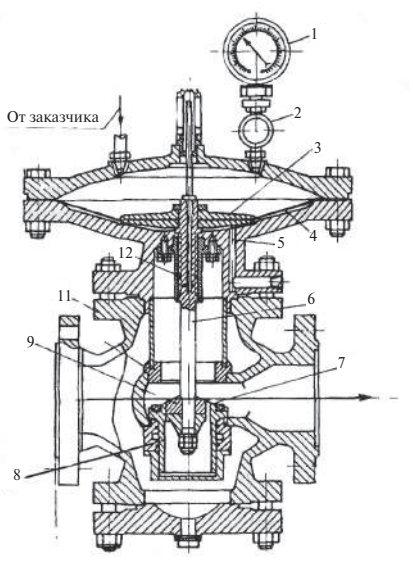
ление газа, поступающего из магистрального газопровода, до среднего давления газа, подаваемого в газораспределительную систему. Обычно величина такого давления составляет 1,2; 0,6 или 0,3 *МПа*. Оборудование УРГ должно автоматически поддерживать заданное на выходе давление и защищать газопроводы газораспределительной 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. 2.5.4) 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).

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



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. 2.5.4. Регулятор давления типа РД

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. 2.5.5) одинаковы по конструкции и состоят:

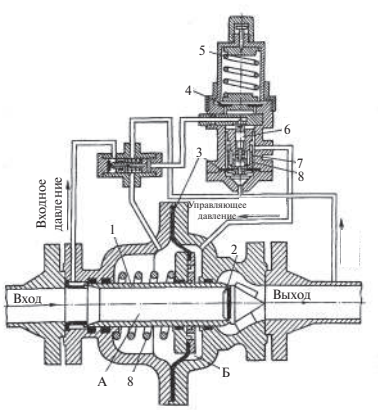
- из исполнительного устройства;
- усилителя;
- редуктора перепада давлений.

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 в 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. Управляю-



1 – затвор; 2 – седло клапана; 3, 4 – мембраны; 5 – пружина; 6 – клапан; 7 – сбросное седло; 8 – возвратная пружина

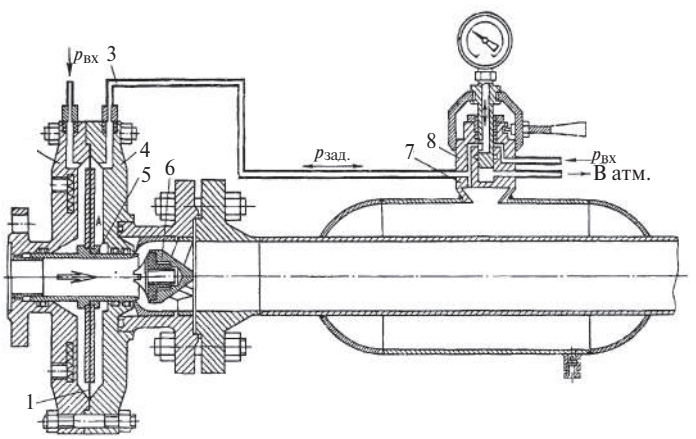
Рис. 2.5.5. Регулятор давления типа РДУ

щее 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.

Прямоточные регуляторы давления типа РДПР (рис. 2.5.6) одинаковы по конструкции и состоят из следующих основных элементов:

- прямоточного регулирующего клапана;
- задающего устройства;
- перепускного запорного клапана.

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, а регулирующий орган – в положении, обеспечивающем заданное давление газа.



1 – мембрана; 2, 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

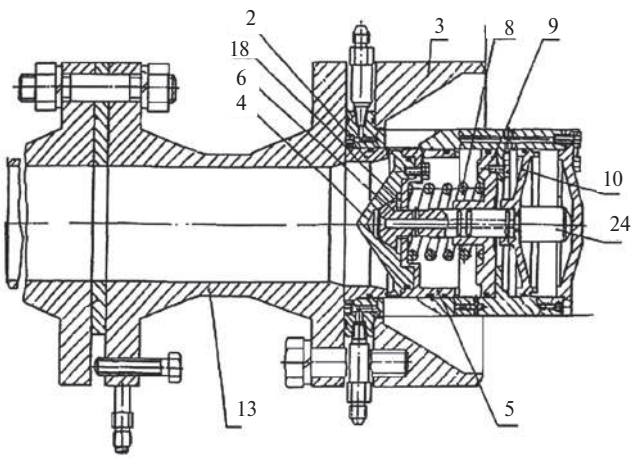
Рис. 2.5.6. Регулятор давления типа РДПР

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 клапа-

ном 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 (рис. 2.5.7) состоят из следующих основных элементов:

- промежуточной вставки с седлом;
- заднего фланца с поршнем и клапаном;
- разгрузочного устройства.



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. 2.5.7. Регулятор давления типа ЛОРД

Корпус является основной частью регулирующего устройства. В корпусе просверлены отверстия для подвода газа в полость выходного давления, в командную полость и для подвода входного давления в разгрузочную полость.

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 газа в полости разгрузочного устройства. Эта полость связана с входным дав-

лением 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. 2.5.8) и типа ППК (пружинный полноподъёмный предохранительный клапан) (рис. 2.5.9). Пределы настройки предохранительных клапанов на 10 % должны превышать номинальное давление газа на выходе ГРС.

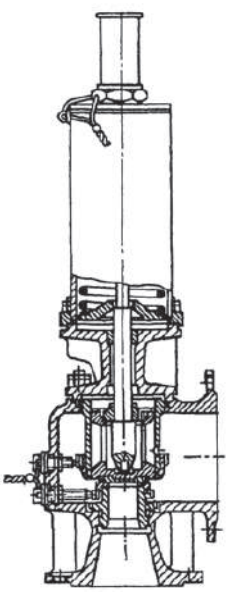


Рис. 2.5.8. Предохранительный клапан типа ССПК

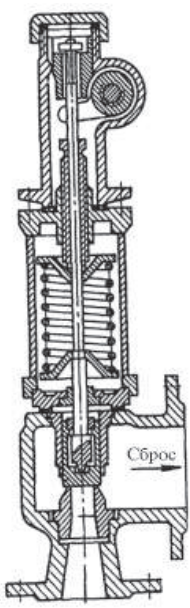


Рис. 2.5.9. Предохранительный клапан типа ППК

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.

2.5.4.4. 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 с помощью:

- измерения перепада давления на сужающих устройствах;
- турбинных или ротационных газовых счётчиков;
- 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. 2.5.10).

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.

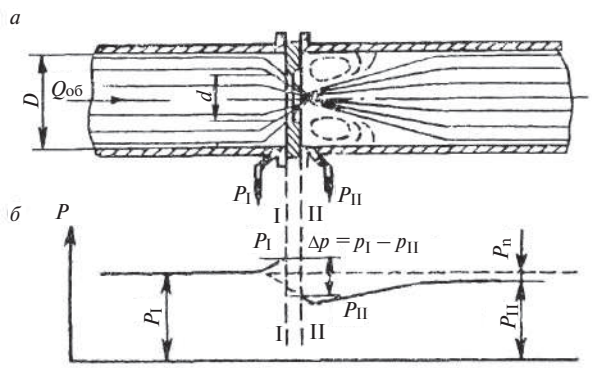


Рис. 2.5.10. Схема сужающего устройства с диафрагмой и характер изменения давления

Измерение расхода газа на ГРС осуществляется при помощи дифференциальных манометров (дифманометров) в комплекте с сужающими устройствами (рис. 2.5.11). 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.

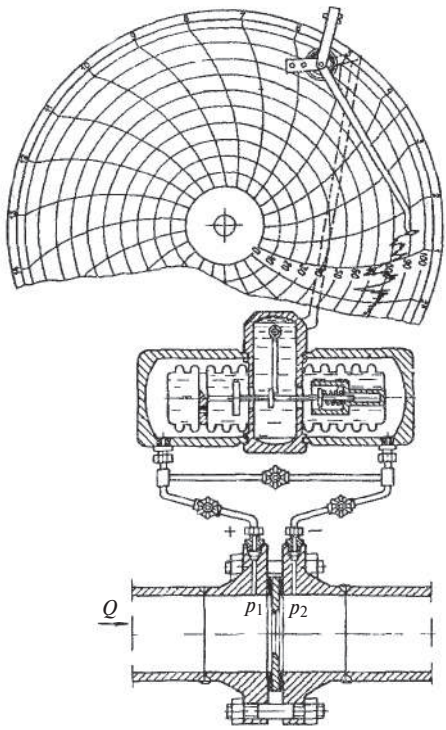


Рис. 2.5.11. Самопишущий дифманометр сильфонный

Другим способом измерения расхода газа на ГРС является использование турбинных или ротационных газовых счётчиков (рис. 2.5.12). Принцип действия счётчика основан на использовании энергии потока газа для вращения чувствительного элемента турбины или ротора. При взаимодействии потока

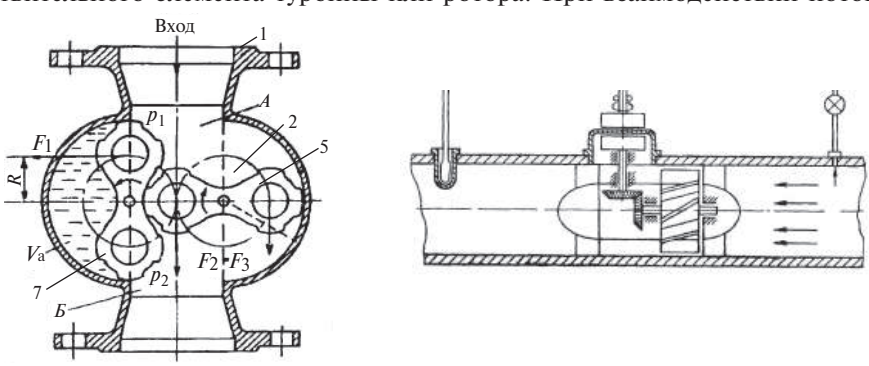


Рис. 2.5.12. Ротационный и турбинный газовый счётчики

газа с турбиной (ротором) последняя вращается с частотой, пропорциональной скорости (объёмному расходу) измеряемого потока газа. Частота вращения турбины (ротора) фиксируется считывающим устройством, показывающим объём газа, прошедший через счётчик за время измерения.

В последнее время для измерения расхода газа на ГРС применяются измерительные микропроцессорные комплексы типа SUPERFIOW. 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 оборудованы системами автоматической передачей данных расхода газа в реальном времени.

2.5.4.5. 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 2.5.1

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/м*^{3}	62,136
4	Температура:		
	- кипения	*°C*	34,7
	- воспламенения в воздухе	*°C*	299,0
	- замерзания	*°C*	-148

Окончание таблицы 2.5.1

№ п/п	Наименование	Размерность	Параметр
5	Пределы взрываемости	%	
	- нижний	%	2,8
	- верхний	%	18,2
6	Упругость паров при температуре:		
	10 °С	*мм рт. ст.*	291,0
	20 °С	*мм рт. ст.*	440,0
	30 °С	*мм рт. ст.*	644,0

Минимальное количество одоранта в газе должно быть таким, 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.

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 расхода 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.

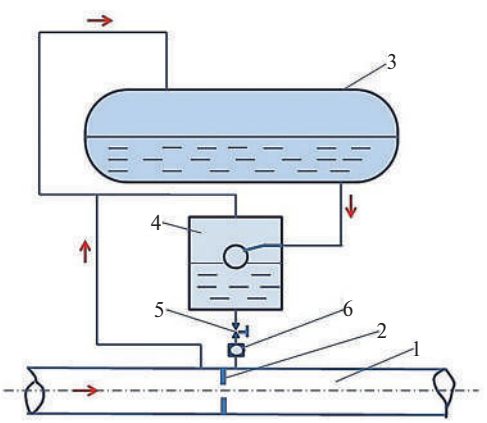
Жидкостные установки одоризации газа

В жидкостных одоризационных установках одорант вводится в поток газа в жидком виде. Преимуществами таких установок являются 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.

В простейшей капельной одоризационной установке (рис. 2.5.13) поступление одоранта в газопровод осуществляется за счёт сил гравитации и перепада давления на мерной диафрагме газопровода. Игольчатый дозатор и градуировочное смотровое стекло позволяют вручную настроить расход одоранта в соответствии с определённым уровнем перепада давления на мерной диафрагме.

Такими установками оснащаются ГРС средней и малой производительности.



1 – газопровод; 2 – диафрагма; 3 – бак одоранта; 4 – поплавковая камера; 5 – игольчатый дозатор; 6 – смотровое стекло; 7 – одорант

Рис. 2.5.13. Простейший одоризатор капельного типа

Полуавтоматическая установка одоризации газа (рис. 2.5.14) обеспечивает пропорциональную зависимость расхода одоранта от расхода газа.

Такие системы обеспечивают пропорциональность расхода одоранта и газа при достаточно стабильных газовых потоках. Коэффициент истечения одоранта через калиброванное сопло постоянен и не зависит от скорости истечения при

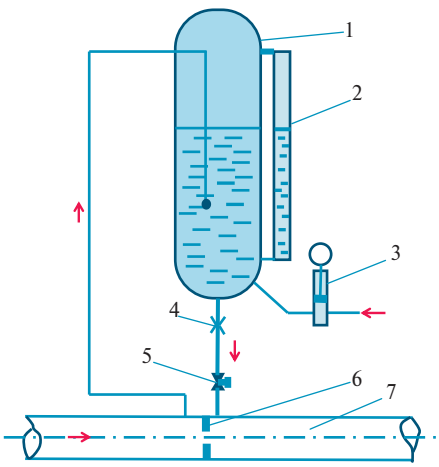
$$Re = \frac{\upsilon \cdot d}{\nu} \geq 5 \cdot 10^3, \qquad (2.5.1)$$

где Re – число Рейнольдса;

υ – скорость истечения одоранта;

d – диаметр сопла;

ν – кинематическая вязкость одоранта.

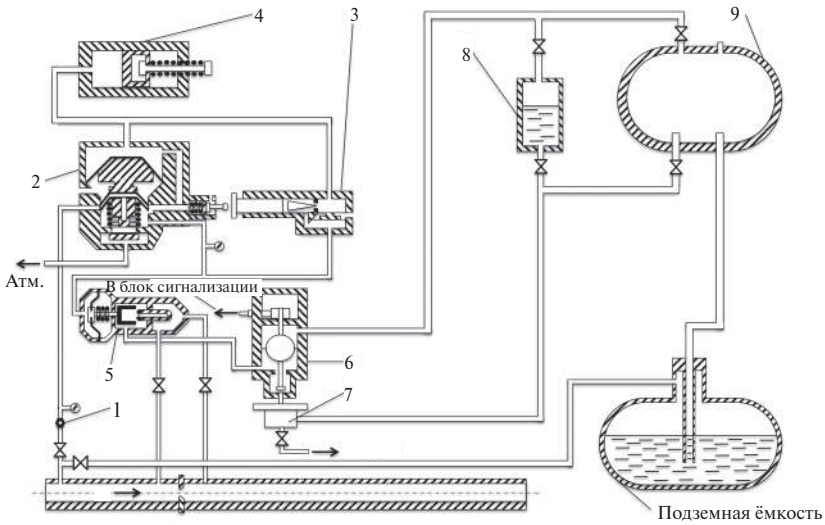


1 – бак одоранта; 2 – уровнемер; 3 – насос; 4 – сопло калиброванное; 5 – задвижка; 6 – диафрагма; 7 – газопровод

Рис. 2.5.14. Полуавтоматическая одоризационная установка капельного типа

Такие одоризационные установки будут хорошо работать только при высоких расходах газа в газопроводе; при малых и низких расходах газа применение такого способа невозможно, и надо использовать другие виды установок.

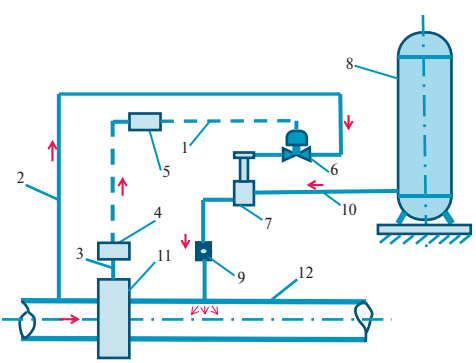
Большинство одоризационных установок с насосной системой подачи одоранта являются установками дискретного действия. Управление расходом одоранта осуществляется путём изменения цикличности работы насоса. Примером установки с дискретной подачей одоранта может служить УОГ-1 (рис. 2.5.15). Принцип её работы 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 – 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. 2.5.15. Универсальный одоризатор газа модели УОГ-1

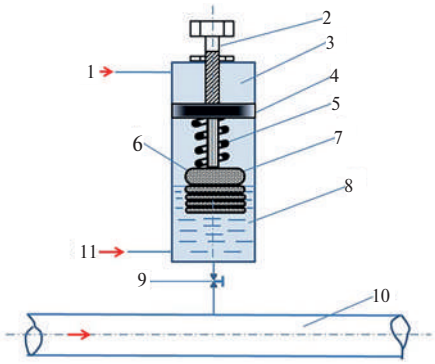
Работа насосов, которые чередуют циклы впрыска одоранта в газопровод, может управляться от измерительно-командных систем, которые вырабатывают электрические сигналы с частотой, пропорциональной расходу газа. Электрические импульсы приводят в действие электромагнитный клапан, который воздействует непосредственно 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 (рис. 2.5.16).



1 – электрический сигнал; 2 – линия газа, питающего насос одоранта; 3 – аналоговый сигнал; 4 – преобразователь аналогового сигнала расходомера; 5 – генератор электрических импульсов; 6 – соленоидный электропневмоклапан; 7 – вытеснительный насос; 8 – резервуар одоранта; 9 – индикатор расхода; 10 – линия одоранта; 11 – расходомер; 12 – газопровод

Рис. 2.5.16. Автоматический одоризатор газа с вытеснительным насосом с электропневматической командно-измерительной системой

Одна из разновидностей вытеснительных насосов содержит заполненный маслом упругий металлический сильфон, который растягивается и сжимается в насосной камере под действием давления масла, нагнетаемого главным поршнем, что обеспечивает подачу одоранта (рис. 2.5.17).

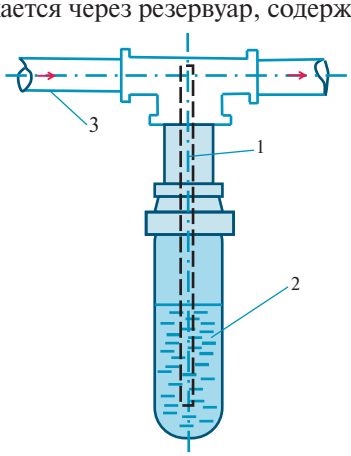


1 – подвод давления импульсного газа; 2 – винт настройки хода поршня; 3 – поршневая камера; 4 – поршень; 5 – возвратная пружина; 6 – масло; 7 – плунжер; 8 – одорант; 9 – клапан; 10 – газопровод; 11 – подача одоранта из ёмкости

Рис. 2.5.17. Одоризатор газа с вытеснительным плунжерным насосом

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. 2.5.18).

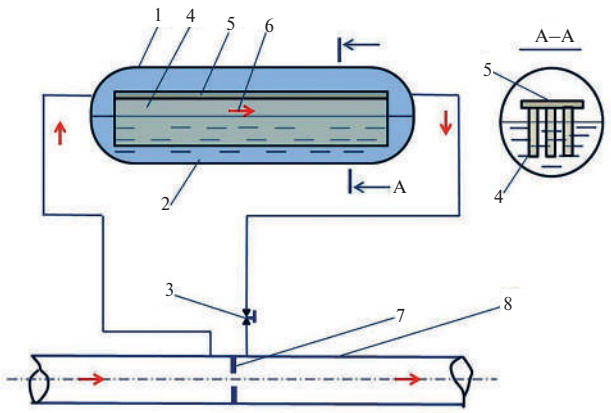


1 – фитиль; 2 – одорант; 3 – газопровод

Рис. 2.5.18. Типичный фитильный одоризатор

В наиболее простых изо 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. 2.5.19).



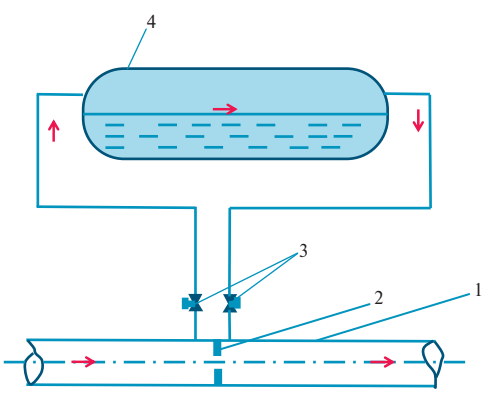
1 – ёмкость одоризатора; 2 – одорант; 3 – вентиль игольчатый регулирующий; 4 – фитиль; 5 – подвеска фитилей; 6 – байпасный поток газа; 7 – диафрагма; 8 – газопровод

Рис. 2.5.19. 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.

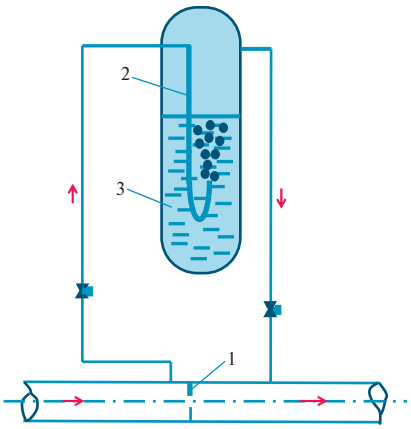
В испарительном одоризаторе поверхностного типа газ, отбираемый до мерной диафрагмы (байпасный), проходит в замкнутую ёмкость (сосуд), в которой находится одорант, насыщается им и подаётся в газопровод после диафрагмы. Необходимая одоризация достигается регулированием расхода газа, проходящего над поверхностью одоранта (рис. 2.5.20).

Принцип работы испарительных одоризаторов барботажного типа состоит в насыщении газового потока, проходящего через слой жидкого одоранта или сквозь облако брызг одоранта, содержащегося в резервуаре (рис. 2.5.21).



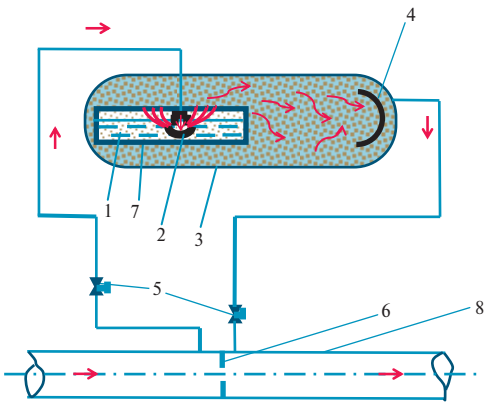
1 – газопровод; 2 – диафрагма; 3 – регулировочные клапаны; 4 – сосуд с одорантом

Рис. 2.5.20. Испарительный одоризатор поверхностного типа



1 – диафрагма;
2 – барботажная трубка;
3 – одорант

Рис. 2.5.21. Вертикальный барботажный одоризатор



1 – одорант; 2 – тарель разбрызгивания;
3 – испарительная ёмкость одоризатора;
4 – брызгоотбойник; 5 – вентиль; 6 – диафрагма;
7 – барботажная камера; 8 – газопровод

Рис. 2.5.22. Барботажно-капельный одоризатор

Необходимый расход байпасного газа регулируется дозирующими вентилями на входе или выходе байпасного участка (рис. 2.5.22).

В барботажно-капельном одоризаторе газа процесс барражирования организуется с интенсивным разбрызгиванием одоранта и капельным уносом его из барботажной камеры в ёмкость одоризатора, где и осуществляется испарение основной массы одоранта из капельного облака.

2.5.5. 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 дросселирования газа на ГРС осуществляется его подогрев. Причём для того что бы избежать процесса гидратообразования, температура газа перед регулятором давления должна быть не ниже 30 °*C*.

2.5.5.1. 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. 2.5.23).

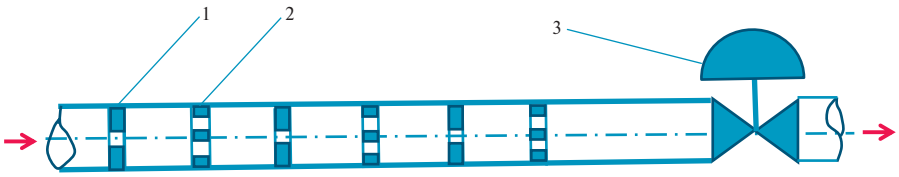


Рис. 2.5.23. Схема многоступенчатого дросселирования на ГРС

При многоступенчатом дросселировании теплоперепад на всех ступенях дросселирования выбирается таким, чтобы переохлаждение газа по сравнению с точкой россы не превышало 5 °*C*, 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.

2.5.5.2. 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. 2.5.24).

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.

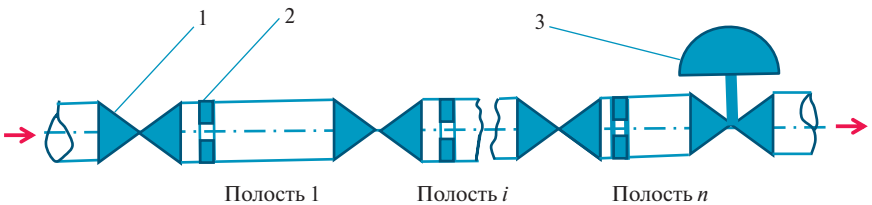


Рис. 2.5.24. Схема с использованием дросселирования в замкнутую полость на ГРС

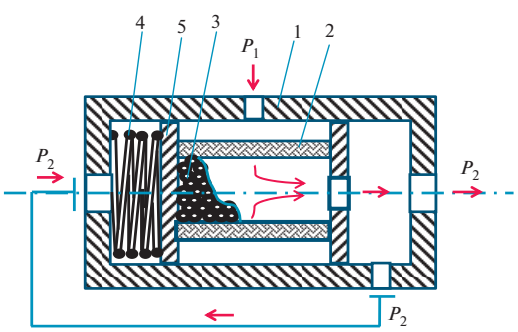
При дросселировании газа в замкнутую полость возможно повышение температуры газа до 10 °*C*.

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.

2.5.5.3. 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) (рис. 2.5.25).

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.



1 – корпус; 2 – перфорированный цилиндр (сетка); 3 – шаровая засыпка; 4 – пружина; 5 – поршень

Рис. 2.5.25. Конструкция регулятора давления по методу шаровой засыпки

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.

2.5.5.4. Турбодетандерные установки

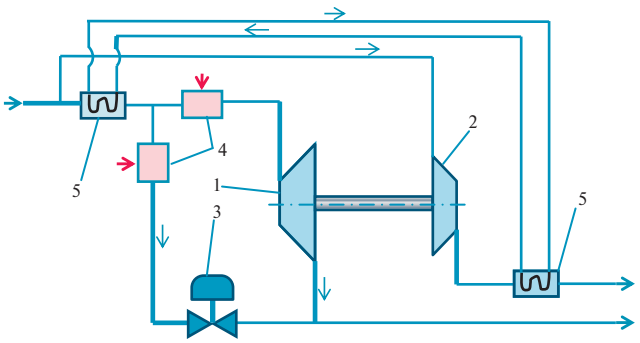
В технологических установках по использованию потенциальной энергии сжатого газа рабочим телом является редуцируемый газ. Термодинамические параметры газа (давление, температура и объём) связаны термодинамическими уравнениями состояния газа (раздел 2.5.4.1). Термодинамический потенциал газа характеризуется 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. 2.5.26).



1 – турбодетандер; 2 – компрессор; 3 – регулятор давления; 4 – подогреватель газа; 5 – регенеративный теплообменник

Рис. 2.5.26. Принципиальная схема совмещённой компоновки ГРС и АГНКС

Часть газа, поступающего из магистрального газопровода, направляется на турбодетандерную установку, которая является приводом газового компрессора. Вторая 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.

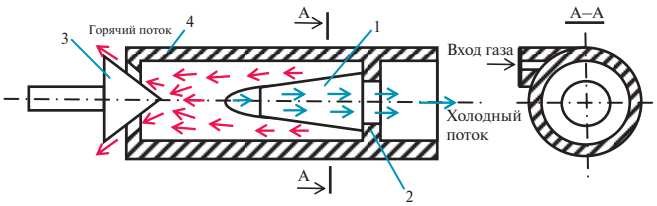
2.5.5.5. Применение вихревой трубы Ранка – Хилша на ГРС

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. 2.5.27).

Принцип действия вихревой трубки заключается в эффекте снижения температуры в центральных слоях закрученного потока газа и нагреве периферийных слоёв (рис. 2.5.28).



Рис. 2.5.27. Принцип действия вихревой трубки Ранка – Хилша



1 – сопло; 2 – диафрагма; 3 – вентиль; 4 – корпус

Рис. 2.5.28. 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.

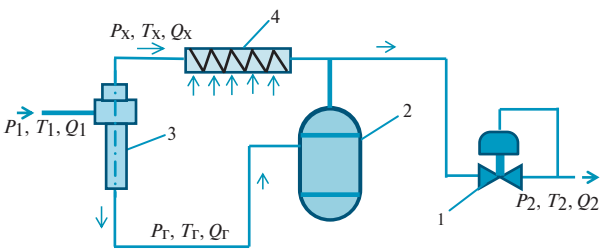
Очистка газа от жидкости и механических примесей

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.

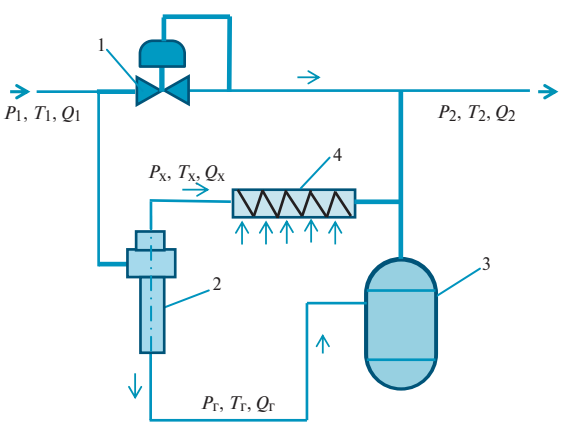
Схемы совместной работы вихревой трубы и регулятора давления на ГРС

Применение на ГРС вихревых труб Ранка – Хилша возможно с использованием различных схем совместной работы с регуляторами давления газа (рис. 2.5.29 и 2.5.30).



1– регулятор давления; 2 – сепаратор; 3 – вихревая труба; 4 – теплообменник

Рис. 2.5.29. Принципиальная схема последовательной работы вихревой трубы и регулятора давления газа на ГРС



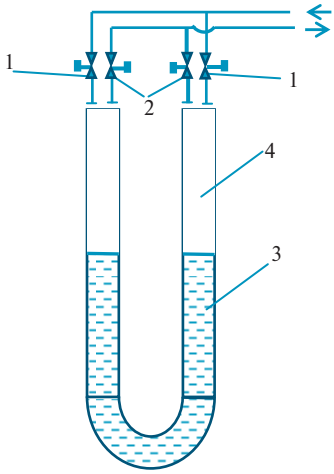
1 – регулятор давления; 2 – вихревая труба; 3 – сепаратор; 4 – теплообменник

Рис. 2.5.30. Принципиальная схема параллельной работы вихревой трубы и регулятора давления газа на ГРС

2.5.5.6. 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. 2.5.31).

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.



1 – впускные клапаны; 2 – выпускные клапаны; 3 – жидкость; 4 – корпус трубы

Рис. 2.5.31. Жидкостной преобразователь энергии

Циклы работы преобразователя чередуются в определенной последовательности (рис. 2.5.32).

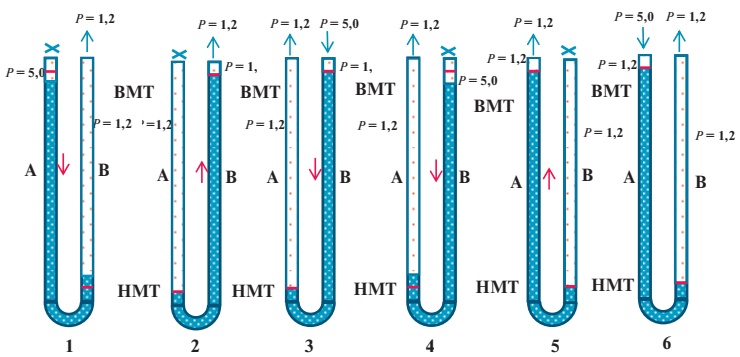


Рис. 2.5.32. Циклы работы жидкостного преобразователя энергии

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 В 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.

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 полости *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.

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.

2.5.5.7. Сжижение природного газа

Сжижение природного газа происходит при его охлаждении до минус 160 °*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.

2.5.6. Диспетчерское управление газораспределительными станциями

Необходимо рассматривать два вида диспетчерского управления газораспределительными станциями:

- при нормальном функционировании ГТС ЕСГ;
- ситуациях, связанных с отклонениями от нормального функционирования ГТС ЕСГ.

Под нормальным 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, транспортирующей газ 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-отвод 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 их производить ограничение потребления с уведомлением органов местной власти. Нарушение введённых графиков ограничения потребления может привести к административной ответственности.

Коммерческое воздействие заключается во внесении в договоры с потребителями газа штрафных санкций по оплате за потреблённый газ 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 также приблизятся к техниче-

ски 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.

2.5.6.1. 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, складировать запасы газа для использования в будущем, торговаться по цене или 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 законодательством 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 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, установленном 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, объём 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 (Федеральный 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 его поставщику.

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, использую-

щих 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 трех 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.

Статус «неотключаемых» потребителей

В начале 1990-х годов в период реформирования экономику России поразил кризис неплатежей. Оплата за газ 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 объёма, необходимого для безаварийной работы технологического оборудования, не допускается. Этот перечень утратил силу с 01.04.1996 (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 за поставленный газ, 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 Федеральном законе «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 № 69-ФЗ 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 Федеральному 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 объёме, 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, обеспечивающими 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 счёта.

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, установленном 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, утвержденными 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 предназначено 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 (график 1). График 1 разрабатывается раздельно на I и IV 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 график 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 по истечении 24 ч 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 – график аварийного газоснабжения (график 2) с приложением перечня организаций и порядка их частичного или полного отключения от подачи газа.

Введение в действие графиков 1 и 2 и изменение суточного объёма 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, вентиляции, водоотлива, или основные подъёмные устройства угольных и горнорудных организаций, или является метрополитеном, поставщик при введении ограничений 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 при неоплате или неполной оплате потребленного газа в течение трех 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 объёмов. Эти потребители не подлежат также ограничению или прекращению подачи газа при похолоданиях (не включаются в график 1).

ГЛАВА 3
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Диспетчерское управление техническим обслуживанием и ремонтом на объектах газотранспортных систем ЕСГ

3.1.1. Общие положения 446
3.1.1.1. Классификация ремонтных работ 446
Плановые ремонтные работы 447
Локальные планово-предупредительные ремонтные работы 448
Комплексы планово-предупредительных ремонтных работ 448
Внеплановые ремонтные работы 451
Аварийные ремонтные работы 451
3.1.1.2. Вывод в ремонт и ввод в эксплуатацию объектов и участков магистральных газопроводов ГТС 452
3.1.1.3. Расчёт оптимального режима работы ГТС при проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту 453
3.1.1.4. Контроль за проведением ремонтных работ 454

3.1.1. Общие положения

Техническое обслуживание и ремонт оборудования и объектов ГТС выполняет персонал филиалов ГТО или специальных подрядных ремонтных организаций.

Диспетчерское управление ТОиР заключается:

- 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 поддержании оптимального режима работы ГТС при проведении работ ТОиР;
- контроле за ходом выполнения работ ТОиР.

3.1.1.1. 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 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 также участки МГ, отключённые от режима транспорта газа.

В зависимости от видов ремонтных работ может проводиться расчёт режима работы отдельных участков, всей ГТС или нескольких ГТС совместно. Расчёт режима работы ГТС позволит определить 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 утверждёнными планами. 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.

Для систематизации ремонтных работ, связанных с отключением газотранспортных мощностей, составляется комплексный план ремонтных и диагностических работ на объектах ГТС. В этот план 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 поставок газа потребителям.

В комплексном плане должны быть указаны:

- участки МГ, отключаемые и выводимые из гидравлики;
- ТВПС участка;
- фактически достигнутая производительность отключаемого участка;
- сокращение объёмов транспортировки газа;

- сокращение объёмов поставки газа потребителям;
- даты 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 плане 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-предупредительные 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 объёмов 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-профилактических ремонтных работ, 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.

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 доводятся 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;

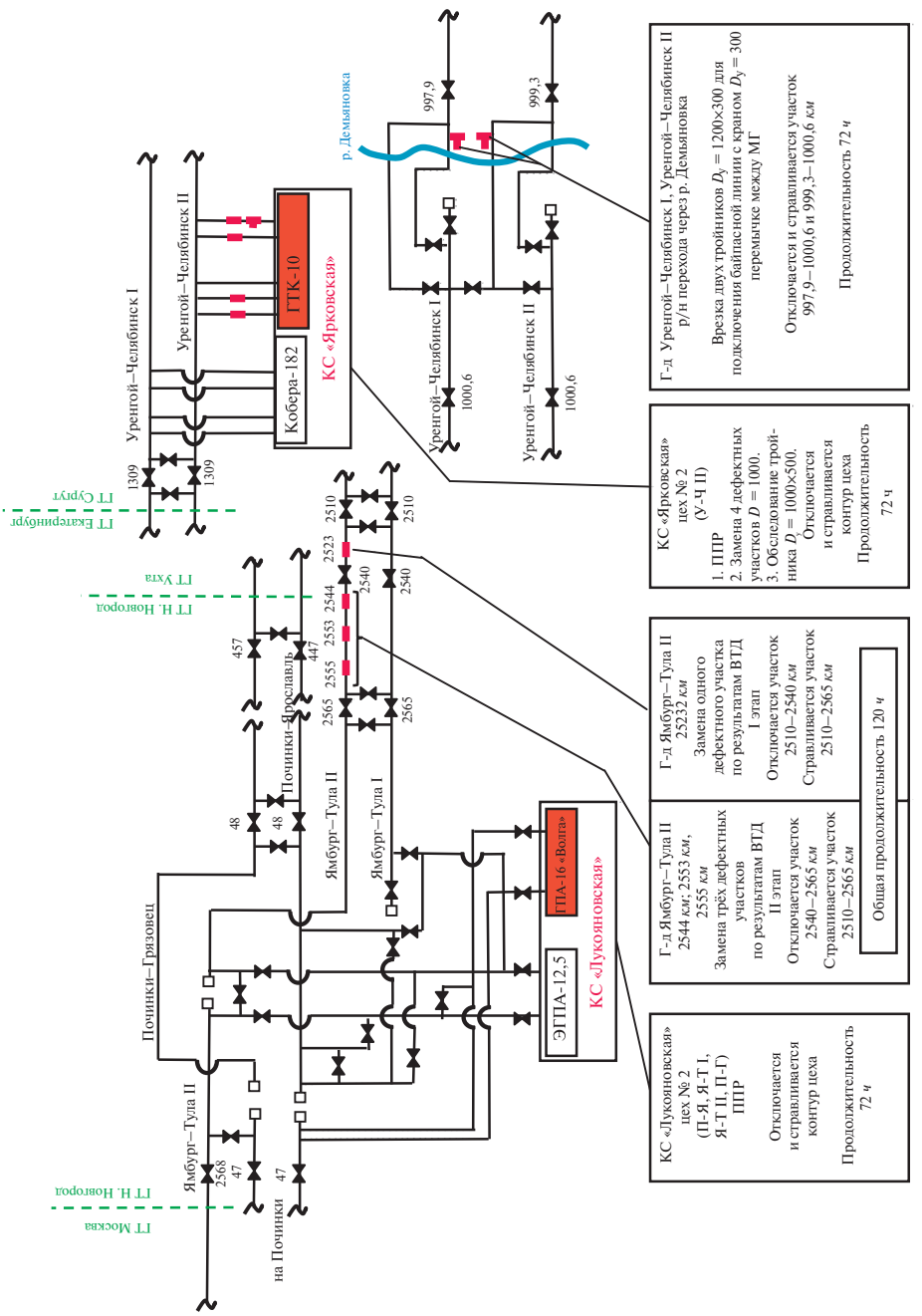


Рис. 3.1.1. Пример схемы проведения комплекса ППР

- последовательность вывода в ремонт участков ГТС;
- последовательность включения дополнительных газотранспортных мощностей и ПХГ;
- информация 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.

Внеплановые ремонтные работы

К внеплановым работам относятся все работы, не вошедшие в планы ремонтов, комплексов ППР и реконструкции, необходимость проведения которых возникла после их утверждения.

Внеплановые работы производятся:

- для ликвидации обнаруженных опасных дефектов и предупреждения возможных разрушений газотранспортного оборудования;
- 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 в 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 предупреждению аварийных ситуаций на МГ, КС, ГРС и других объектах ГТС.

Аварийные работы проводятся:

- для восстановления целостности ГТС после аварий или инцидентов на объектах ГТС;
- 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.

3.1.1.2. 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.

3.1.1.3. Расчёт оптимального режима работы ГТС при проведении 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 режима работы всей ГТС.

Важным фактором является соблюдение установленной последовательности разгрузки и загрузки газотранспортных мощностей. Отклонение от установленного порядка приведёт к сбою режима работы ГТС, что отразится на всей ЕСГ.

Важным моментом при выполнении ремонта является обеспечение работы межсистемных перемычек, за счёт которых происходит частичная компенсация газотранспортных мощностей другими ГТС.

Еще одним объектом компенсации мощностей является ПХГ. Организация взаимодействия диспетчерских служб ПХГ и газотранспортных обществ является частью диспетчерского управления при проведении работ ТОиР.

3.1.1.4. 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 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;
- выяснение причин отставания от графика (задержки) проведения ремонтных работ;
- определение сроков окончания ремонтных работ и пуска отремонтированного участка МГ в эксплуатацию.

Аналогичным образом осуществляется 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.

3.2. Диагностика магистральных газопроводов

3.2.1. Способы диагностики трубопроводов 456
3.2.2. Методы контроля состояния трубопроводов 456
3.2.3. Очистка внутренней полости газопровода 459
3.2.3.1. Цель очистки полости трубопровода 459
3.2.3.2. Способы очистки полости трубопровода 459
3.2.3.3. Критерии очистки полости трубопровода 460
3.2.3.4. Виды внутритрубных очистных снарядов 460
3.2.4. Контроль проходного сечения трубопровода 461
3.2.5. Магнитная подготовка трубопровода 462
3.2.6. Внутритрубная диагностика трубопроводов 463
3.2.6.1. Методы внутритрубной диагностики 463
3.2.6.2. Метод магнитного контроля трубопроводов 463
3.2.6.3. Магнитные снаряды-дефектоскопы 464
3.2.6.4. Условия проведения внутритрубной дефектоскопии 465
3.2.6.5. Процессы внутритрубной диагностики 466
3.2.7. Внутритрубные снаряды различного назначения 467
3.2.8. Основные технические характеристики некоторых внутритрубных снарядов 475
3.2.9. Диспетчерско-технологическое управление внутритрубной диагностикой магистральных газопроводов 478

3.2.1. 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.

3.2.2. 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;

○ ультразвуковая толщинометрия (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;

○ гидролокация (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);

○ бесконтактной магнитометрической диагностики (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;
  - 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 территориях (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.

3.2.3. 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.

3.2.3.1. 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;
- 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.

3.3.3.2. Способы очистки полости трубопровода

Очистка полости трубопровода при строительстве производится в два этапа:

- предварительно:
  - протягиванием 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 путём продувки сжатым природным газом или пропуска очистного снаряда (поршень, разделитель, скребок).

3.2.3.3. 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 расчётные методы не нашли 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 очищаемый 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.

3.2.3.4. 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.

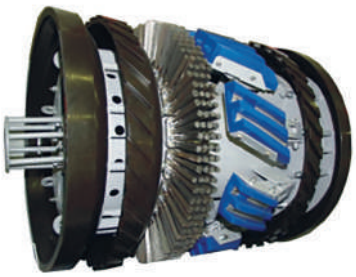


Рис. 3.2.1. Скребок с металлическими щётками

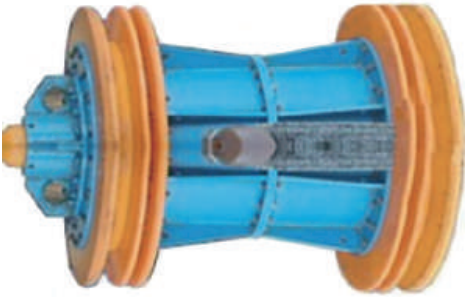


Рис. 3.2.2. Скребок с полиуретановыми манжетами

3.2.4. 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.

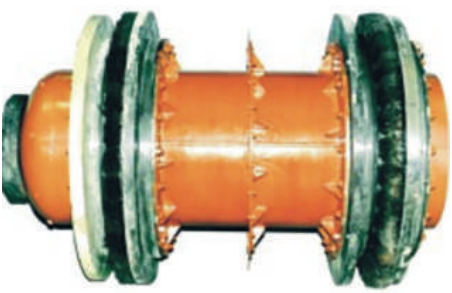


Рис. 3.2.3. Снаряд-калибр

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.

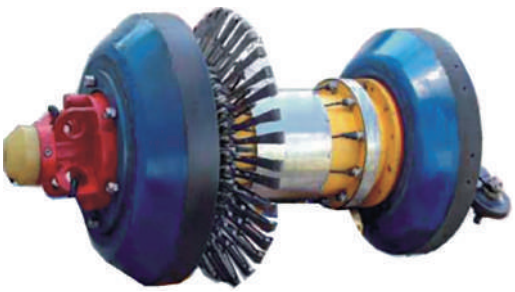


Рис. 3.2.4. Снаряд-профилемер

Основное требование к режиму пропуска снаряда-калибра и снаряда-профилемера – исключение резких колебаний скорости движения.

3.2.5. 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.

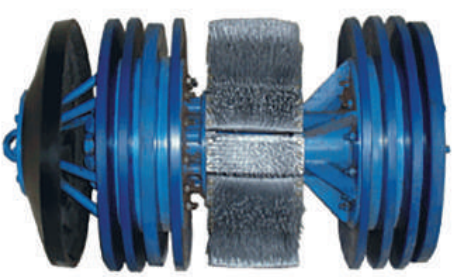


Рис. 3.2.5. Магнитно-очистной поршень-шаблон

3.2.6. 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.

3.2.6.1. 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:

- телевизионное визуальное наблюдение;
- ультразвуковая диагностика;
- акустическая диагностика;
- магнитный контроль.

3.2.6.2. 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.

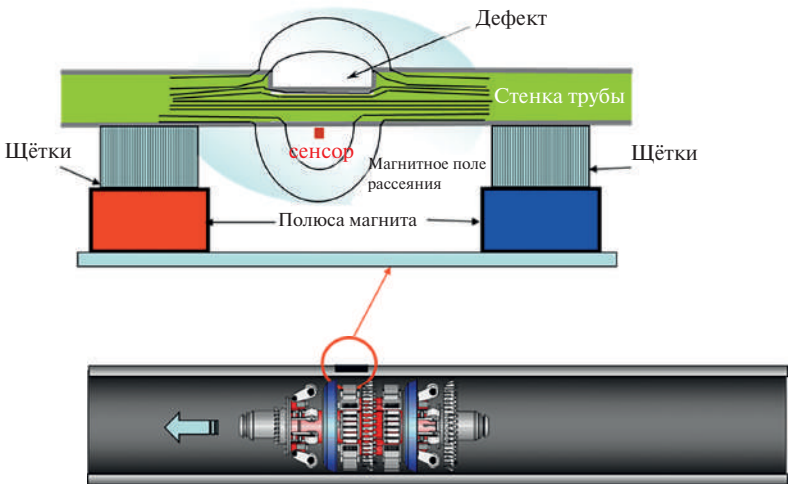


Рис. 3.2.6. Принцип работы магнитного дефектоскопа

3.2.6.3. 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 записы-



Рис. 3.2.7. Магнитный дефектоскоп СТН с продольным намагничиванием

вающей аппаратурой и уплотняющие манжеты из упругого материала, обеспечивающие центрирование и уплотнение центрального тела внутри трубопровода. Тяжёлые снаряды часто снабжаются ещё и поддерживающими колёсами, установленными на подпружиненных стройках.

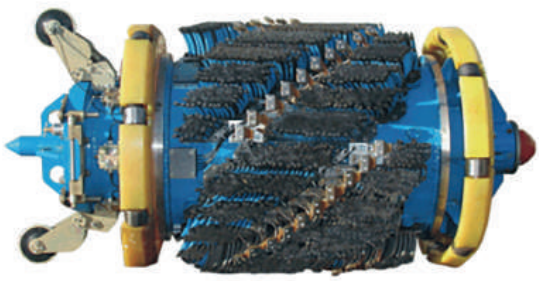


Рис. 3.2.8. Магнитный дефектоскоп с поперечным намагничиванием

3.2.6.4. 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;
- равнопроходная линейная арматура 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, установленных на трубопроводе.

3.2.6.5. 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» [81].

3.2.7. 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, 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/ч*. 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 чрез-

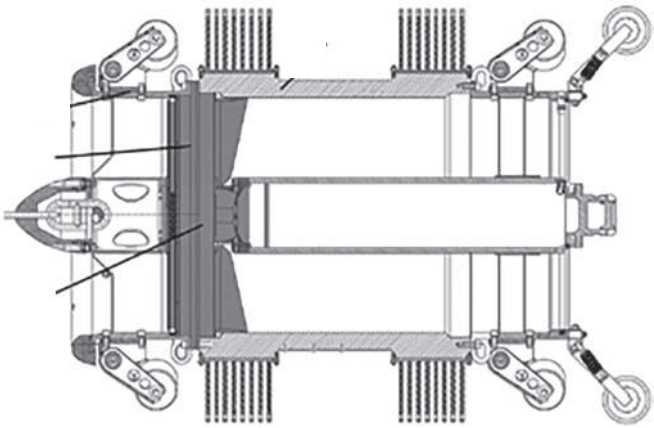


Рис. 3.2.9. Снаряд с управляемым байпасом

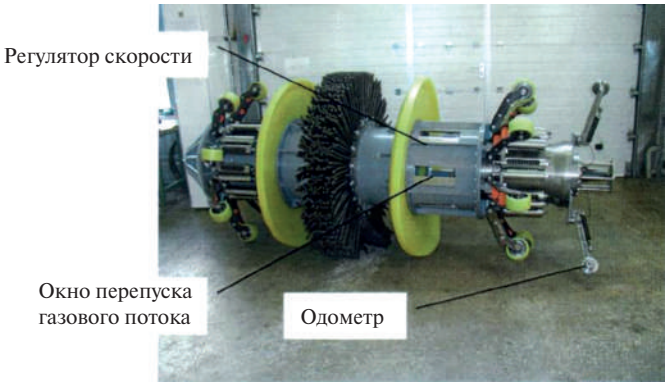


Рис. 3.2.10. Снаряд с регулятором скорости

мерный рост давления на снаряд и, соответственно, недопустимое увеличение его скорости движения.

На объектах газовой отрасли получили применение внутритрубные снаряды различного назначения и конструкции.

При необходимости перед запуском снарядов-дефектоскопов производят запуск навигационно-топографического снаряда для определения местоположения магистрального газопровода.

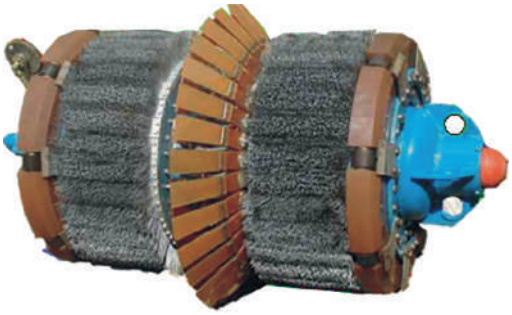


Рис. 3.2.11. Снаряд навигационно-топографический

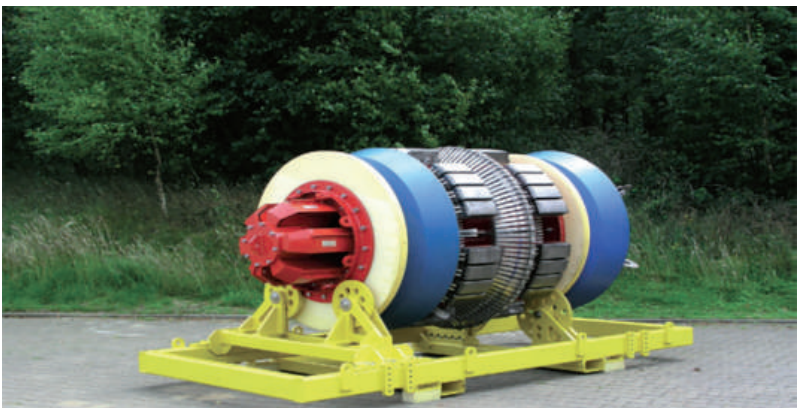


Рис. 3.2.12. Дефектоскоп CD фирмы Rosen

Дефектоскоп CD фирмы Rosen позволяет проводить внутритрубную диагностику газопроводов, имеющих изменение внутреннего диаметра до величины 0,75.

Устройство для визуального обследования трубопровода (OPD), разработанное фирмой Rosen, 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. 3.2.13. Оптический дефектоскоп OPD фирмы Rosen



Рис. 3.2.14. Автоматический рычажный профилемер ПРТ-1200



Рис. 3.2.15. Внутритрубный магнитный дефектоскоп ДМТ-2Б-1200 продольного намагничивания

Автоматический рычажный профилемер ПРТ позволяет производить измерение диаметра трубы роликовыми опорами, определять вмятины, гофры, овальность трубы.

Существуют снаряды, выполняющие сразу несколько функций одновременно, например очистку, сбор магнитного мусора, определение проходного сечения.

В последние годы для проведения комплексного обследования газопроводов применяются сцепки, состоящие из нескольких снарядов-дефектоскопов.

На рис. 3.2.16 представлена сцепка внутритрубных дефектоскопов с поперечным и продольным намагничиванием, регулятором скорости движения. Применение таких устройств позволяет экономить средства для проведения ВТД.

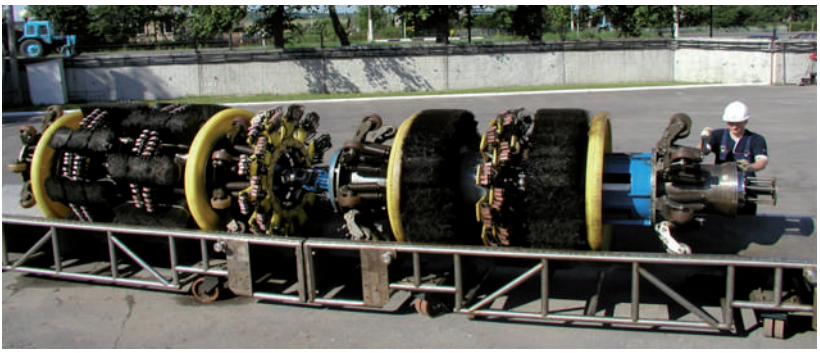


Рис. 3.2.16. Сцепка дефектоскопов ЗАО «Нефтегазкоплектсервис»

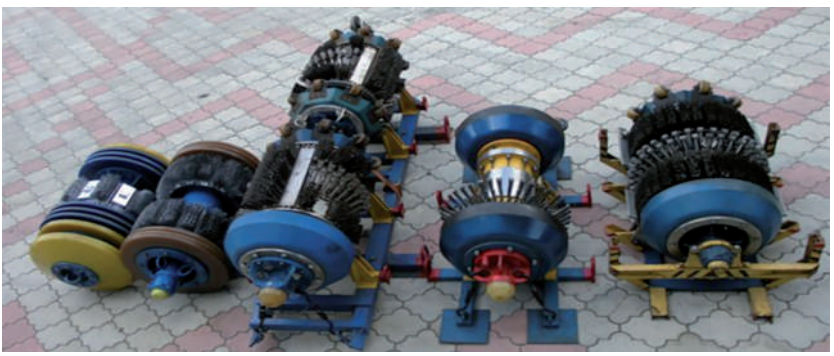


Рис. 3.2.17. Комплекс оборудования для внутритрубной инспекции ЗАО «Газприборавтоматикасервис»



Рис. 3.2.18. Комплекс оборудования для внутритрубной инспекции НПО «Спецнефтегаз»



Рис. 3.2.19. Внутритрубные снаряды фирмы Enduro

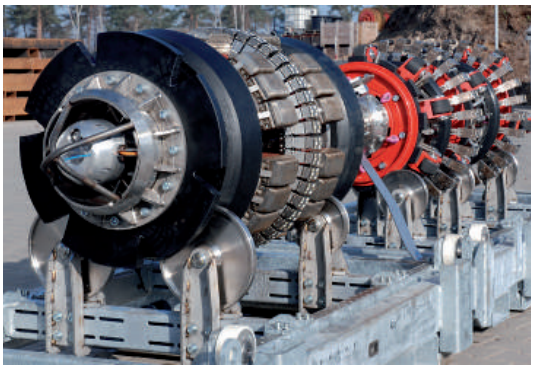


Рис. 3.2.20. Комплекс оборудования для внутритрубной инспекции Rosen

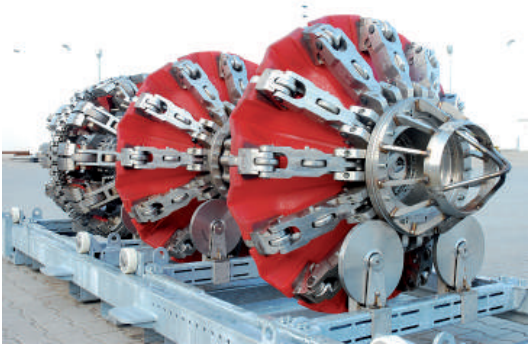


Рис. 3.2.21. Внутритрубный снаряд для трубопроводов разного диаметра фирмы Rosen

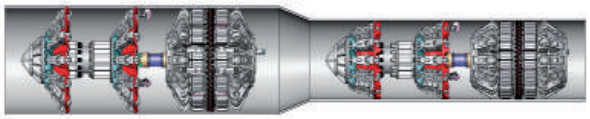


Рис. 3.2.22. Схема прохождения трубопровода разного диаметра снарядом фирмы Rosen

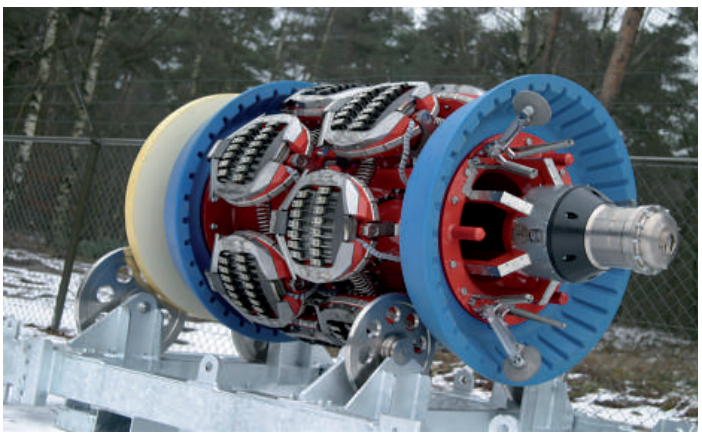


Рис. 3.2.23. Внутритрубный диагностический снаряд фирмы Rosen



Рис. 3.2.24. Комбинированный магнитно-ультразвуковой дефектоскоп фирмы «Диаскан» (Россия)

3.2.8. Основные технические характеристики некоторых 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.

Таблица 3.2.1

Основные технические характеристики некоторых внутритрубных снарядов-дефектоскопов

№ п/п	Тип	$D_у$ трубопровода, *мм*	$P_у$ в трубопроводе, *МПа*	Скорость снаряда, *м/с*	Направление намагничивания
1	ВДМ-500	500	8–2	0,1–4	Продольное
2	Крот-300	300	8–2	0,1–5	Продольное
3	МД-400	400	15–1	0,4–5	Продольное
4	МД-700/800	700–800	15–2	0,1–4	Продольное
5	МДП-300	300	15–0,5	0,4–5	Поперечное
6	МДП-400	400	15–1	0,4–5	Поперечное
7	МДПР-1400	1400	15–1	0–5	Поперечное
8	МДПР-1000	1000	15–1	0,4–4	Поперечное
9	МДПР-1200	1200	12–0,1	0,1–4	Поперечное
10	МДР-1400	1400	15–1	0–5	Продольное
11	МДР-1000	1000	15–1	0,4–4	Продольное
12	МДР-1200	1200	12–1	0,4–4	Продольное
13	УВДМ-500	500	8–2	0,1–6	Поперечное
14	УВДМ-700	700	8–2	0,1–4	Поперечное
15	ДМТБ-1000	1000		1,5–4	
16	ДМТПБ-900	900		1,5–4	
17	ДМТБ-1200	1200		1,5–4	
18	ДМТПБ-1200	1200		1,5–4	
19	ДМТБ-1400	1400		1,5–4	
20	ДМТПБ-1200	1200		1,5–4	

Таблица 3.2.2

Основные технические характеристики внутритрубных снарядов-профилемеров

№ п/п	Тип	$D_у$ трубопровода, *мм*	$P_у$ в трубопроводе, *МПа*	Скорость снаряда, *м/с*
1	ПРТБ-800	800		1,5–4
2	ПРТБ-900	900		1,5–4
3	ПРТБ-1000	1000		1,5–4
4	ПРТБ-1200	1200		1,5–4
5	ПРТБ-1400	1400		1,5–4
6	ПРТ-219	200		0,5–5
7	ПРТ-273	300		0,5–5
8	ПРТ-325	300		0,5–5
9	ПРТ-377	400		0,5–5
10	ПРТ-426	400		0,5–5
11	ПРТ-457	500		0,5–5
12	ПРТ-500	500		0,5–5
13	ПРТ-550	500		0,5–5
14	ПРТ-600	600		0,5–5
15	ПРТ-650	700		0,5–5
16	ПРТ-700	700		0,5–5
17	ПРТ-750	800		0,5–5
18	ПРТ-800	800		0,5–5
19	ПРТ-900	900		0,5–5
20	ПРТ-1000	1000		0,5–5
21	ПРТ-1100	1000		0,5–5
22	ПРТ-1200	1200		0,5–5
23	ПРТ-1400	1400		0,5–5

Таблица 3.2.3

Основные технические характеристики внутритрубных очистных скребков

№ п/п	Тип	D_y трубопровода, *мм*	P_y в трубопроводе, *МПа*	Скорость снаряда, *м/с*
1	СО-219	200		До 8
2	СО-273	300		До 8
3	СО-325	300		До 8
4	СО-377	400		До 8
5	СО-426	400		До 8
6	СО-457	500		До 8
7	СО-500	500		До 8
8	СО-550	600		До 8
9	СО-600	600		До 8
10	СО-650	700		До 8
11	СО-700	700		До 8
12	СО-800	800		До 8
13	СО-900	900		До 8
14	СО-1000	1000		До 8
15	СО-1100	1000		До 8
16	СО-1200	1200		До 8
17	СО-1400	1400		До 8
18	ПМО-219	200		До 8
19	ПМО-273	300		До 8
20	ПМО-325	300		До 8
21	ПМО-377	400		До 8
22	ПМО-426	400		До 8
23	ПМО-457	500		До 8
24	МПО-500	500		До 8
25	МПО-550	600		До 8
26	МПО-600	600		До 8
27	МПО-650	700		До 8
28	МПО-700	700		До 8
29	МПО-800	800		До 8
30	МПО-900	900		До 8
31	ПМО-1000	1000		До 8
32	МПО-1100	1000		До 8
33	МПО-1200	1200		До 8
34	МПО-1400	1400		До 8

3.2.9. 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 специалиста. 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.

Методы 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 и 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 скорость 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 возможна по причинам:

- наличия перетоков на негерметичных перемычках;
- недостаточного перепада 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 4
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

4.1. Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия

4.1.1. Определения 481
4.1.2. Уравнения состояния газа 483
4.1.2.1. Уравнения состояния идеального газа 483
4.1.2.2. Уравнения состояния реального (природного) газа 483
4.1.3. Критические и псевдокритические параметры газа 484
4.1.3.1. Критические значения давления и температуры 484
Расчёт критических значений давления и температуры 484
4.1.3.2. Псевдокритические значения давления и температуры 485
Расчёт псевдокритических значений давления и температуры 485
4.1.3.3. Приведённые значения давления и температуры 486
Расчёт приведённых значений давления и температуры 487
4.1.4. Универсальная газовая постоянная 487
4.1.4.1. Расчёт газовой постоянной реального газа 487
4.1.5. Теплота сгорания газа 488
4.1.5.1. Расчёт теплоты сгорания газа 490
4.1.6. Молярная масса 491
4.1.6.1. Расчёт молярной массы природного газа 491
4.1.7. Плотность 492
4.1.7.1. Расчёт плотности природного газа 493
4.1.8. Удельный объём 494
4.1.9. Теплоёмкость 495
4.1.9.1. Расчёт изобарной теплоёмкости природного газа 495
4.1.10. Сжимаемость 500
4.1.10.1. Расчёт коэффициента сжимаемости природного газа 500
4.1.11. Вязкость 506
4.1.11.1. Расчёт вязкости природного газа 506
4.1.12. Влажность 510
4.1.12.1. Расчёт влажности природного газа 511
4.1.13. Гидравлическое сопротивление 512
4.1.13.1. Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления газа 515
4.1.14. Показатель адиабаты 515
4.1.14.1. Расчёт показателя адиабаты 516
4.1.15. Значения некоторых постоянных 517

4.1.1. 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: $p = R \cdot \rho \cdot T \cdot z_1$. (4.1.1)

Универсальная газовая постоянная R есть работа расширения единицы количества газа (1 *кг*) при нагревании на 1 *K* при постоянном давлении $p = \text{const}$.

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, сероводород 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 абсолют-

ному 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) (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, $м^3$, 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* $м^3/сут$, – 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 в конце газопровода (*p* и *T*), гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта и т.п. – в единицу времени при стационарном режиме (раздел 4.2).

Производительность магистрального газопровода (участка газопровода) ***Q*** – количество газа, транспортируемого по газопроводу (участку газопровода) в единицу времени при нормальных условиях, *млрд* $м^3/год$, *млрд* $м^3/квартал$, *млрд* $м^3/мес$.

Линейная скорость газа w в газопроводе определяется как объёмный расход газа *Q* в условиях потока (давление, температура) через единицу поперечного сечения потока (трубопровода) *F*:

$$w = \frac{Q}{F}. \qquad (4.1.2)$$

Массовая скорость газа u в газопроводе – массовый расход газа *M* через единицу поперечного сечения потока (трубопровода) *F:*

$$u = \frac{M}{F}. \qquad (4.1.3)$$

Нормальные условия:

$P_0 = 0{,}101325$ *МПа*; $T_0 = 273{,}15$ *K*; $T_0 = 0$ °*C*.

Стандартные условия:

$P_{ст.} = 0{,}101325$ *МПа*; $T_{ст.} = 293\ 15$ *K*; $T_{ст.} = 20$ °*C*.

Примечание: Нормальные и стандартные условия – в соответствии с ГОСТ 30319.0-96.

4.1.2. Уравнения состояния газа

4.1.2.1. 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:

$$p \cdot V = \frac{m}{M} \cdot R_u \cdot T, \text{ или } p = \frac{R_u}{M} \cdot \rho_u \cdot T, \tag{4.1.4}$$

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 температуре):

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{V_1}{V_2}, \text{ или } p_1 \cdot V_1 = p_2 \cdot V_2; \tag{4.1.5}$$

- изобарный процесс p = const (закон Гей – Люсака определяет зависимость объёма от температуры при постоянном давлении):

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}, \text{ или } V_1 \cdot T_2 = V_2 \cdot T_1; \tag{4.1.6}$$

- изохорный процесс V = const (закон Шарля устанавливает зависимость между давлением и температурой газа при постоянном объёме):

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{T_2}{T_1}, \text{ или } p_2 \cdot T_1 = p_1 \cdot T_2. \tag{4.1.7}$$

4.1.2.2. Уравнения состояния реального (природного) газа

Плотность реального газа отличается от плотности идеального газа. Они связаны отношением

$$\rho_u = \rho \cdot z, \tag{4.1.8}$$

где ρ_u – плотность идеального газа;

ρ – плотность реального газа;

z – коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, который отражает отличительные особенности идеального газа от реального.

Уравнение состояния реального газа:

$$p = R{\cdot}\rho{\cdot}T{\cdot}z\,, \qquad (4.1.9)$$

где $R = R_u/M$ – универсальная газовая постоянная реального газа.

4.1.3. Критические и псевдокритические параметры газа

4.1.3.1. Критические значения давления и температуры

Критическим давлением называется такое давление, при котором и выше которого повышением температуры нельзя испарить жидкость.

Критическим давлением называется давление, соответствующее 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 давления и температуры газа получают, как правило, из справочных материалов.

Таблица 4.1.1

Критические значения давления и температуры различных газов

Газ	$T_{кр}$, *K*	$p_{кр}$, *МПа*	Газ	$T_{кр}$, *K*	$p_{кр}$, *МПа*
Азот	126,05	3,39	Закись азота	309,65	7,41
Аммиак	405,55	11,3	Кислород	154,35	5,14
Аргон	150,75	4,86	Метан	190,65	4,74
Ацетилен	309,15	6,24	Окись азота	179,15	6,72
Бензол	561,65	4,84	Окись углерода	134,15	3,62
м-Бутан	425,95	3,6	Изопентан	460,95	3,39
Изобутан	407,15	3,7	*н*-Пентан	470,35	3,41
Изобутилен	420,35	4,06	Пропан	368,75	4,49
Водород	33,25	1,3	Пропилен	365,15	4,68
Водяной пар	647,3	21,77	Сероводород	373,55	9,18
Гелий	5,25	0,23	Этан	305,25	5,04
Гексан	38,35	3,05	Этилен	282,85	5,26
Гептан	6,35	2,68			
Двуокись серы	430,35	8,05			
Двуокись углерода	304,25	7,54			

4.1.3.2. Псевдокритические значения давления и температуры

Псевдокритические значения давления и температуры 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) псевдокритические значения давления $p_{пк}$ и температуры $T_{пк}$ следует рассчитывать, используя средневзвешенные по молярному составу критические значения давления и температуры его компонентов:

$$p_{пк} = \sum_i x_i \cdot p_{ki}; \tag{4.1.10}$$

$$T_{пк} = \sum_i x_i \cdot T_{ki}. \tag{4.1.11}$$

2) Псевдокритические значения давления $p_{пк}$ и температуры $T_{пк}$ можно рассчитывать по формулам ГОСТ 30319.2:

$$p_{пк} = 2{,}585\cdot(1{,}608 - 0{,}05994\cdot\rho_c - x_y - 0{,}392\cdot x_\alpha); \tag{4.1.12}$$

$$T_{пк} = 88{,}25\cdot(0{,}9915 + 1{,}759\cdot\rho_c - x_y - 1{,}681\cdot x_\alpha), \tag{4.1.13}$$

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) Псевдокритические значения давления $p_{пк}$ и температуры $T_{пк}$ можно определять, используя процедуру Холла – Ярбурга:

$$p_{пк} = 0{,}00689476 \cdot p_1 \cdot \frac{(T_1 - b)}{T_1 + x_{H_2S}\cdot(1 - x_{H_2S})\cdot b}; \tag{4.1.14}$$

$$T_{пк} = (1/1{,}8)\cdot(T_1 - b), \tag{4.1.15}$$

где $$b = 120\cdot[(x_y + x_{H_2S})^{0,9} - (x_y + x_{H_2S}))^{1,8}] + 15\cdot(x^{0,5}{}_{H_2S} - x^4{}_{H_2S}); \tag{4.1.16}$$

$$p_1 = 709{,}6 - 58{,}7\cdot\Delta_1;\ T_1 = 168 + 325\cdot\Delta_1 - 12{,}5\cdot\Delta_1^2; \quad (4.1.17)$$

$$\Delta_1 = \frac{\Delta - 1{,}52\cdot x_y - 0{,}967\cdot x_\alpha - 1{,}177\cdot x_{H_2S}}{1 - x_y - x_\alpha - x_{H_2S}}, \quad (4.1.18)$$

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

$$p_{пк} = 1{,}808(26{,}831 - \rho_н)\ ; \quad (4.1.19)$$

$$T_{пк} = 155{,}24(0{,}564 + \rho_н). \quad (4.1.20)$$

5) Величины $p_{пк}$ и $T_{пк}$ можно рассчитывать по номограмме рис. 4.1.1 (приложение 6) в зависимости от плотности газа $\rho_н$ при нормальных условиях.

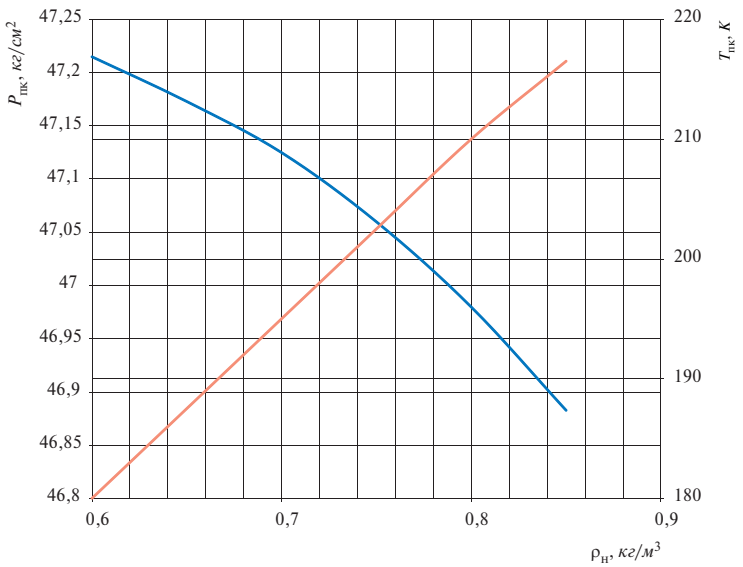


Рис. 4.1.1. Номограмма расчёта псевдокритических параметров газовых смесей

4.1.3.3. 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

$$p_{\text{пр}} = \frac{p}{p_{\text{пк}}} \text{ и } T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{пк}}}. \qquad (4.1.21)$$

4.1.4. 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-молекула) называется количество килограммов вещества, численно равное его молекулярной массе μ.

Газовая постоянная идеального газа (универсальная) R_{u} равна $8{,}31451 \cdot 10^3$ *Дж/(кмоль·К)*, или $8{,}31451 \cdot 10^3$ *Н·м/(кг·К)*, или $8{,}31451 \cdot 10^7$ *эрг/(кг·К)*.

4.1.4.1. Расчёт газовой постоянной реального газа

1) Расчёт газовой постоянной любого газа можно произвести через его молярную массу:

$$R = R_{\text{u}}/M = 8314{,}51/M, \quad \text{Дж/(кг·К)}. \qquad (4.1.22)$$

2) Газовая постоянная смеси газов рассчитывается через газовые постоянные компонентов газовой смеси:

$$R_{\text{см}} = g_1 R_1 + g_2 R_2 + \ldots + g_{\text{n}} R_{\text{n}}, \qquad (4.1.23)$$

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:

$$R = p_{\text{c}}/T_{\text{c}} \cdot \rho_{\text{c}} \cdot z_{\text{c}}. \qquad (4.1.24)$$

Если задана относительная плотность газа по воздуху Δ при стандартных условиях, то

$$R = R_{\text{воз}}/\Delta = 287{,}0/\Delta, \quad \text{Дж/(кг·К)}. \qquad (4.1.25)$$

4.1.5. Теплота сгорания газа

Теплота сгорания – количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании определённого объёма или массы газа.

Можно руководствоваться данными, приведёнными в таблицах 4.1.2–4.1.7, характеризующими процесс горения различных газов.

Таблица 4.1.2

Минимальное количество кислорода/воздуха (с 21 % O_2 и 79 % N_2), необходимое для полного сгорания 1 $м^3$ газов, $м^3$

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 4.1.3

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 4.1.4

Скорость пламени в смеси с воздухом различных газов

Газ	Скорость, *см/с*
Ацетилен	131
Водород	267
Метан	35
Окись углерода	33
Пропан	32

Таблица 4.1.5

Наивысшая температура пламени различных газов

Газ	Содержание газа в смеси с воздухом, % (по объёму)	Температура пламени, °С
Аммиак	21	1700
Ацетилен	9	2325
н-Бутан	3,2	1895
Изобутан	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 4.1.6

Концентрационные пределы взрываемости в смеси с воздухом различных газов при температуре окружающей среды 20 °С и давлении 0,1013 МПа

Газ	Кислород	Воздух
Ацетилен	1,95	82
н-Бутан	1,5	8,5
Изобутан	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 4.1.7

Теплотворная способность 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, *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, *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 может проводиться по формуле

$$H_{сн}^{20\ ^\circ C} = H_{сн}^{0\ ^\circ C} \cdot 0{,}932.$$

Теплота сгорания, теплотворная способность, калорийность газа – понятия равнозначные, характеризующие качество газа при использовании его как топлива.

Газ, не содержащий в своём составе водород, имеет только одну теплоту сгорания.

4.1.5.1. Расчёт теплоты сгорания газа

1) Расчёт теплоты сгорания реального (природного) газа может проводиться по составу газа:

$$H_{сн} = \sum_{i}^{n} x_i \cdot H_{нi}, \qquad (4.1.26)$$

где $H_{нi}$ – 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/м³*, по формулам ГОСТ 30319.1-96:

$$H_{св} = 92819 \cdot (0{,}51447 \cdot \rho_c + 0{,}05603 - 0{,}65689 \cdot x_\alpha - x_y) \cdot 10^3; \qquad (4.1.27)$$

$$H_{сн} = 85453 \cdot (0{,}52190 \cdot \rho_c + 0{,}04242 - 0{,}65197 \cdot x_\alpha - x_y) \cdot 10^3, \qquad (4.1.28)$$

где x_y – молярная доля диоксида углерода CO_2;

x_α – молярная доля азота N_2;

ρ_c – плотность газа при стандартных условиях.

4.1.6. 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 *M*, *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 $M_{ср.}$ может быть рассчитана по формуле

$$M_{ср.} = \alpha_1 M_1 + \alpha_2 M_2 + \ldots + \alpha_n M_n \cdot \qquad (4.1.29)$$

4.1.6.1. 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:

$$g_i = m_i / m; \qquad (4.1.30)$$

$$\rho_c = \sum_{i=1}^{n} r_i \cdot \rho_{ci}; \qquad (4.1.31)$$

$$g_i = r_i \cdot \rho_{ci} / \rho_c; \qquad (4.1.32)$$

$$S = \sum_{i=1}^{n} \frac{g_i}{M_i}; \qquad (4.1.33)$$

$$x_i = g_i / (M_i \cdot S), \qquad (4.1.34)$$

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 доля *i*-го компонента смеси.

4.1.7. Плотность

Плотность газа – отношение массы m газа к занимаемому им объёму V:

$$\rho = m/V\,. \tag{4.1.35}$$

При расчётах пользуются понятием относительной плотности газа Δ, т.е. отношение плотности газа к плотности сухого воздуха $\rho_в$ при одних и тех же условиях:

$$\Delta = \rho/\rho_в\,. \tag{4.1.36}$$

Плотность газа при 0 °C и атмосферном давлении (нормальные условия) может быть определена по его молярной массе M:

$$\rho = M/22{,}41, \tag{4.1.37}$$

где 22,41 $м^3$ – объём 1 *кмоля* любого газа при нормальных условиях.

Пересчёт плотности с одних параметров состояния газа на другие можно произвести по формуле

$$\rho = \rho_1 \frac{p T_1 z_1}{p_1 T z}\,, \tag{4.1.38}$$

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):

$$\rho_{см} = \alpha_1\rho_1 + \alpha_2\rho_2 + \ldots + \alpha_n\rho_n\,, \tag{4.1.39}$$

где α_1, α_2, α_n – объёмные концентрации компонентов смеси;
ρ_1, ρ_2, ρ_n – плотность компонентов смеси.

4.1.7.1. Расчёт плотности природного газа

Плотность газовых смесей, одной из которых является и природный газ, можно вычислять следующим образом:

1) Определяют плотность газа при стандартных условиях через плотность реальных чистых газов, составляющих природный газ:

$$\rho_c = \sum_i x_i \cdot \rho_{ci}, \qquad (4.1.40)$$

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.

Значения плотности различных реальных чистых газов при стандартных условиях берут из справочных данных. Значения плотности ρ_{ci} некоторых газов приведены в таблице 4.1.8.

Таблица 4.1.8

Значения 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/м*^{3}:						
- при 0 °*C* и 0,1013 *МПа*	0,7168	1,356	2,01	2,703	2,673	3,457
- при 20 °*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/м*^{3}:							
- при 0 °*C* и 0,1013 *МПа*	3,84	1,26	1,915	2,5	2,5	1,171	3,49
- при 20 °*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) [87]:

$$\rho_c = \frac{10^3 \cdot M \cdot p_c}{R \cdot T_c \cdot z_c} = \frac{M \cdot 101{,}3}{8{,}31451 \cdot 293{,}15 \cdot z_c} = 0{,}0415607 \cdot \frac{M}{z_c}, \qquad (4.1.41)$$

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, $R = 8{,}31451$ *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

$$\rho = \rho_c \frac{p T_c z_c}{p_c T z}. \qquad (4.1.42)$$

4) При содержании в природном газе углеводородных соединений типа $C_k H_{2k+2}$ расчёт можно проводить по формуле

$$\rho_c = 0{,}5831 \cdot \sum_i (k_i x_i) - 0{,}0022 + 0{,}0195 \cdot x_y + 0{,}075 \cdot x_a, \qquad (4.1.43)$$

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).

4.1.8. Удельный объём

Удельный объём газа – объём одной единицы массы газа, численно равный величине обратной плотности:

$$\nu = 1/p = V/m. \qquad (4.1.44)$$

4.1.9. Теплоёмкость

В термодинамических расчётах в зависимости от происходящего процесса применяют теплоёмкости при постоянном давлении c_p и постоянном объёме c_v, для которых справедлив закон Майера:

$$c_p - c_v = R, \tag{4.1.45}$$

где R – универсальная газовая постоянная.

Отношение теплоёмкостей c_p и c_v называется показателем адиабаты:

$$\gamma = c_p / c_v. \tag{4.1.46}$$

Теплоёмкость при постоянном давлении c_p определяется по экспериментальным данным как функция от p и T.

4.1.9.1. Расчёт изобарной теплоёмкости природного газа

1) Для упрощённого расчёта теплоёмкость газа можно определить по формуле

$$C_p = A_1 + A_2 \cdot T_{ср} + A_3 / T_{ср}^3 , \tag{4.1.47}$$

где $A_1 = 0{,}405;$ (4.1.48)

$A_2 = 0{,}439 \cdot 10^{-3};$ (4.1.49)

$A_3 = 0{,}046 \cdot 10^{6} \cdot (p_{ср} - 1)$. (4.1.50)

Среднее давление $p_{ср}$ рассчитываем по формуле

$$p_{ср} = \frac{2}{3}\left(p_н + \frac{p_к^2}{p_н + p_к}\right). \tag{4.1.51}$$

Согласно рекомендациям ОНТП 51-1-85* средняя на участке трубопровода изобарная теплоёмкость газа, *Дж/(кг·К)*, определяется по формуле

$$c_p = \left(1{,}695 + 1{,}838 \cdot 10^{-3} \cdot T + 1{,}69 \cdot 10^{6} \cdot \frac{p - 0{,}1}{T^3}\right) \cdot 10^3, \tag{4.1.52}$$

где p – давление газа, *МПа*;

T – температура газа, *К*,

или по номограмме рис. 4.1.2 (приложение 9).

**Формулы приведенные по рекомендациям ОНТП-51-1-85 могут применяться только для ориентировочных расчётов. Во всех других случаях необходимо применять рекомендации СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».*

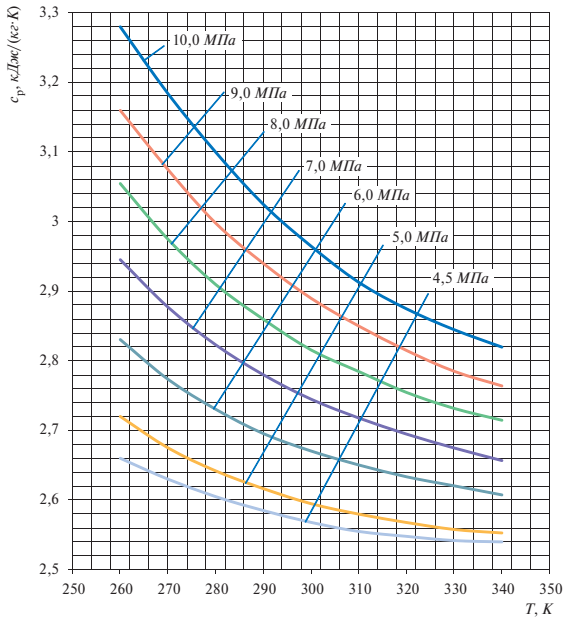


Рис. 4.1.2. Номограмма изобарной теплоёмкости природного газа. Рекомендации ОНТП 51-1-85

3) Удельную теплоёмкость природного газа при постоянном давлении можно рассчитывать по формуле

$$c_p = c^0_{pu} + \Delta c_p = \sum_{i=1}^{n} c^0_{pi} \cdot r_i + \Delta c_p, \qquad (4.1.53)$$

где c_p – изобарная теплоёмкость природного газа, *кДж/(кмоль·К)*;

c^0_{pu} – теплоёмкость смеси в идеальном состоянии;

Δc_p – поправка к теплоёмкости, учитывающая отклонение от идеального газа, *кДж/(кмоль·К)*;

c^0_{pi} – изобарная теплоёмкость *i*-го компонента природного газа;

r_i – мольная концентрация *i*-го компонента природного газа;

n – число компонентов в составе газа.

c^0_{pu} рассчитывается по формуле

$$c^0_{pu} = A_0 + A_1 \cdot T \cdot 10^{-2} + A_2 \cdot T^2 \cdot 10^{-4} + A_3 \cdot T^3 \cdot 10^{-6}, \qquad (4.1.54)$$

где $A_0 = 41{,}205$; $A_1 = -9{,}4802$; $A_2 = 3{,}2342$; $A_3 = -0{,}22399$;

Δc_p рассчитывается по формуле

$$\Delta c_p = p_{пр}^{1{,}25} \cdot 10^{(1{,}5 \cdot T_{пр}^2 - 6{,}0 \cdot T_{пр} + 6{,}36)}. \qquad (4.1.55)$$

c_p можно ещё рассчитывать по формуле

$$c_p = \frac{(c^0_{pu} + \Delta c_p)}{M} \cdot 10^3, \qquad (4.1.56)$$

где M – молярная масса, *кг/кмоль*:

$$M = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i.$$

Этот способ справедлив в диапазоне $0{,}8 \le p_{пр} \le 3{,}2$ и $1{,}4 \le T_{пр} \le 2$.

Для параметров в этом диапазоне можно изобарную теплоёмкость рассчитывать по номограмме рис. 4.1.3 (приложение 10).

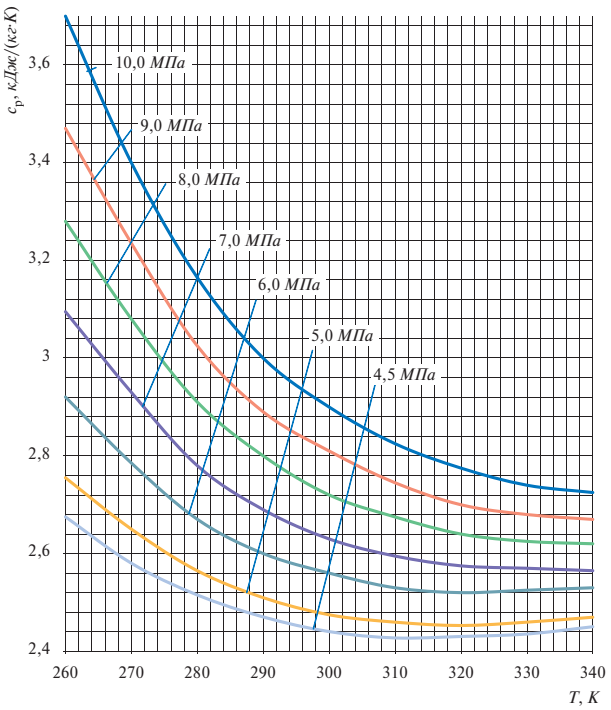


Рис. 4.1.3. Номограмма изобарной теплоёмкости природного газа

4) Согласно рекомендациям НТП 2006 года [87] удельную изобарную теплоёмкость природного газа c_p, *кДж/(кг·К)*, в диапазоне температур 250–400 *К* при давлении 15 *МПа* можно рассчитывать по формуле

$$c_p = R(E_0 + E_1 p_{пр} + E_2 p^2_{пр} + E_3 p^3_{пр}), \qquad (4.1.57)$$

где $R = \frac{8{,}3143}{M}$ – универсальная газовая постоянная; (4.1.58)

$$M = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i \text{ – молярная масса;} \tag{4.1.59}$$

$$p_{пр} = \frac{p}{p_{пк}}; \tag{4.1.60}$$

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}}; \tag{4.1.61}$$

$$p_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i p_{kpi}; \tag{4.1.62}$$

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{kpi}; \tag{4.1.63}$$

$$E_0 = 4,437 - 1,015 \cdot T_{пр} + 0,591 \cdot T_{пр}^2; \tag{4.1.64}$$

$$E_1 = 3,29 - \frac{11,37}{T_{пр}} + \frac{10,9}{T_{пр}^2}; \tag{4.1.65}$$

$$E_2 = 3,23 - \frac{16,27}{T_{пр}} + \frac{25,48}{T_{пр}^2} - \frac{11,81}{T_{пр}^3}; \tag{4.1.66}$$

$$E_3 = -0,214 + \frac{0,908}{T_{пр}} - \frac{0,967}{T_{пр}^2}. \tag{4.1.67}$$

Для параметров в диапазоне температур 250–400 *К* при давлении 15 *МПа* изобарную теплоёмкость можно рассчитывать по номограмме рис. 4.1.4 (приложение 11).

5) Для приближённых расчётов возможно определение c_p по номограмме рис. 4.1.5 (приложение 12).

При этом *кДж/(кг·К)*·24 = *ккал/(кг·°С)* · *(кг/см*^{2}*)* = 9,81·10^{-4} *Па*.

6) На практике в зависимости от параметров газа приближённый расчёт теплоёмкости удобней вести по вышеприведённым номограммам рис. 4.1.2–4.1.5 (приложения 9–12).

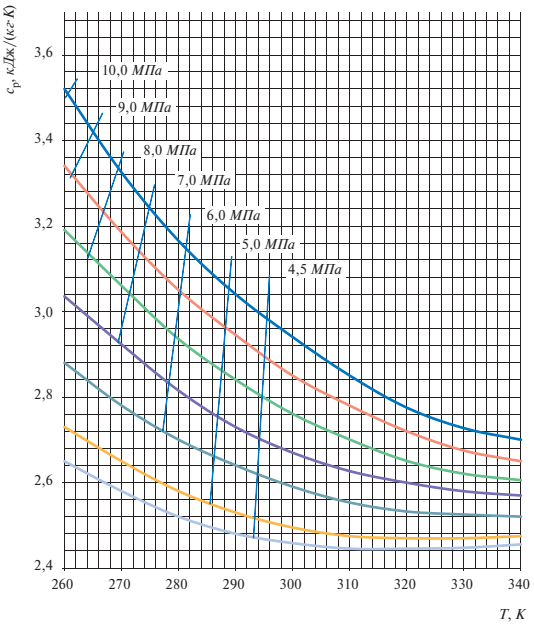


Рис. 4.1.4. Номограмма изобарной теплоёмкости природного газа. Рекомендации НТП 2006 года

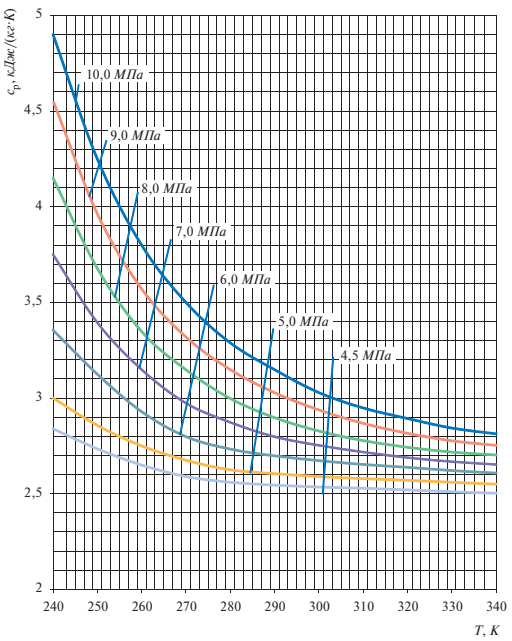


Рис. 4.1.5. Номограмма зависимости теплоёмкости газа от температуры и давления

4.1.10. Сжимаемость

Сжимаемость газа учитывает отклонение газов от законов идеального газа. Сжимаемость газа характеризуется коэффициентом сжимаемости z, который является поправкой к уравнению Клайперона: $p = R{\cdot}\rho{\cdot}T{\cdot}z_i$, определяется экспериментально (эмпирически) и является функцией от давления p и температуры газа T.

4.1.10.1. Расчёт коэффициента сжимаемости природного газа

1) Коэффициент сжимаемости z можно определять по рекомендациям ОНТП 51-1-85 по формуле

$$z = 1 - \frac{0{,}0241 \cdot p_{\text{пр}}}{1 - 1{,}68 \cdot T_{\text{пр}} + 0{,}78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0{,}0107 \cdot T_{\text{пр}}^3}, \qquad (4.1.68)$$

где z – коэффициент сжимаемости природного газа;

$p_{\text{пр}}$ – приведённое давление газа;

$T_{\text{пр}}$ – приведённая температура газа.

Вычисление значений $p_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ производится по формулам (4.1.19–4.1.21).

Формула (4.1.68) применяется при давлении до 75 *МПа* и значениях температуры, характерных для действующих газопроводов.

Коэффициент сжимаемости z можно рассчитать по номограмме рис. 4.1.6, составленной по формуле (4.1.68), (приложение 13).

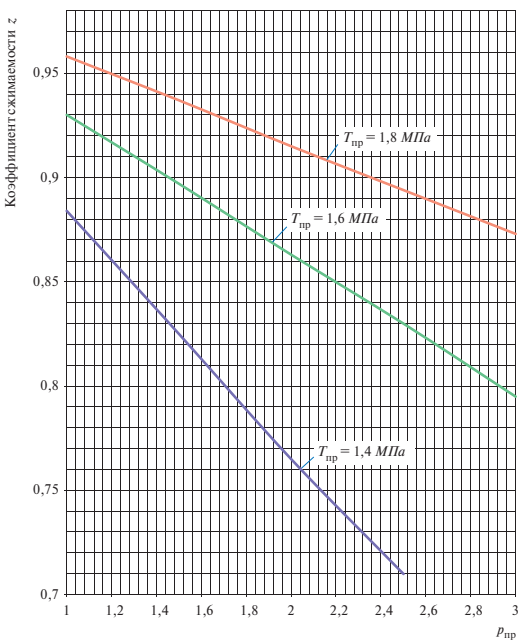


Рис. 4.1.6. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. Рекомендации ОНТП 51-1-85

2) Для применения в более широком диапазоне можно использовать процедуру Холла – Ярбурга:

$$z = \frac{0{,}06125 \cdot p_{\text{пр}} \cdot t \cdot e^{[-1{,}2\cdot(1-t)^2]}}{y}, \tag{4.1.69}$$

где $t = 1/T_{\text{пр}}$;

y вычисляется из уравнения

$$\left(14{,}76t - 9{,}76t^2 + 4{,}58t^3\right)\cdot y^2 = 0{,}06125 \cdot p_{\text{пр}} \cdot t \cdot e^{[-1{,}2\cdot(1-t)^2]} + \\ + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1-y)^3} + (90{,}7t - 242{,}2t^2 + 42{,}5t^3)\cdot y^{(2{,}18+2{,}82\cdot t)}. \tag{4.1.70}$$

Корень этого уравнения находится в интервале $0 \le y < 1$.

Можно рассчитать z по номограмме рис. 4.1.7, составленной по формуле (4.1.69), (приложение 14).

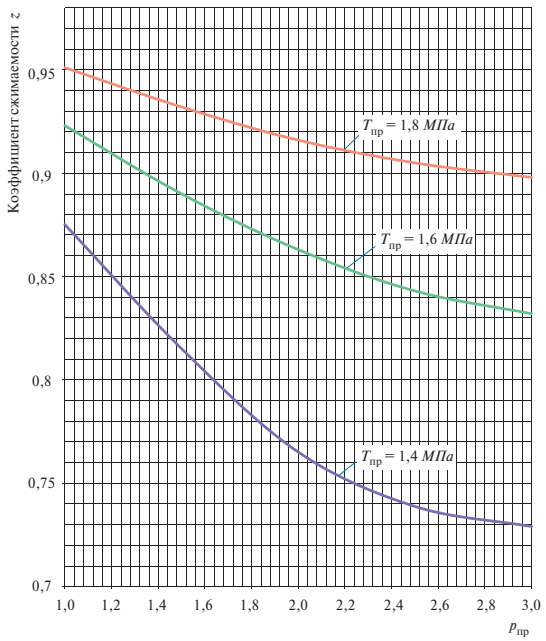


Рис. 4.1.7. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. По процедуре Холла – Ярбурга

3) При расчётах трубопроводов пользуются также процедурой Редлиха – Квонга, которая сводится к численному решению уравнения

$$z - \frac{z}{z - 0{,}0867 \cdot y} + \frac{0{,}4278 \cdot p_{\text{пр}} \cdot T_{\text{пр}}^{-2{,}5}}{z + 0{,}0867 \cdot y} = 0, \tag{4.1.71}$$

где $y = \dfrac{p_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}}}$.

Можно рассчитать z по номограмме рис. 4.1.8, составленной по формуле (4.1.71), (приложение 15).

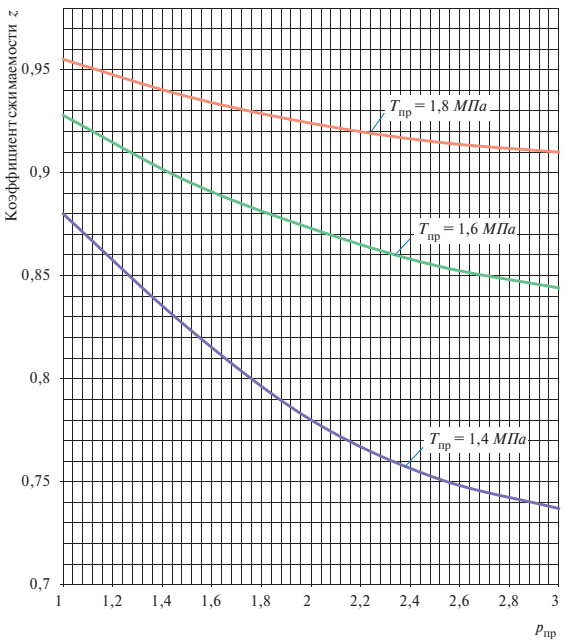


Рис. 4.1.8. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. По процедуре Редлиха – Квонга

4) Расчётная процедура НТП 2006 года [87] применяется при давлении до 25 *МПа* в диапазоне температур 250–400 *К*. Рекомендуется коэффициент сжимаемости определять по формуле

$$z = 1 + A_1 p_{\text{пр}} + A_2 p_{\text{пр}}^2, \tag{4.1.72}$$

где $A_1 = -0{,}39 + \dfrac{2{,}03}{T_{\text{пр}}} - \dfrac{3{,}16}{T_{\text{пр}}^2} + \dfrac{1{,}09}{T_{\text{пр}}^3}$; (4.1.73)

$$A_2 = 0{,}0423 - \frac{0{,}01812}{T_{\text{пр}}} + \frac{0{,}2124}{T_{\text{пр}}^2}. \qquad (4.1.74)$$

Можно рассчитать z по номограмме рис. 4.1.9, составленной по формуле (4.1.74), (приложение 16).

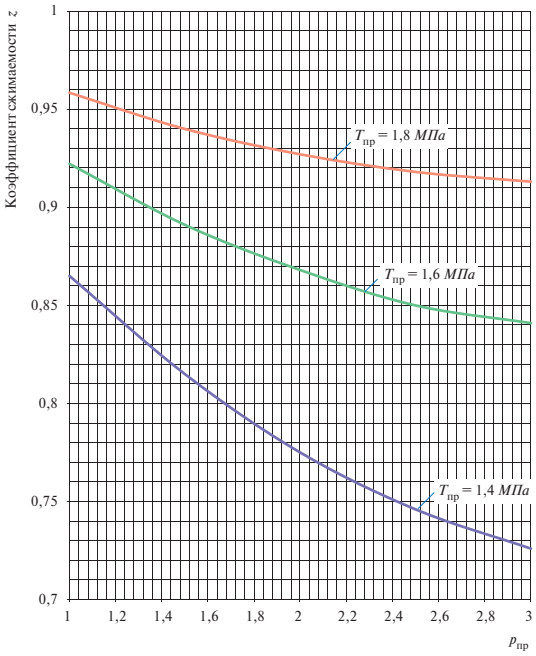


Рис. 4.1.9. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа. Рекомендации НТП 2006 года

5) Для приближённых расчётов можно рассчитать z по одной из номограмм рис. 4.1.10, или 4.1.11, или 4.1.12, или 4.1.13 (приложения 17–20).

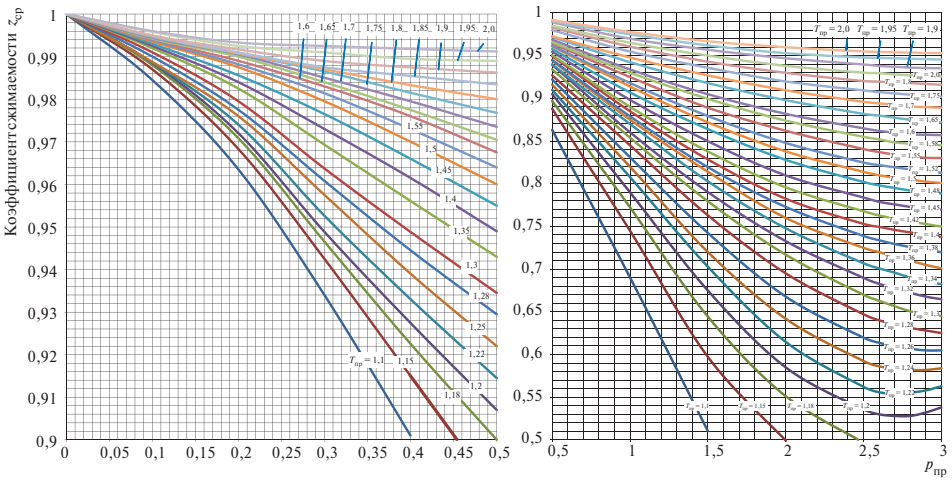


Рис. 4.1.10. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от $T_{пр}$ и $p_{пр}$

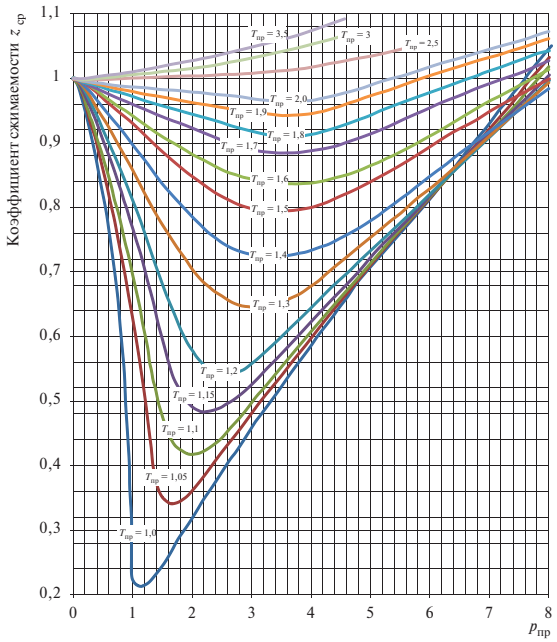


Рис. 4.1.11. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от $T_{пр}$ и $p_{пр}$

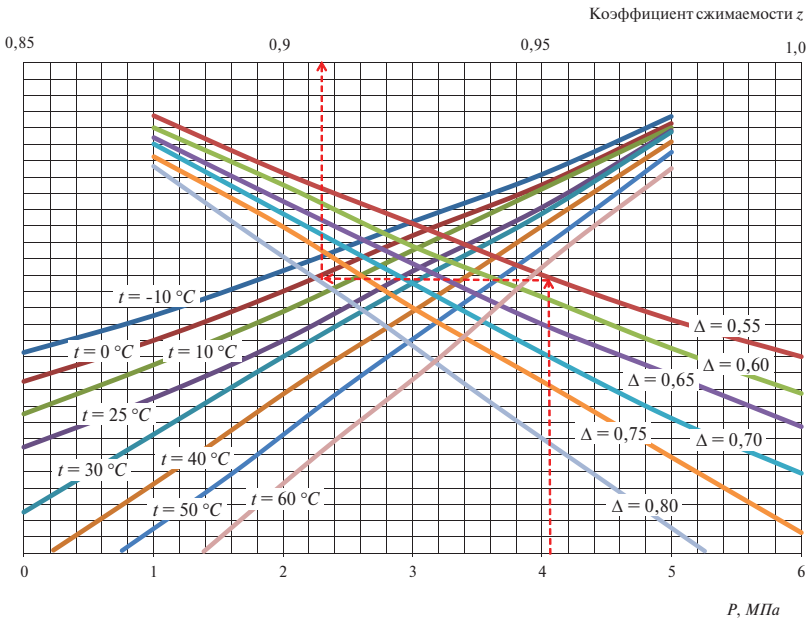


Рис. 4.1.12. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от t, p и Δ

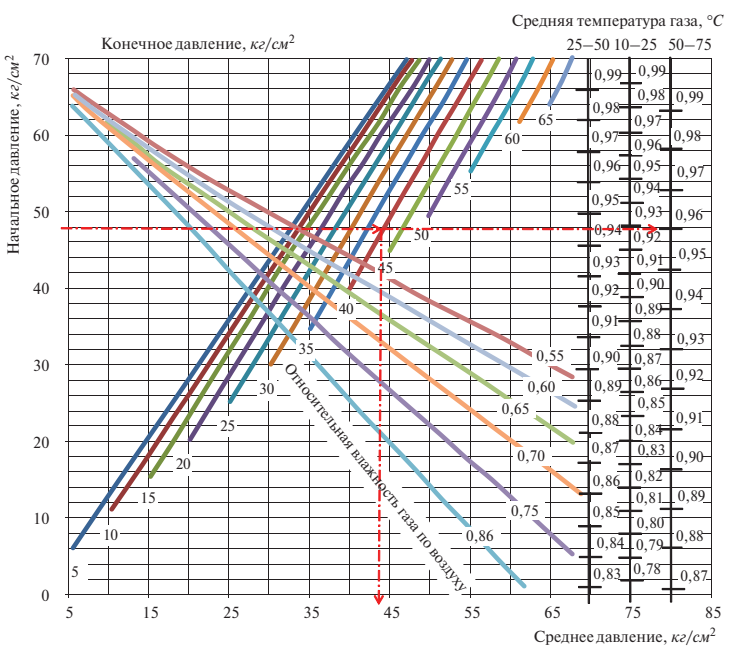


Рис. 4.1.13. Номограмма коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от T и p и относительной плотности

4.1.11. Вязкость

В технических расчётах используют коэффициенты динамической μ и кинематической ν вязкости:

$$\mu = -\tau dn/dv; \tag{4.1.75}$$

$$\nu = \mu/\rho, \tag{4.1.76}$$

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.

4.1.11.1. 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

$$\mu_T = 3{,}24 \cdot \frac{T^{0,5} + 1{,}37 - 9{,}09 \cdot \rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2{,}08 - 1{,}5 \cdot (x_a + x_y)} \cdot 10^{-6}. \tag{4.1.77}$$

Вязкость при давлении до 12 *МПа* вычисляют по формуле

$$\mu = \mu_T \cdot c_\mu, \tag{4.1.78}$$

где $c_\mu = 1 + \dfrac{p_{пр}^2}{30 \cdot (T_{пр} - 1)}$ – поправочный множитель, учитывающий давление.

Расчёт можно производить по номограмме рис. 4.1.14 на основе расчета по рекомендациям ГОСТ 30319.1-96 (приложение 21).

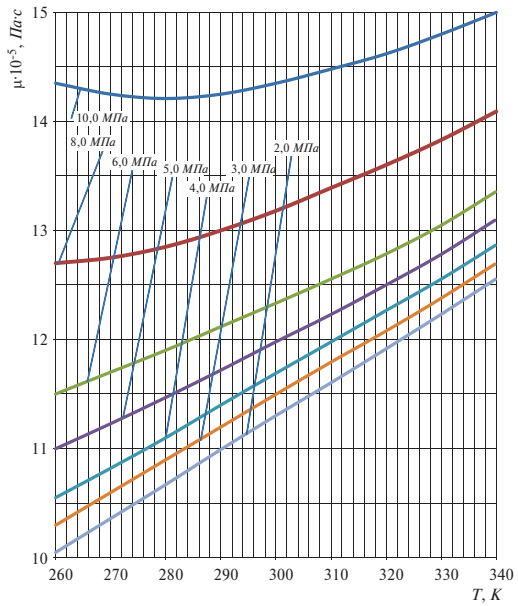


Рис. 4.1.14. Номограмма вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ГОСТ 30319.1-96

2) Вязкость природного газа можно вычислять по рекомендациям ОНТП 51-1-85.

$$\mu = 5{,}073 \cdot 10^{-6} \left[\begin{array}{c} \left(1 + \rho_c \cdot \left(1{,}104 - 0{,}25 \cdot \rho_c\right)\right) \times \\ \times \left(T_{пр} \cdot \left(1 - 0{,}1038 \cdot T_{пр}\right) + 0{,}037\right) \cdot \left(1 + \dfrac{p_{пр}^2}{30 \cdot \left(T_{пр} - 1\right)}\right) \end{array} \right]. \quad (4.1.79)$$

Расчёт можно производить по номограмме рис. 4.1.15 на основе расчёта по рекомендациям ОНТП 51-1-85 (приложение 22).

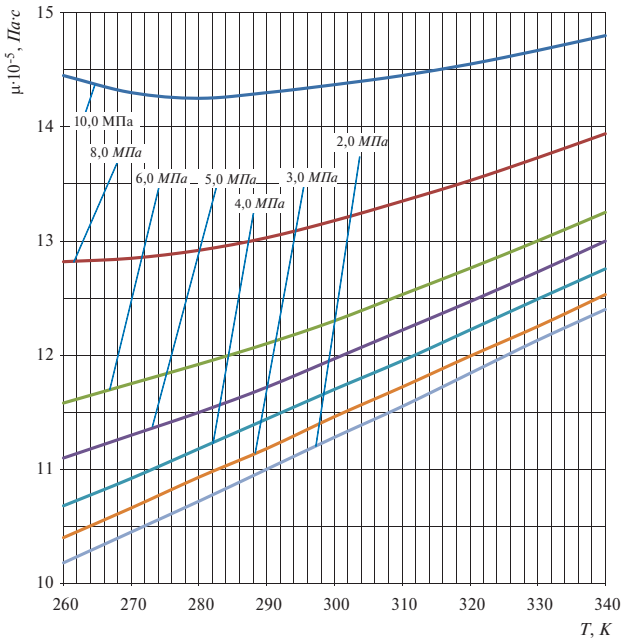


Рис. 4.1.15. Номограмма вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ОНТП 51-1-85

3) Вязкость природного газа при давлении в пределах от 0,7 до 5,6 *МПа* и температуре от 40 до 170 °*C* можно вычислять по формуле Lee A.L.

$$\mu = 10^{-6} \cdot k \cdot e^{(x \cdot \rho^{\alpha})}, \tag{4.1.80}$$

где $$k = \frac{(2{,}27 + 0{,}14 \cdot \Delta) \cdot T^{1{,}5}}{209 + 550{,}43 \cdot \Delta + 1{,}8 \cdot T}; \tag{4.1.81}$$

$$x = 3{,}5 + \frac{547{,}8}{T} + 0{,}2897 \cdot \Delta; \tag{4.1.82}$$

$$\rho = 3{,}48384 \cdot \frac{p \cdot \Delta}{z \cdot T}; \tag{4.1.83}$$

$$\alpha = 2{,}4 - 0{,}2 \cdot x\,. \tag{4.1.84}$$

Расчёт можно производить по номограмме рис. 4.1.16 на основе формулы Lee A.L. (приложение 23).

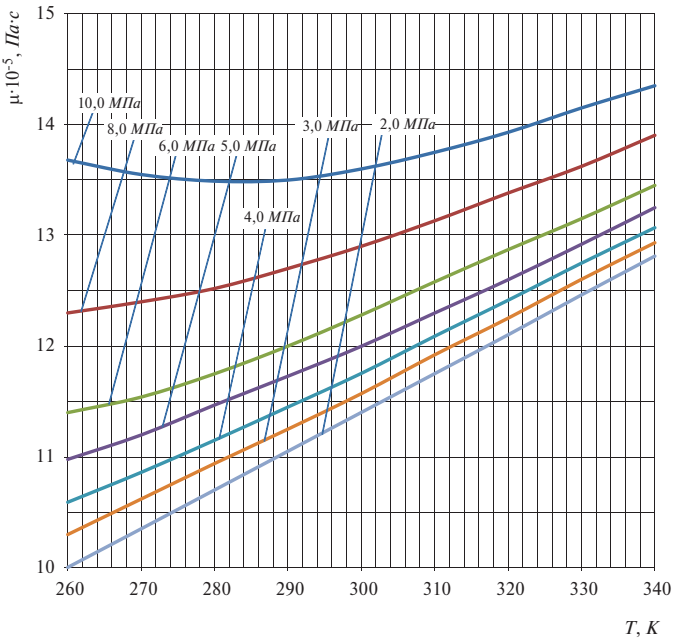


Рис. 4.1.16. Номограмма вязкости природного газа на основе формулы Lee A.L.

4) В соответствии с рекомендациями НТП 2006 года динамическую вязкость природных газов при давлении до 15 *МПа* и значениях температуры 250–400 *К* можно считать по формуле

$$\mu = \mu_0 \cdot (1 + B_1 \cdot p_{\text{пр}} + B_2 \cdot p_{\text{пр}}^2 + B_3 \cdot p_{\text{пр}}^3), \tag{4.1.85}$$

где $\mu_0 = 10^{-6} \cdot (1{,}81 + 5{,}95 \cdot T_{\text{пр}})$; (4.1.86)

$$B_1 = -0{,}67 + \frac{2{,}36}{T_{\text{пр}}} - \frac{1{,}93}{T_{\text{пр}}^2}; \tag{4.1.87}$$

$$B_2 = 0{,}8 - \frac{2{,}89}{T_{\text{пр}}} + \frac{2{,}65}{T_{\text{пр}}^2}; \tag{4.1.88}$$

$$B_3 = -0{,}1 + \frac{0{,}354}{T_{\text{пр}}} - \frac{0{,}314}{T_{\text{пр}}^2}. \tag{4.1.89}$$

Расчёт можно производить по номограмме рис. 4.1.17 на основе расчёта по рекомендациям НТП 2006 года (приложение 24).

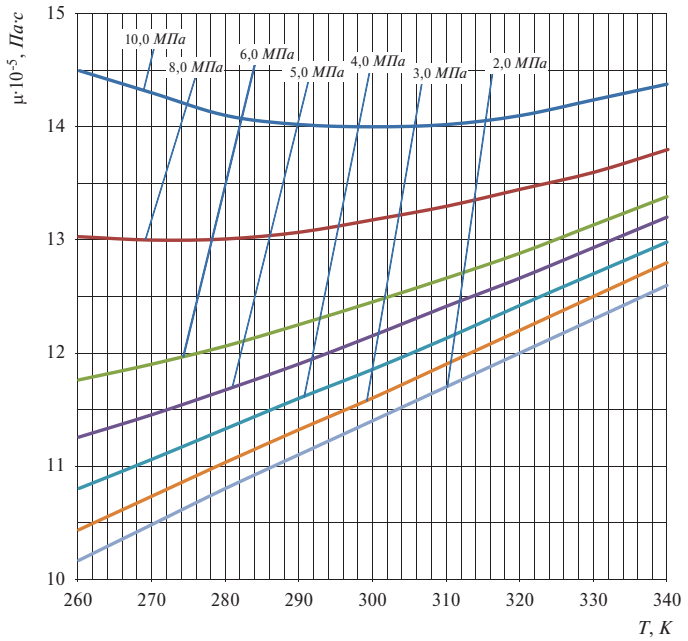


Рис. 4.1.17. Номограмма вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации НТП 2006 года

5) На практике удобней применять расчёт динамической вязкости по номограммам рис. 4.1.14, или 4.1.15, или 4.1.16, или 4.1.17 (приложения 21–26).

Во всех представленных способах расчёта μ, *Па·с*; *П*; *p, МПа*; *T, K*.

4.1.12. Влажность

Практически все газы содержат водяные пары, т.е. имеют некоторую влажность. Различают абсолютную массовую ω, *кг/кг,* и объёмную ω_v, *кг/м*^{3}, влажность:

$$\omega = m_п/m_г; \qquad (4.1.90)$$

$$\omega_v = m_п/V, \qquad (4.1.91)$$

где $m_п$, $m_г$ – соответственно 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 значениях давления и температуры.

Относительная влажность газа φ – отношение фактического количества водяных паров в единице объёма газа к максимально возможному при одних и тех же значениях давления и температуры:

$$\varphi = m_{п}/m_{Т} = \rho_{п}/\rho_{Т} = p_{п}/p_{Т}, \quad (4.1.92)$$

где $m_{Т}$ – максимальное количество водяного пара, которое может находиться в газе при данной температуре;
$p_{п}$ – парциальное давление водяного пара в газовой смеси;
$p_{Т}$ – давление насыщенного водяного пара.

Абсолютная и относительная влажность газа связаны между собой зависимостью

$$\omega = \frac{M_{вп}\varphi p_{Т}}{M(p - \varphi p_{Т})} = \frac{R\varphi p_{Т}}{R_{вп}(p - \varphi p_{Т})}, \quad (4.1.93)$$

где $M_{вп}$ и M – соответственно молярные массы водяного пара и газа;
$R_{вп}$ и R – соответствено 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.

4.1.12.1. Расчёт влажности природного газа

1) Абсолютную объёмную влажность газа (влагосодержание) можно определить по формуле

$$\omega = \frac{M_{вп} \cdot p_{Т} \cdot \rho}{M \cdot (p - p_{Т})} = \frac{M_{вп} \cdot p_{Т}}{22{,}41(p - p_{Т})} = \frac{0{,}804 \cdot p_{Т}}{p - p_{Т}}, \quad (4.1.94)$$

где ρ – плотность сухого газа при 0 °*C* и атмосферном давлении;
$M_{вп}$ – молярная масса водяного пара, $M_{вп} = 18$;
p – давление газа.

2) На практике для ориентировочного расчёта рациональней расчёт влажности газа производить при помощи номограммы рис. 4.1.18 (приложение 27).

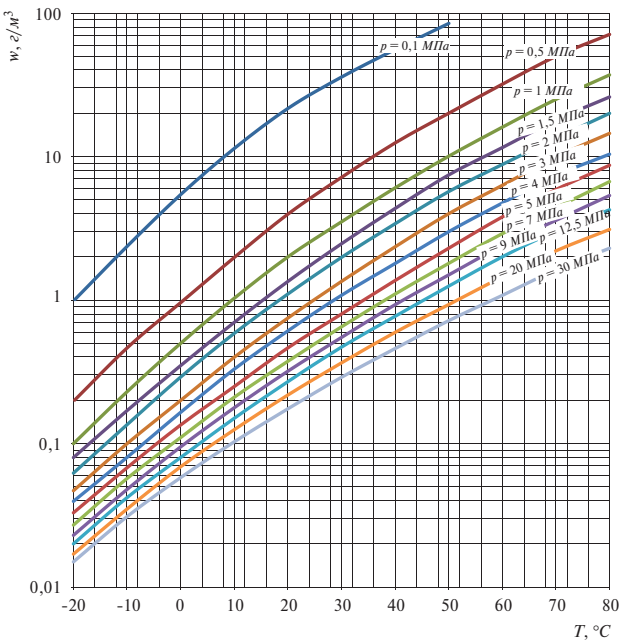


Рис. 4.1.18. Номограмма зависимости влагосодержания природного газа от температуры и давления

4.1.13. Гидравлическое сопротивление

При потоке газа в газопроводе возникает гидравлическое сопротивление. Гидравлическое сопротивление оценивают коэффициентом гидравлического сопротивления λ, 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 *K, мм*. Для труб без внутреннего гладкостенного покрытия *K* следует принимать для расчетов равным 0,03 *мм*; для труб с внутренним гладкостенным покрытием $K = 0{,}01$ *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 техниче-

ских расчётах за коэффициент гидравлического сопротивления можно принимать $\lambda = (1{,}02 \div 1{,}05)\ \lambda_{тр}$, где $\lambda_{тр}$ – 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 газа 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 зависит 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

$$\lambda_{тр} = \frac{64}{Re}. \qquad (4.1.95)$$

Гладкостенный (гидравлически гладкие трубы) режим течения характерен для распределительных газопроводов малого диаметра.

Для гладкостенного режима, где $Re = (2 \div 4) \cdot 10^3$, коэффициент гидравлического сопротивления от трения вычисляют по формуле

$$\lambda_{тр} = 0{,}067\left(\frac{158}{Re}\right)^{0,2} = \frac{0{,}1844}{Re^{0,2}}. \qquad (4.1.96)$$

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»:

$$\lambda_{тр} = 0{,}067\left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2 \cdot K}{D}\right)^{0{,}2}, \qquad (4.1.97)$$

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

$$\lambda_{тр} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{2K}{D}\right)^{0{,}2}. \qquad (4.1.98)$$

Для практических расчетов, принимая $K = 0{,}03$ для квадратичного течения газа, коэффициент гидравлического сопротивления от трения можно вычислять по формуле

$$\lambda_{тр} = \frac{0{,}03817}{D^{0{,}2}}. \qquad (4.1.99)$$

Зависимость между смешанным и квадратичным режимом течения определяется величиной

$$\mathrm{Re}_{пер} = 11 \cdot \left(\frac{D}{2K}\right)^{1{,}5}. \qquad (4.1.100)$$

При Re > $\mathrm{Re}_{пер}$ имеем квадратичный режим течения, при Re < $\mathrm{Re}_{пер}$ – 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.

4.1.13.1. Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления газа

1) Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле

$$\lambda = \frac{\lambda_{тр}}{E^2}. \qquad (4.1.101)$$

2) Коэффициент гидравлического сопротивления от трения рассчитывают по формуле (4.1.97)

$$\lambda_{тр} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2K}{D} \right)^{0{,}2}.$$

Однако при практических расчётах пропускной способности газопровода невозможно рассчитать Re по формуле

$$\mathrm{Re} = 1{,}27 \cdot \frac{q \cdot \rho_г}{\mu \cdot D} \cdot 10^3, \qquad (4.1.102)$$

где μ – динамическая вязкость;

ρ – плотность газа;

D – условный диаметр;

q – пропускная способность,

и поэтому предлагается:

- эмпирическим путём определить возможный режим течения газа в газопроводе исходя из ранее приведённых рекомендаций;
- применяя формулы (4.1.95)–(4.1.97) или (4.1.98), рассчитать $\lambda_{тр}$;
- принять значение E;
- по формуле (4.1.101) рассчитать λ.

4.1.14. 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:

$$\frac{\frac{p_1}{p_2}}{\frac{\rho_1}{\rho_2}} = \gamma, \qquad (4.1.103)$$

где p_1 и p_2 – давление газа в начале и в конце процесса;

ρ_1 и ρ_2 – плотность газа в начале и в конце процесса;

γ – показатель адиабаты газового процесса

или

$$p \cdot \rho^{-\gamma} = \text{const}, \tag{4.1.104}$$

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:

$$\gamma = \frac{c_p}{c_V}. \tag{4.1.105}$$

4.1.14.1. Расчёт показателя адиабаты

Показатель адиабаты природного газа при неизвестном компонентном составе, но известной доле азота согласно ГОСТ 30319.3 рекомендуется вычислять по усовершенствованной формуле Кобза:

$$\gamma = 1{,}556 \cdot (1 + 0{,}074 \cdot x_a) - 3{,}9 \cdot 10^{-4} \cdot T \cdot (1 - 0{,}68 x_a) - 0{,}208 \cdot \rho_c + \\ + \left(\frac{p}{T}\right)^{1{,}43} \cdot \left[384 \cdot (1 - x_a) \cdot \left(\frac{p}{T}\right)^{0{,}8} + 26{,}4 \cdot x_a\right], \tag{4.1.106}$$

где x_a – молярная доля N_2 в газовой смеси;
ρ_c – плотность газа при стандартных условиях;
p – давление газа;
T – температура газа.

Таблица 4.1.9

Определение показателя адиабаты

T, K	γ при p, *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

Для приближённых расчётов показателя адиабаты можно воспользоваться справочной таблицей (табл. 4.1.9).

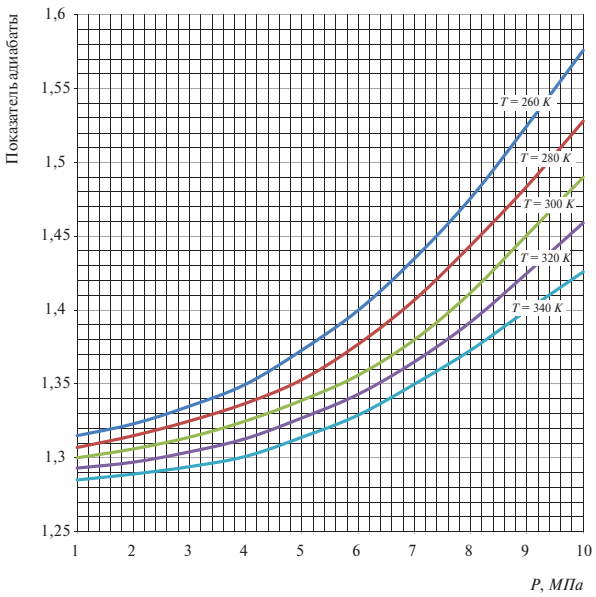


Рис. 4.1.19. Номограмма для расчёта показателя адиабаты

Для приближённых расчётов показателя адиабаты можно пользоваться номограммой (рис. 4.1.19), рассчитанной по ГОСТ 30319.3, (приложение 28).

4.1.15. Значения некоторых постоянных

Плотность воздуха при стандартных условиях $p_{воз.} = 1{,}2046$ *кг/см*^{2};
Универсальная газовая постоянная идеального газа
$R_и = 8{,}31451$ *кДж/(кмоль·К)*;
Универсальная газовая постоянная воздуха $R_{воз.} = 286{,}89$ *н м/(кг·К)*;
Ускорение силы тяжести $g = 9{,}80665$ *м/с*^{2}.

4.2. Расчёты при диспетчерском управлении газотранспортными системами ЕСГ

4.2.1. Введение 519
4.2.2. Виды диспетчерских расчётов 519
4.2.2.1 Инженерно-технические гидравлические и тепловые расчёты трубопроводов 520
Расчёты пропускной способности и производительности при заданных параметрах газопровода 520
Расчёт технически возможной пропускной способности и производительности 527
Конфигурация газотранспортной сети 531
Параметры газотранспортной сети 532
Расчёт фактического режима работы (идентификация) 532
Расчёт массового, объёмного и коммерческого расхода газа на любом участке газопровода 533
Расчёт запасов газа в газотранспортной системе 534
Расчёт времени опорожнения газопровода (участка) от газа через свечу 537
Расчёт количества газа, выпущенного (стравленного) из газопровода (участка) через свечу 540
Расчёт оптимального режима работы газотранспортной системы 544
Расчёт плановых режимов работы газотранспортных систем 546
Долгосрочное планирование 547
Среднесрочное планирование 547
Краткосрочное планирование 548
Оперативное планирование 549
Расчёт прогнозного режима работы газотранспортной системы . 549
4.2.2.2. Инженерные расчёты 553
Расчёт работы компрессорной станции 553
Расчёт работы привода ГПА 554
Расчёт работы ЦБН 557
Расчёт работы АВО 563
Расчёт потребности в газе на собственные технологические нужды 570
Расчёт технологических потерь газа 577
4.2.2.3. Управленческие расчёты 578
Расчёт потоков газа 578
Расчет диспетчерских заданий 579
Диспетчерское задание ЦПДД – ПДС ГТО 579
Диспетчерское задание ПДС ГТО – ДС ЛПУ МГ (КС) 580
4.2.2.4. Балансовые и учётные расчёты 581
Расчёт товаротранспортной работы по газотранспортным сетям . . 581
Расчёт балансов газа 582
Расчёты, связанные с отпуском газа потребителям 588

4.2.1. 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.

4.2.2. Виды диспетчерских расчётов

Диспетчерские расчёты можно разделить на две основные группы:

- первая группа – инженерно-технические расчёты;
- 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:
  - газопровода с лупингами;
  - газопровода с разными диаметрами;
  - газопровода с отборами и поступлениями газа;
  - газопровода с разными высотными отметками;
  - 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:

- расчёты пропускной способности и производительности при заданных параметрах газопровода:
  - фактического режима работы (идентификация) газопровода, газотранспортной системы;
  - объёмного и коммерческого расхода газа на любом участке газопровода;
  - температуры газа на любом участке газопровода;
  - давления газа на любом участке газопровода;
  - 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:
  - расчёты, 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;
  - расчёты, связанные с отпуском газа потребителям.

4.2.2.1. 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» [87], Р Газпром 2-3.5-433-2010 «Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов» [88].

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, охлаждения газа и т.п. (СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов») [87].

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 в 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) [74].

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 пропускная способность бывает:

- проектной;
- оценочной;
- технически возможной:
  - валовой;
  - товарной.

Проектной пропускной способностью называют пропускную способность при максимально возможном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и принятых проектом расчётных параметрах (рабочее давление, температура окружающего воздуха и грунта, температура газа и т.д.).

Оценочной пропускной способностью называется ориентировочное значение пропускной способности, определяемое в начальной стадии проектирования для последующего точного расчёта возможных технологических вариантов транспорта газа или при эксплуатации ГТС, магистральных газопроводов с учетом отличия фактических расчётных 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;

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 4.2.

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, приведённых в ГОСТ 2939: 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 период времени транспортировку объёмов газа от пункта его приёмки до пункта 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 и диагностических работ (Р Газпром 2-3.5-433-2010 «Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возмож-

ной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов») [88].

Производительность газопровода (ГТС); загрузка газопровода (ГТС): количество газа, $м^3$ при стандартных условиях, транспортируемого по газопроводу (ГТС) за расчётный 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

$$Q_{\text{п}} = K_{\text{и}} \cdot \sum_{i=1}^{\text{n}} \left(q_{\text{i}} \cdot \tau_{\text{i}}\right) \cdot 10^{-3}, \qquad (4.2.1)$$

где $Q_{\text{п}}$ – 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

$$K_{\text{и}} = K_{\text{ро}} \cdot K_{\text{эт}} \cdot K_{\text{нд}}\,, \qquad (4.2.2)$$

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 течение 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 $K_{ро} = 0{,}98$.

Для реверсивных газопроводов и газотранспортных систем $K_{ро} = 1$.

Для газопроводов и газотранспортных систем протяжённостью более 1000 *км* $K_{эт} = 0{,}98$, менее 1000 *км* – $K_{эт} = 1$.

Оценочное значение $K_{нд}$ определяют по таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1

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 применяют для определения пропускной способности распределительных газопроводов по формуле

$$q_{\text{расп.}} = \frac{Q_{\max}}{K_{\text{и}}}, \qquad (4.2.3)$$

где $q_{\text{расп.}}$ – пропускная способность распределительного газопровода;

$Q_{\max}$ – среднесуточное 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, $м^3/ч$, 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.

$$K_{\text{и от}} = K_{\text{ро}} \cdot K_{\text{нд}}, \qquad (4.2.5)$$

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 будут определяться наименьшей величиной пропускной способности составляющих её участков.

В настоящее время транспортировка газа в ЕСГ осуществляется в основном по ГТС, состоящей из нескольких магистральных газопроводов, работающих в едином гидравлическом режиме. При проведении диспетчерских расчётов необходимо оперировать не отдельными магистральными газопроводами (за исключением 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;
- расчётную;
- проектную;
- фактическую.

Оценочная ориентировочная или заданная производительность газопровода определяется прикидочным расчётом или задается при проведении оценочных расчётов по ориентировочным параметрам газопровода (задание на проектирование, проведение технико-экономических сопоставлений различных вариантов и т.д.).

Расчётная производительность газопровода определяется при проведении гидравлических расчётов 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 его приёмки до пунктов 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» [87]).

Технически возможная производительность магистрального газопровода – способность МГ обеспечить в конкретный временной период транспортировку газа от пунктов его приёмки до пунктов 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» [88]).

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 его приёмки до пункта 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 [74]).

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» [88]).

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 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 и установленное рабочее давление;
- показателями технического состояния, которые характеризуют ГПА и могут использоваться при расчёте, являются коэффициент технического состояния ГПА и 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 ограничено 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 также 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» [88].

Утверждённый нормативный документ, регламентирующий расчёт ТВПС распределительных газопроводов высокого давления и газопроводов-отводов, в настоящее время отсутствует. Для расчёта ТВПС газопроводов-отводов и распределительных газопроводов высокого давления 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 (рис. 4.2.1);
- сложный газопровод-отвод состоит из корневого газопровода-отвода и простых газопроводов-отводов;
- корневой газопровод-отвод обычно подключен к МГ или РГ, а к нему подключаются простые газопроводы-отводы, на которых установлены ГРС;

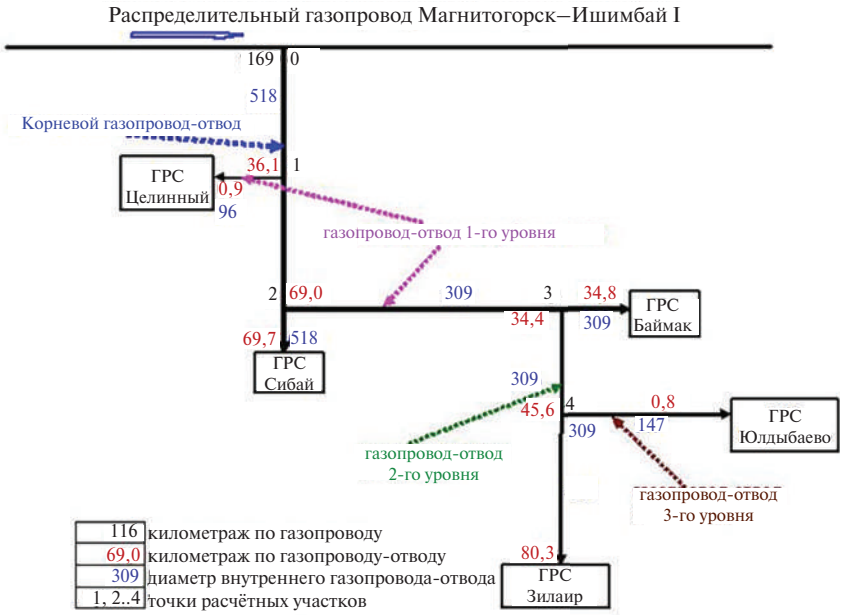


Рис. 4.2.1. Схема сложного газопровода-отвода

- 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.;
- ТВПС газопровода-отвода – это расчётный часовой объём газа (в стандартных метрах кубических), который в условиях стационарного режима течения 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 любую 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, установленную при заключении договоров (контрактов) на поставку газа;
- максимальная допустимая скорость газа на входе ГРС не должна превышать 20 *м/с*;
- 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 ограничены 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 также могут производиться 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 счёте 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 давление 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 на 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, 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 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 (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. 4.2.2):

- $p_н$ – 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.

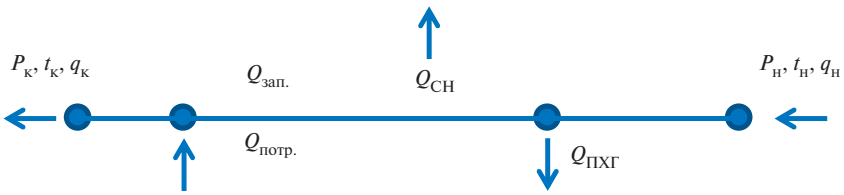


Рис. 4.2.2. Расчётная схема участка ГТС

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 расчётном участке: суммарный запас газа в выбранном для расчёта участке ГТС ЕСГ любой необходимой величины;
- 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 (проектном) давлении и минимальной допустимой температуре;
- запас газа проектный: количество газа в расчётном участке при проектных давлении и температуре на входе и выходе КС расчётного участка;
- запас газа максимальный фактический: фактически достигнутое максимальное количество газа на расчётном участке, зафиксированное в диспетчерском журнале за многолетнее наблюдение при данной конфигурации расчётного участка;
- запас газа минимально допустимый технологический: минимальное количество газа на 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, на 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 на расчётном участке, находящееся в диапазоне между максимальным фактическим запасом газа и минимально допустимым запасом газа;
- запас газа оптимальный: диапазон стремящихся к максимуму значений запасов газа в системе газоснабжения (ее части), позволяющий обеспечивать выполнение с наибольшей эффективностью основных задач диспетчерского управления с учётом 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

$$V_{\text{i}} = 10^{-6} \cdot S \cdot \frac{1}{\rho_{\text{c}}} \cdot \int_0^l \rho_{\text{x}} \cdot dx, \qquad (4.2.6)$$

где V_{i} – запас газа в газопроводе, *млн м*^{3};

S – сечение газопровода, *м*^{3};

ρ_c – плотность газа при стандартных условиях;
l – длина трубопровода, *м*;
ρ_x – плотность газа при рабочих условиях в точке *x* газопровода;

$$S = \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}, \tag{4.2.7}$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, *м*.

Плотность газа в любой точке газопровода можно рассчитать по формуле

$$\rho_x = \frac{\rho_c \cdot T_c \cdot p_x}{P_c \cdot z_x \cdot T_x}, \tag{4.2.8}$$

где T_c – температура газа при стандартных условиях, *K*;
P_c – давление газа 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 – коэффициент сжимаемости 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

$$V_{ср} = 10^{-6} \cdot \frac{D_{вн}^2}{4} \cdot \frac{T_c \cdot p_{ср}}{P_c \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}} \cdot l. \tag{4.2.9}$$

Запас газа прямо пропорционален внутреннему объёму газопровода и среднему давлению газа и обратно пропорционален средней температуре. Среднее давление газа $p_{ср}$ на линейном участке рассчитывается по формуле, исходя из абсолютного и избыточного давления газа в начале и в конце линейного участка газопровода (разделы 4.1 и 4.3). Средняя температура газа $T_{ср}$ рассчитывается по формуле (4.3.5) или (4.3.11) исходя из температуры газа в начале и в конце линейного участка газопровода с учётом температуры грунта.

Величина $z_{ср}$ рассчитывается по рекомендациям раздела 4.1.

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 на 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

$$V = \frac{\sum_{i=1}^{n} v_i \cdot p_{ср} \cdot l \cdot 293 \cdot 10{,}2}{z_{ср} \cdot 10^6 \cdot T_{ср}}, \qquad (4.2.10)$$

где n – число МГ в ГТС;

v_i – геометрический объём i-го МГ длиной 1 *км*, $м^3$;

$p_{ср}$ – среднее давление на участке МГ, *МПа*;

l – длина участка МГ, *км*;

$z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости;

$T_{ср}$ – средняя температура газа, *К*.

Геометрический объём 1 *м* газопровода различного диаметра можно рассчитать или определить по табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2

Геометрический объём газопровода длиной 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

Также для приближённых расчётов запаса газа в трубопроводах можно использовать номограммы приложений 43–46.

Расчёт 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

$$\frac{p_{\text{г}}}{p_{\text{атм}}} > \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}, \qquad (4.2.11)$$

где $p_{\text{г}}$ – давление газа в газопроводе в месте установки свечи, *МПа*;
$p_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, *МПа*;
γ – показатель адиабаты.

Показатель адиабаты рассчитывается в соответствии с рекомендациями раздела 4.1.

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.

Время, при котором давление в газопроводе уменьшится от давления начала стравливания $p_{\text{н}}$ до значения $p_{\text{к}}$ при критическом истечении, можно найти по формуле

$$t = \frac{V}{S_{\text{с}}} \cdot \frac{ln\left(\frac{p_{\text{н}}}{p_{\text{к}}}\right)}{\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{1}{\gamma-1}} \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_{\text{н}}}{\gamma+1}}}, \qquad (4.2.12)$$

где t – время стравливания газа из полости газопровода, *с*;
V – геометрический объём стравливаемого участка газопровода, $м^3$;
$S_{\text{с}}$ – сечение свечи, $м^2$;
$p_{\text{н}}$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;
$p_{\text{к}}$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;
γ – показатель адиабаты.

Докритическое истечение газа будет при

$$\frac{p_{\text{г}}}{p_{\text{атм}}} < \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}, \qquad (4.2.13)$$

где $p_{\text{г}}$ – давление газа в газопроводе в месте установки свечи, *МПа*;
$p_{\text{атм}}$ – 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

$$t = \frac{V}{S_c} \cdot \frac{f\left(\gamma, \frac{p_н}{p_{атм}}, \frac{p_к}{p_{атм}}\right)}{\sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_г}{\gamma + 1}}}, \qquad (4.2.14)$$

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)*;

$f(\gamma, p_н/p_{атм}, p_к/p_{атм})$ – функция, определяемая интегралом.

$$f\left(\gamma, \frac{p_н}{p_{атм}}, \frac{p_к}{p_{атм}}\right) = \int_{\frac{p_к}{p_{атм}}}^{\frac{p_н}{p_{атм}}} \frac{d\xi}{\sqrt{\xi^{\frac{2(\gamma-1)}{\gamma}} - \xi^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}}. \qquad (4.2.15)$$

На практике для ориентировочных расчётов время опорожнения газопровода можно определять при помощи номограммы рис. 4.2.3 (приложение 29).

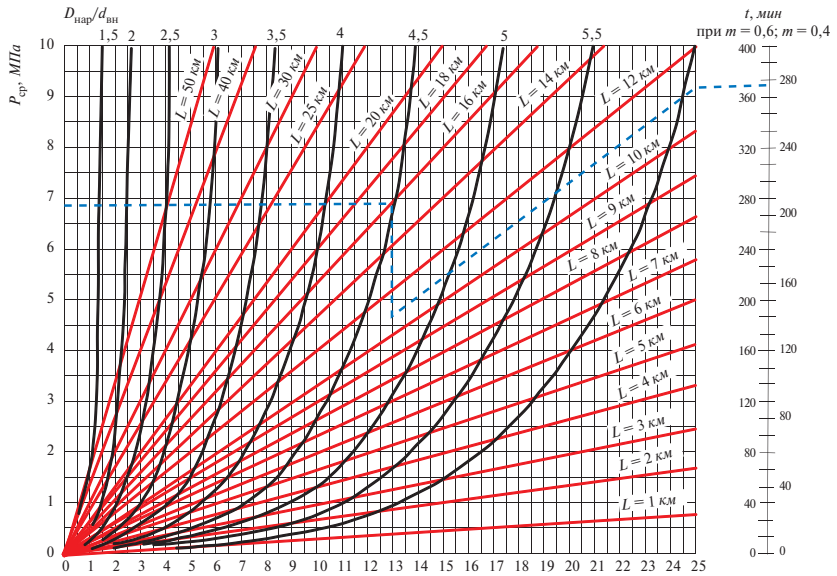
При продувке участка газопровода один газ (воздух) вытесняется другим газом (природный газ), поэтому в зоне их контакта образуется метановоздушная смесь. Длина зоны смеси в пределах концентрации 0,01–99,99 % определяется формулой

$$l_c = 6{,}22 \cdot D^{0{,}45} \cdot \sqrt{L}, \qquad (4.2.16)$$

где l_c – длина зоны газовоздушной смеси, *м*;

D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;

L – длина участка вытеснения, *км*.



$D_{вн}$ – 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, M= 0,4; T – время опорожнения газопровода при равнопроходном кране. При $m = 1$; $t = 0{,}4 \cdot \tau$

Рис. 4.2.3. Номограмма для определения времени опорожнения газопровода

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

$$M = \rho_c \cdot v_c \cdot S_c , \qquad (4.2.17)$$

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 количества газа, выпускаемого через свечу из газопровода, производится в приведенной ниже последовательности.

1. Определяем параметры истечения газа из свечи (стр. 537–538);
2. Для критического режима истечения определяем:
   - плотность газа на выходе их свечи (раздел 4.1);
   - давление газа на выходе из свечи по формуле

$$p_c = p_г \cdot \left(\frac{\gamma + 1}{2} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}, \qquad (4.2.18)$$

где p_c –давление на входе из свечи, *МПа*;
$p_г$ – давление в газопроводе, *МПа*;
γ – показатель адиабаты;

   - температуру газа на выходе из свечи по формуле

$$T_c = T_г \cdot \frac{2}{\gamma + 1}, \qquad (4.2.19)$$

где T_c – температура газа выходе из свечи, *К*;
$T_г$ – температура газа в газопроводе, *К*;
γ – показатель адиабаты;

   - скорость газа на выходе из свечи по формуле

$$v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_г}{\gamma + 1}}, \qquad (4.2.20)$$

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

$$u = 18{,}591 \cdot \left(\frac{T_c \cdot \gamma \cdot z}{\rho_c} \right)^{0{,}5}, \qquad (4.2.21)$$

где u – скорость звука в природном газе, *м/с*;
γ – показатель адиабаты;
T_c – температура газа на 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. 4.2.4 (приложение 30) или справочными данными табл. 4.2.3.

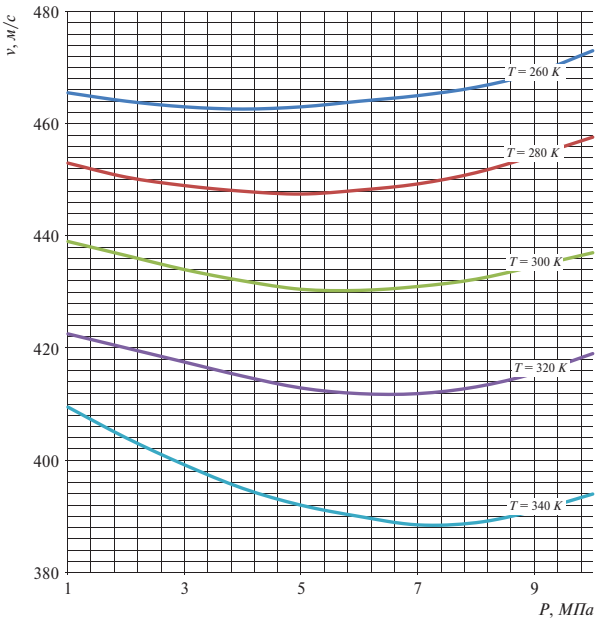


Рис. 4.2.4. Номограмма для определения скорости звука в природном газе

Таблица 4.2.3

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	403,2	398,4	394,3	391,0	388,5	386,9	386,5	387,4	389,7
280	424,3	420,0	416,5	413,7	411,7	410,7	410,5	411,4	413,3	416,4
300	438,9	435,6	433,0	431,1	430,0	429,8	430,4	432,0	434,5	438,0
320	452,8	450,2	448,3	447,1	446,6	446,9	448,0	449,9	452,7	456,4
340	466,0	464,0	462,6	461,9	461,8	462,5	463,9	466,0	469,0	472,8

3. Определяем количество газа, выпущенное через свечу за определённое время

$$K = M \cdot t\,, \qquad (4.2.22)$$

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

$$Q = \frac{\rho_c}{\rho_{ст}} \cdot v_c \cdot S_c \cdot t, \qquad (4.2.23)$$

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 (раздел 4.1);
- давление газа на выходе из свечи будет равно атмосферному:

$$p_c = p_{ат}, \qquad (4.2.24)$$

где p_c – давление на входе из свечи, *МПа*;
$p_{ат}$ – давление атмосферное, *МПа*;
- температуру газа на выходе из свечи по формуле

$$T_c = T_г \cdot \left(\frac{p_г}{p_{ат}} \right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}, \qquad (4.2.25)$$

где T_c – температура газа выходе из свечи, *K*;
$T_г$ – температура газа в газопроводе, *K*;
γ – показатель адиабаты;
$p_г$ –давление на входе из свечи, *МПа*;
$p_{ат}$ – давление атмосферное, *МПа*;

- скорость газа на выходе из свечи по формуле

$$v_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \gamma \cdot R \cdot T_г}{\gamma - 1} \cdot \left[1 - \left(\frac{p_г}{p_{ат}} \right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} \right]}, \qquad (4.2.26)$$

где v_c – скорость газа на выходе из свечи, *м/с*;
γ – показатель адиабаты;
$T_г$ – температура газа в газопроводе, *K*;
R – универсальная газовая постоянная, *Дж/(кг·K)*;
$p_г$ –давление на выходе из свечи, *МПа*;
$p_{ат}$ – давление атмосферное, *МПа*;

5. Определяем количество газа, выпущенное через свечу за определённое время:

$$K = M \cdot t\,, \tag{4.2.27}$$

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

$$Q = \frac{\rho_c}{\rho_{ст}} \cdot v_c \cdot S_c \cdot t, \tag{4.2.28}$$

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, определённые 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 (см. раздел 4.5).

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 может отличаться друг от друга. В данном справочном пособии деление этапов планирования соответствует принятым 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 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, потребления регионами Российской Федерации, объёмы экспорта и импорта газа, объёмы отбора и закачки газа в ПХГ и другие данные. По результатам расчёта уточняются 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 служат 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 3.1) 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 указанной 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;
- проводится предварительное моделирование новых потоков по ГТС ЕСГ;
- рассчитываются предварительные новые режимы работы ГТС;
- проводится 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 постоянной корректировке 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);
  - изменение 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 персоналом, 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 сверхкраткосрочные (по часам на сутки);
- краткосрочные (по суткам на неделю);
- среднесрочные (по неделям на месяц или квартал);
- долгосрочные (по месяцам на год);
- перспективные (по году 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 объёмов 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 разное 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 вышевыделенные 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. Она 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 и носит несколько другой характер.

Определенное воздействие на газопотребление оказывают скорость и направление ветра. Это воздействие существенно для районов с сильными ветрами.

На газопотребление также оказывают 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, изменение технологии производства и т.д.). В эту группу необходимо отнести принудительное ограничение потребителей, использующих газ выше лимитных (плановых) объёмов, 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, 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 объёмов 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 и модернизации оборудования, а также с 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 ориентировочного 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, 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 (раздел 4.4) и многое другое. Прогнозные данные поступают непосредственно в ПВК моделирования и оптимизации режимов работы ГТС, на основании которых рассчитываются прогнозные режимы.

4.2.2.2. Инженерные расчёты

Расчёт работы компрессорной станции

Компрессорные станции и компрессорные цеха являются важнейшими активными объектами ГТС, с помощью которых осуществляется управление запасами, потоками и режимами транспорта газа. Технологическая структура КС состоит из многих объектов (раздел 2.4). 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 газа, каждого ГПА. Для решения этой задачи достаточно рассматривать только те объекты и 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 4.2.4

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 одинаковом давлении на входных и выходных шлейфах КЦ (т.е. одинаковые давления на входе и выходе нагнета-

телей), а значит, и одинаковой степени сжатия, будут различны обороты вала нагнетателей и следовательно, 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.

Также 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:
  - высота 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, приведённой в СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» [87]:

$$N_{\text{рас}} = N_{\text{ном}} \cdot K_{\text{тех}} \cdot K_{\text{t}} \cdot K_{\text{ут}} \cdot K_{\text{n}_{\text{от}}} \cdot K_{\text{p}_{\text{a}}}, \qquad (4.2.27)$$

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;

$K_{\text{n}_{\text{от}}}$ – коэффициент, учитывающий отклонение скорости силовой турбины от номинальной;

$K_{\text{p}_{\text{a}}}$ – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря.

Номинальная мощность ГПА в станционных условиях – это мощность на муфте ГТУ при температуре атмосферного воздуха плюс 15 *°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. Обычно номинальная мощность ГТУ указывается в его паспортных характеристиках.

Влияние температуры атмосферного воздуха на ГТУ разных типов различно. Учет влияния температуры атмосферного воздуха и вычисление K_{t} можно проводить по формуле

$$K_{\text{t}} = 1 - k_{\text{t}} \cdot \frac{T_{\text{a}} - 288}{T_{\text{a}}}, \qquad (4.2.28)$$

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 (приложение 38). При отсутствии справочных данных по конкретному типу ГТУ или при выполнении прикидочных расчётов можно принимать $k_{\text{t}} = 3{,}0$;

T_{a} – расчётная температура атмосферного воздуха на входе в ГТУ, *K*, которую можно определить по формуле $T_{\text{a}} = T_{\text{a}}^{\text{ср}} + 5$;

$T_{\text{a}}^{\text{ср}}$ – средняя температура атмосферного воздуха расчётного календарного периода, которую можно определить по фактическим данным либо по СНиП 23-01 «Строительная климатология» [108].

Коэффициент $K_{ут}$, 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 $K_{ут}$ можно принимать равным 0,985, который соответствует типичным водяным теплообменникам.

Учет высоты расположения ГТУ над уровнем моря производят по справочным данным (табл. 4.2.5).

Таблица 4.2.5

Зависимость барометрического давления от высоты над уровнем моря

Геометрическая высота, *м*	Барометрическое давление, *МПа*	Коэффициент учёта высоты, $K_{Ра}$
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
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;
  - атмосферные условия:
    - температура;
    - давление;
    - влажность;
- методы эксплуатации:
  - количество пусков и остановов:
    - аварийных;
    - нормальных;
  - время работы на нерасчётных режимах;

- время 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;
- вибродиагностический;
- акустический;
- оптический;
- 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» [87] 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. 4.2.5).

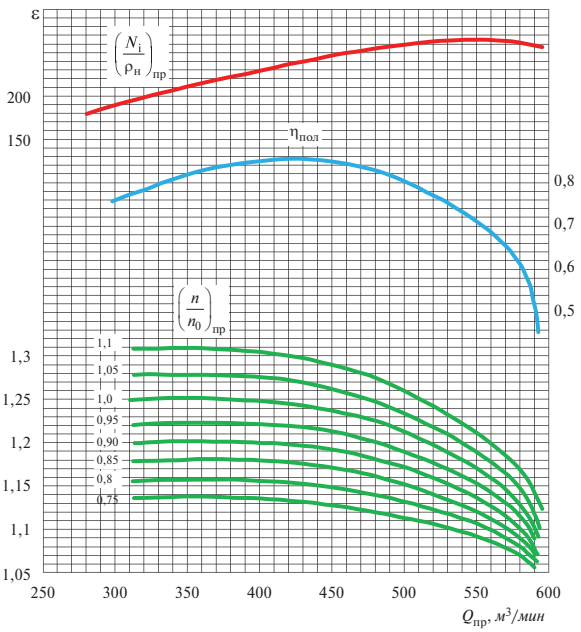


Рис. 4.2.5. Газодинамическая характеристика ЦБН

Пользуются характеристиками следующим образом. Зная фактическое (рассчитанное) значение величин R, z, $T_{вх.}$, n для данных условий, по соотношению

$$\left(\frac{n}{n_0}\right)_{пр.} = \frac{n}{n_0}\sqrt{\frac{z_{пр.}\cdot R_{пр.}\cdot T_{пр.}}{z_{вх.}\cdot R\cdot T_{вх.}}}$$

определяют приведённую относительную частоту вращения нагнетателя. По известной степени сжатия (ε) находят приведённый объёмный расход газа $Q_{пр.}$. Из соотношения $Q_{пр.} = Q_{вх.}\cdot n_0/n$ находят фактический объёмный расход на входе в ЦБН. По соответствующим кривым (рис. 4.2.3) находят политропический КПД, $\eta_{пол}$ и приведённую внутреннюю мощность нагнетателя $N_i/\rho_{вх.пр.}$.

Внутренняя мощность нагнетателя может быть определена по формуле

$$N_{\text{i}} = \left(\frac{N_{\text{i}}}{\rho_{\text{вх.}}} \right)_{\text{пр.}} \cdot \left(\frac{n}{n_0} \right)^3_{\text{пр.}} \cdot \rho_{\text{вх.}}, \qquad (4.2.29)$$

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 $N = N_{\text{i}} + N_{\text{мех.}}$, 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 $(n/n_0)_{\text{пр.}}$, так как электропривод не имеет регулируемой частоты вращения ротора двигателя.

В процессе эксплуатации происходит ухудшение технического состояния ЦБН:

- из-за эрозионного износа рабочих колёс (70 %);
- увеличения зазоров в уплотнениях покрывающего диска (20 %);
- эрозионного износа лопаточного диффузора (5 %);
- загрязнения 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 $\varepsilon = fQ_{\text{пр.}}$, (n/n_0). Практически отсутствует сдвиг характеристики $(N_{\text{i}}/\rho_{\text{вх.}})_{\text{пр.}} = fQ_{\text{пр.}}$. 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 $\eta_{\text{пол.}} = fQ_{\text{пр.}}$ полиномом вида

$$\eta_{\text{пол.}} = C_0 + C_1 \cdot Q_{\text{пр.}} + C_2 \cdot C^2_{\text{пр.}} + \ldots + C_i \cdot Q^i_{\text{пр.}} + \ldots + C_n Q^n_{\text{пр.}}. \qquad (4.2.30)$$

Зависимость $\eta_{\text{пол.}} = fQ_{\text{пр.}}$ необходимо аппроксимировать полиномом не менее 4-го порядка, значения 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

$$Q = A \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot 10^4}{\rho_{\text{вх.}}}}, \qquad (4.2.31)$$

где A – коэффициент расхода газа через конфузор;

ΔP – перепад давления газа на входном конфузоре, *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 точностью не ниже 0,4 *кг/см*^{2}, температуры газа 0,1–0,2 °*C*, а значение коэффициента расхода газа через конфузор должно 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 потребует точного знания химического состава природного газа и технологических параметров газа по нагнетателю. Не на всех компрессорных станциях существуют лаборатории, определяющие точный химический состав газа. 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:

$$(P_v)_{вх.CH_4} = (0{,}017 \cdot P_{вх.} + 0{,}555) \cdot t_{вх.} - 2{,}73 \cdot P_{вх} + 139{,}4\,; \qquad (4.2.32)$$

$$(P_v)_{вых.CH_4} = (0{,}017 \cdot P_{вых.} + 0{,}555) \cdot t_{вых.} - 2{,}73 \cdot P_{вых} + 139{,}4; \qquad (4.2.33)$$

- 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:

$$(P_v)_{вх.} = (P_v)_{вх.CH_4} \cdot (1{,}49 - 0{,}49 \cdot r_{CH_4}); \qquad (4.2.34)$$

$$(P_v)_{вых.} = (P_v)_{вых.CH_4} \cdot (1{,}49 - 0{,}49 \cdot r_{CH_4}), \qquad (4.2.35)$$

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:

$$(P_v)_{ср.} = \frac{(P_v)_{вх.} + (P_v)_{вых.}}{2}; \qquad (4.2.36)$$

- определяем потенциальную работу сжатия ω, *кДж/кг*, производимую в нагнетателе от давления входа до давления выхода:

$$\omega = (P_v)_{ср.} \cdot \ln\varepsilon, \qquad (4.2.37)$$

где ε – степень сжатия нагнетателя $\varepsilon = P_{вых.}/P_{вх.}$

• определяем среднее значение температуры и давления в нагнетателе:

$$t_{\text{ср.}} = \frac{t_{\text{вх.}} + t_{\text{вых.}}}{2}; \tag{4.2.38}$$

$$P_{\text{ср.}} = \frac{P_{\text{вх.}} + P_{\text{вых.}}}{2}; \tag{4.2.39}$$

• определяем среднюю изобарную теплоёмкость газа $C_{\text{Р ср.}}$, *кДж/(кг·К)*:

$$C_{\text{Р ср.}} = (0{,}37 + 0{,}63 \cdot r_{\text{CH}_4}) \cdot \left[(0{,}003 - 0{,}0009 \cdot P_{\text{вх.}}) \cdot t_{\text{ср.}} + 0{,}11 \cdot P_{\text{вх.}} + 2{,}08 \right]; \tag{4.2.40}$$

• определяем среднее значение комплекса $(C_{\text{Р}} D_{\text{h}})_{\text{ср.}}$, *кДж/(кг·МПа)*:

$$(C_{\text{Р}} D_{\text{h}})_{\text{ср.}} = (1{,}37 - 0.37 \cdot r_{\text{CH}_4}) \times \\ \times \left[(0{,}00012 \cdot t^2_{\text{вых.}} - 0{,}0135 \cdot t_{\text{вых.}}) \cdot P_{\text{ср.}} - 0{,}0463 \cdot t_{\text{вых.}} + 11{,}19 \right]; \tag{4.2.41}$$

• определяем разность энтальпий газа Δh, *кДж/кг*, между входом и выходом нагнетателя

$$\Delta h = C_{\text{Р ср.}} \cdot \Delta t - \left(C_{\text{Р}} D_{\text{h}} \right)_{\text{ср.}} \cdot \Delta P \ , \tag{4.2.42}$$

где $\Delta t = t_{\text{вых.}} - t_{\text{вх.}}$, *°C*;
$\Delta P = P_{\text{вых.}} - \text{Р}_{\text{вх.}}$, *МПа*;

• определяем политропический КПД нагнетателя

$$\eta_{\text{пол.}} = \omega / \Delta h \cdot \tag{4.2.43}$$

Последовательность вычислений политропического КПД нагнетателя с использованием показателя изоэнтропы природного газа следующая:

• определяем показатель политропического процесса сжатия

$$\frac{n_{\text{Т}}}{n_{\text{Т}} - 1} = \frac{\lg \varepsilon}{\lg \dfrac{T_{\text{вых.}}}{T_{\text{вх.}}}}, \tag{4.2.44}$$

где $n_{\text{Т}}$ – показатель политропического (внешне адиабатического) процесса сжатия;

• определяем псевдокритические и приведённые параметры природного газа по одному из способов, приведённых в разделе 4.1, соответственно, для входных или выходных параметров:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{пк}}} \ \textit{и} \ T_{\text{пр}} = \frac{T}{T}; \tag{4.2.45}$$

• определяем коэффициент сжимаемости природного газа на входе в нагнетатель $Z_{\text{вх.}}$ по одному из способов, приведённых в разделе 4.1;

- определяем поправку на теплоёмкость при постоянном давлении газа по формуле

$$\frac{\Delta C_{\text{P}}}{R}=\frac{6\cdot P_{\text{пр. вх.}}}{T^{3}_{\text{пр. вх}}}\cdot(0{,}41+0{,}02\,P_{\text{пр. вх}}); \qquad (4.2.46)$$

- определяем показатель изоэнтропы в идеальном газовом состоянии:

$$\frac{\gamma_0}{\gamma_0-1}=\frac{5{,}15+(5{,}65+0{,}017\cdot t_{\text{ср.}})\cdot\Delta}{R}, \qquad (4.2.47)$$

где Δ – относительная масса газа по воздуху (раздел 4.1);
K_0 – показатель адиабаты в идеальном газовом состоянии;

- определяем вспомогательную функцию X по формуле

$$X=\frac{P_{\text{пр.вх}}}{T_{\text{пр.вх}}\cdot z_{\text{вх}}}\cdot\left(\frac{1{,}23}{T_{\text{пр.вых}}}-0{,}061+\frac{0{,}12\cdot P_{\text{пр}}}{T_{\text{пр.вых}}}\right); \qquad (4.2.48)$$

- определяем показатель изоэнтропы процесса сжатия при рабочих параметрах входа и выхода:

$$\frac{\gamma}{\gamma-1}=\frac{1}{z_{\text{вх.}}}\cdot\left(\frac{\gamma_0}{\gamma_0-1}+\frac{\Delta C_{\text{P}}}{R}-z_{\text{вх.}}\cdot X\cdot\frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{T}}-1}\right); \qquad (4.2.49)$$

- определяем политропический КПД нагнетателя:

$$\eta_{\text{пол.}}=\frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{T}}-1}\cdot\frac{\gamma}{\gamma-1}. \qquad (4.2.50)$$

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 4.2.6

Характеристики некоторых АВО газа

Название	Обозначение	АВГ-160Г (Таллинн)	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
Максимальное 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.* $м^3/ч$	$Q_{вен}$	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
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

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

$$Q_{\text{сек. АВО}} = \frac{Q_{\text{АВО}}}{n_{\text{сек.АВО}}}, \tag{4.2.51}$$

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

$$D_{\text{н}} = \frac{F_{\text{теп.н.}}}{\varphi \cdot \pi \cdot k_{\text{тр}} \cdot l_{\text{тр}}}, \tag{4.2.52}$$

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;
$k_{\text{тр}}$ – количество трубок в АВО;
$l_{\text{тр}}$ – длина трубки в АВО;

• внутренний диаметр трубки

$$D_{\text{вн}} = \frac{F_{\text{теп.вн.}}}{\pi \cdot k_{\text{тр}} \cdot l_{\text{тр}}}, \qquad (4.2.53)$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубки;
$F_{\text{теп.вн.}}$ – площадь теплообмена внутренняя трубок АВО;
$k_{\text{тр}}$ – количество трубок в АВО;
$l_{\text{тр}}$ – длина трубки в АВО;

• скорость воздуха в узком сечении

$$w_{\text{воз.}} = \frac{Q_{\text{воз.}} \cdot \rho_{\text{воз.с}} \cdot m_{\text{вент.}}}{F_{\text{воз.}} \cdot k_{\text{суж.}} \cdot \rho_{\text{воз.}}}, \qquad (4.2.54)$$

где $w_{\text{воз.}}$ – скорость воздуха в узком сечении;
$Q_{\text{воз.}}$ – объёмный расход воздуха при стандартных условиях, который определяется количеством работающих вентиляторов;
$\rho_{\text{воз.с}}$ – плотность воздуха при стандартных условиях;
$\rho_{\text{воз.}}$ – плотность воздуха;
$F_{\text{воз.}}$ – площадь поперечного сечения прохождения воздуха;
$k_{\text{суж.}}$ – коэффициент сужения;
$m_{\text{вент.}}$ – количество вентиляторов в АВО газа;

• коэффициент теплоотдачи от оребрённой поверхности теплообменных трубок аппарата к воздуху

$$\alpha_2 = 0{,}223 \cdot k \cdot \lambda_{\text{воз.}} \cdot u^{0{,}33} \cdot h^{0{,}14} \cdot D_{\text{н}}^{0{,}54} \cdot \left(\frac{w_{\text{воз.}} \cdot \rho_{\text{воз.}}}{\mu_{\text{воз.}}} \right)^{0{,}65}, \qquad (4.2.55)$$

где $\lambda_{\text{воз.}}$ – коэффициент теплопроводности воздуха;
$\mu_{\text{воз.}}$ – коэффициент динамической вязкости воздуха;
$D_{\text{н}}$ – 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);
$w_{\text{воз.}}$ – скорость воздуха в узком сечении;
$\rho_{\text{воз.}}$ – плотность воздуха;

• средний температурный напор

$$\theta_{\text{ср.}} = \theta_{\text{ср.lq}} \cdot \left[\varepsilon_{\Delta t} + \frac{1 - \varepsilon_{\Delta t}}{4} \cdot (n - 1) \right], \qquad (4.2.56)$$

где $\theta_{\text{ср.}}$ – 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

$$T_{ср.} = \left(T_{вх.} + T_{вых.}\right) \cdot 0{,}5 - \frac{K_3 \cdot \theta_{ср.}}{\alpha_1} \cdot K_1 \ , \qquad (4.2.57)$$

где $T_{ср.}$ – средняя температура стенки трубки;

$T_{вх.}$ – температура стенки трубки на входе;

$T_{вых.}$ – температура стенки трубки на выходе;

α_1 – коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок АВО;

$\theta_{ср.}$ – 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

$$\alpha_1 = 0{,}021 \cdot \frac{\lambda_{газ.}}{D_{вн.}} \cdot \mathrm{Re}^{0{,}8} \cdot Pr^{0{,}43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{ст.}}\right)^{0{,}25}, \qquad (4.2.58)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок АВО;

$\lambda_{газ.}$ – коэффициент теплопроводности газа;

$D_{вн.}$ – внутренний диаметр трубки;

Re – число Рейнольдса;

Pr – число Прандтля, определяется как $Pr = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda_{газ}}$;

$Pr_{ст.}$ – число Прандтля при температуре стенки трубки;

• коэффициент теплоотдачи от газа к воздуху

$$\alpha_3 = \frac{1}{\frac{K_1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{тр.} \cdot K_3}{\lambda_{тр.}} + \frac{0{,}85 \cdot K_2}{\alpha_2}}, \qquad (4.2.59)$$

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;

$\delta_{тр.}/\lambda_{тр.}$ – 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;

$T_{вых_i}$ – температура газа на выходе секции АВО газа может быть определена из уравнения теплового баланса:

$$\begin{gathered} Q_{газ.} \cdot \rho_{газ.} \cdot c_{р.газ.} \cdot (T_{вх} - T_{вых}) = \\ = Q_{воз.} \cdot \rho_{воз.с} \cdot c_{р.воз.} \cdot (t_{вых.} - t_{вх.}) = K_3 \cdot S \cdot \theta_{ср.} \end{gathered}, \qquad (4.2.60)$$

где $Q_{газ.}$, $Q_{воз.}$ – объёмный расход газа и воздуха (определяется производительностью работающих вентиляторов) при стандартных условиях;

$c_{р.газ.}$, $c_{р.воз.}$ – изобарная теплоёмкость газа и воздуха при средних значениях абсолютного давления и температуры газа и воздуха;

$T_{вх}$, $T_{вых}$ – температура газа на входе и выходе АВО;

$t_{вых.}$, $t_{вх.}$ – температура воздуха на входе и выходе АВО;

K_3 – коэффициент теплопередачи от газа к воздуху;

S – поверхность теплопередачи;

$\theta_{ср.}$ – средний температурный напор.

Вторая и третья задачи заключаются в расчёте необходимого количества вентиляторов и секций АВО газа. Для этого необходимо провести расчёт 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. 4.2.6).

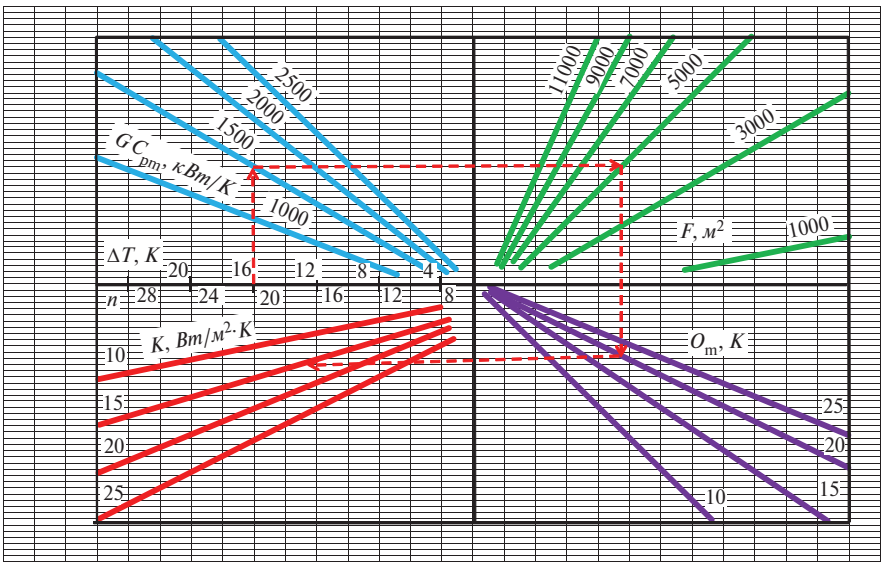


Рис. 4.2.6. Пример диаграммы определения оптимального количества АВО

Для быстрых инженерных расчётов можно воспользоваться следующей последовательностью действий при известных параметрах:

- $P_{\text{вых.КС}_n}$ – давление газа на выходе n-й КС;
- $P_{\text{вх.КС}_{n+1}}$ – давление газа на входе n+1-й КС;
- $t_{\text{вых.КС}_n}$ – температура газа на выходе n-й КС;
- $t_{\text{вх.КС}_{n+1}}$ – температура газа на входе (n+1)-й КС;
- $t_{\text{т.р.}}$ – температура точки росы газа.

1) Задать $t_{\text{вх.КС}_{n+1}}$ температуру газа на входе n + 1-й КС выше температуры точки росы $t_{\text{т.р.}}$.

2) Рассчитать оптимальную температуру газа на выходе n-й КС $t_{\text{вых.КС}_n}$, которую необходимо обеспечить при заданной температуре газа на входе n+1-й КС $t_{\text{вх.КС}_{n+1}}$, исходя из формулы (4.3.16).

$$t_{\text{вх.}} = t_{\text{гр.}} + (t_{\text{вых}} - t_{\text{гр.}}) \cdot e^{-al} - D_{\text{i}} \cdot \frac{p_{\text{вых}}^2 - p_{\text{вх}}^2}{2alp_{\text{ср}}} \cdot [1 + \frac{1}{al}(1 - e^{-al})]. \qquad (4.2.60)$$

3) Установить рассчитанную температуру газа после АВО на *n*-й КС путём включения (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 (САВО) и на привод ЦБН на последующей КС (СГПА) будет минимальной $C_{\text{сум.}} = \sum C_{\text{АВО}} + \sum C_{\text{ГПА}} = \min$.

Расчёт потребности в газе на собственные технологические нужды

Ссобственные 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 природного 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:
    - газ 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» [76].

Сначала проводится 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.

Планируемую загрузку ГПА определяют 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 ежемесячный расчёт на основании фактических данных в соответствии с требованиями СТО Газпром 3.3-2-024-2011 «Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа» [76].

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» [76] 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 [76], 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

$$q_{\text{тг}} = 10^{-3} \cdot H_{\text{тг}} \cdot L_{\text{пол}} \cdot \frac{Q_{\text{Н}_{\text{ут}}}}{Q_{\text{Н}_{\text{р}}}}, \qquad (4.2.61)$$

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/м*^{3}.

Политропную работу сжатия рассчитывают по формуле

$$L_{\text{пол}} = 320{,}25 \cdot Z_{\text{вх}} \cdot T_{\text{вх}} \cdot Q \cdot (\varepsilon^{0{,}3} - 1), \qquad (4.2.62)$$

где $Z_{\text{вх}}$ – коэффициент сжимаемости газа на входе;

$T_{вх}$ – температура на входе, *K*;
Q – объём газа, перекачиваемый за планируемый период времени, *млн м*^{3};
ε – степень сжатия ЦБН или КЦ.

Норму расхода условного топлива на компримирование газа $Н_{тг,}$ рассчитывают по формуле

$$H_{тг} = H_{тг_{инд}} \cdot K_к , \qquad (4.2.63)$$

где $H_{тг_{инд}}$ – индивидуальная норма расхода условного топлива, *кг у.т./(кВт·ч)*, в соответствии с справочными данными (приложение 39).
$K_к$ – коэффициент коррекции, учитывающий условия работы КЦ в планируемом периоде.
Коэффициент коррекции $K_к$ вычисляют по формуле

$$K_к = K_а \cdot K_{ут} \cdot K_н \qquad (4.2.64)$$

где $K_а$ – коэффициент, учитывающий влияние атмосферных условий, вычисляется по формуле

$$K_а = 1{,}02 + 0{,}0025 \cdot (t_а + 5); \qquad (4.2.65)$$

$K_{ут}$ – коэффициент, учитывающий влияние эксплуатации утилизаторов тепла, вычисляется по формуле

$$K_{ут} = 1 + 0{,}025 \cdot \frac{n_{ут_{раб}}}{n_{ут_{общ}}}; \qquad (4.2.66)$$

$K_н$ – коэффициент, учитывающий влияние модификаций СПЧ ЦБН, вычисляется по формуле

$$K_н = \frac{\eta_{цбн_0}}{\eta_{цбн_{спч}}}, \qquad (4.2.67)$$

где $n_{ут_{раб}}$ – количество работающих агрегатов с утилизаторами;
$n_{ут_{общ}}$ – общее число работающих в КЦ ГПА;
$\eta_{цбн_0}$ – номинальный политропный КПД ЦБН в соответствии со справочными данными (приложение 33);
$\eta_{цбн_{спч}}$ – номинальный политропный КПД СПЧ ЦБН в соответствии с паспортными данными;
$t_а$ – средняя температура атмосферного воздуха за планируемый период, *°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 газа на работу пневмокранов приведён в приложении 35.

Нормативный расход топливного газа рассчитывают через норму расхода условного топлива (см. 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

$$B_{у} = \frac{Q_{н}}{7000} = Э \cdot B_{н}, \qquad (4.2.68)$$

$$\text{или } B_{у} = \frac{Q_{н}}{29300} = Э \cdot B_{н}, \qquad (4.2.69)$$

где $B_{у}$ – масса эквивалентного количества условного топлива, *кг*;
$B_{н}$ – масса натурального топлива *кг* или *м*^{3};
$Q_{н}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива, *ккал/кг,* или *ккал/м*^{3}, или *кДж/кг,* или *кДж/м*^{3};
$Э$ – 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» [87]:

$$q_{тг} = q_{тг_{ном}} \cdot \left(0{,}75 \cdot \frac{N_{н}}{N_{ном}} + 0{,}25 \cdot K_{ра} \cdot \sqrt{\frac{T_{а}}{288}} \right) \cdot K_{тг} \cdot K_{n_{от}}, \qquad (4.2.70)$$

где $q_{тг_{ном}}$ – номинальный расход топливного газа ГТУ;
$K_{тг}$ – коэффициент технического состояния ГТУ по топливу;
$N_{н}$ – мощность, потребляемая ЦБН, *МВт*;
$T_{а}$ – расчётная температура атмосферного воздуха, *К*;
$K_{ра}$ – 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

$$q_{\text{тг}_{\text{ном}}} = \frac{3{,}6 \cdot 10^3 \cdot N_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{тс}}}, \qquad (4.2.72)$$

где $Q_{\text{тс}}$ – теплота сгорания топлива, *кДж/м*^{3}, определяется по паспортным данным;

$\eta_{\text{ном}}$ – номинальный КПД ГТУ, определяется по паспортным данным.

Мощность, потребляемую ЦБН, рассчитывают в соответствии с рекомендациями раздела 4.2.

В качестве расчётной температуры атмосферного воздуха принимают среднюю температуру за расчётный период времени.

Учет высоты расположения ГТУ над уровнем моря производят по справочным данным (таблица 4.2.5).

Коэффициент технического состояния по топливу $K_{\text{тг}}$ принимают в зависимости от типа ГТУ по справочным данным. При отсутствии справочных данных $K_{\text{тг}}$ принимают равным 1,05. При необходимости можно $K_{\text{тг}}$ рассчитывать по специальным методикам.

Располагаемую мощность ГТУ рассчитывают по формуле (4.2.27).

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 расчётного способа определения расхода газа на выполнение технологических операций на КЦ, КС, линейной части МГ, ГРС и ГИС;
- погрешностями расчётов изменения объёма газа в газопроводе за расчётный (плановый) период;
- неучтенной неопределенностью измерения расхода объёма 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;
- объёма транспортируемого по ГТС газа;
- среднегодового объёма газа в газопроводах («запаса газа»);
- суммарной установленной мощности ГПА на КС ГТС.

4.2.2.3. Управленческие расчёты

Расчёты, на основании которых принимаются 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:
- по долгосрочному планированию распределения потоков по ГТС между газотранспортными обществами;
- определению фактических потоков (идентификации) по ГТС;
- расчёту потоков на участках ГТС на основе плана транспорта газа;
- расчёту длины транспортировки газа от зон (точек) входа в ГТС до зон (точек) выхода из неё;
- расчёту товаротранспортной работы по ГТС, в том числе и независимых поставщиков газа;
- расчёту потоков газа по участкам ГТС при проведении ППР с отключением газотранспортных мощностей.

Условия, требования, методы и способы расчёта потоков газа по ГТС подробно рассмотрены в разделе 4.4.

Расчёт диспетчерских заданий

Диспетчерские задания являются основой системы диспетчерского управления газотранспортными системами ЕСГ. 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.

Диспетчерское задание ЦПДД – ПДС ГТО

Диспетчерское задание от ЦПДД к ПДС ГТО подготавливается на основе оперативных суточных данных:

- оперативных балансов ГТО;
- данных по отбору/закачке 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;
- данных по расходам газа на ГРС;
- данных поставок газа на экспорт;
- экспортных заявок стран-потребителей;
- данных по импортной поставке 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;
- по 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)

Диспетчерское задание от ПДС ГТО к ДС ЛПУ МГ (КС) подготавливается на основе оперативных суточных данных:

- оперативного баланса ГТО;
- данных по отбору/закачке 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;
- данных по расходам газа на ГРС, подключённым к ГТС ГТО;
- данных 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;
- по 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.

4.2.2.4. 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 4.4.

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.

Баланс газа может быть сформирован:

- для газопровода;
- газотранспортной системы;
- части газотранспортной системы;
- системы газоснабжения;
- части системы газоснабжения;
- газодобывающего предприятия;
- газотранспортного предприятия;
- страны и др.

Различают балансы газа по временному периоду:

- перспективные;
- долгосрочные;
- годовые;
- оперативные:
  - месячные;
  - суточные.

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 трехлетние балансы газа. Эти балансы учитывают фактическое состояние ЕСГ, вектор её развития и планы капитального строительства объектов добычи, транспорта и хранения газа. На основе трехлетних балансов корректируются разработанные перспективные балансы.

Годовые балансы газа формируются на основе трехлетних 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 трехлетние, 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.

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 любого баланса газа состоит из двух основных статей:

- поступление газа;
- распределение газа.

Каждая статья расшифровывается по пунктам, её составляющим. Примеры балансов газа представлены в таблицах 4.2.7, 4.2.8, 4.2.9.

Таблица 4.2.7

Пример подробного физического баланса газа по ЕСГ России

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц, *млн м*^{3}	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
Поступление (ресурсы)						
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 ОАО «Газпром»					
2	Импорт					
2.1	ГИС «Акколь»					
2.2	ГИС «Ал. Гай»					

Продолжение табл. 4.2.7

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц, *млн м*^{3}	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
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 ОАО «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 ОАО «Газпром»					
2.1	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»					
2.2	ООО «Газпром трансгаз Москва»					
2.3	ООО «Газпром трансгаз Саратов»					
2.4	и т.д. по всем ГТО ОАО «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 ОАО «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 ОАО «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»					

Окончание табл. 4.2.7

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц, *млн м*^{3}	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
5.4	и т.д. по всем ГДО и зависимым обществам ОАО «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»					
7.3	ООО «Газпром трансгаз Сургут»					
7.4	и т.д. по всем ГТО ОАО «Газпром»					

Таблица 4.2.8

Пример укрупнённого коммерческого баланса газа по ЕСГ России

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц, *млн м*^{3}	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
Поступление (ресурсы)						
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	Газ из Средней Азии:					
2.2.1.1	- Туркменистана					
2.2.1.2	- Узбекистана					
2.2.1.3	- Казахстана					
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					

Окончание табл. 4.2.8

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц, *млн м*^{3}	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
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 межрегионгаз»					
6	Экспорт					
6.1	В страны дальнего зарубежья					
6.1.1	газ ОАО «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					
6.1.2	Газ из Средней Азии:					
6.1.2.1	- Туркменистана					
6.1.2.2	- Узбекистана					
6.1.2.3	- Казахстана					
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 4.2.9

Пример оперативного баланса газа по ГТС газотранспортного общества

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц, *млн м*^{3}	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
	Поступление (ресурсы)					
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					
4	ПЭНы					

Окончание табл. 4.2.9

№ п/п	Статьи баланса газа	Месяц, *млн м*^{3}	В том числе по неделям			
			I	II	III	IV
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.

Задачей диспетчерских служб является расчёт общего количества газа, переданного газораспределительным организациям:

- по регионам Российской Федерации;
- областям промышленности;
- крупным потребителям;
- каждой ГРС;
- 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 2.5).

4.3. Основы гидравлического расчёта газотранспортных систем

4.3.1. Общие положения 590
4.3.2. Гидравлический расчёт простого магистрального газопровода . . . 590
4.3.2.1. Определение коэффициента гидравлического сопротивления газопровода 592
4.3.2.2. Определение средней температуры газа в газопроводе 594
С использованием формулы Шухова 594
С учётом влияния эффекта Джоуля–Томсона 596
4.3.2.3. Определение среднего коэффициента сжимаемости газа по длине газопровода 598
4.3.2.4. Определение относительной плотности газа по воздуху 598
4.3.3. Способы гидравлического расчёта магистрального газопровода 598
4.3.3.1. Ориентировочный расчёт 599
Первый способ ориентировочного расчёта 599
Второй способ ориентировочного расчёта 604
4.3.3.2. Упрощённый гидравлический расчёт 605
4.3.3.3. Упрощённый сравнительный расчёт 605
4.3.3.4. Точный гидравлический расчёт 606
Этап 1. Предварительный расчёт 608
Этап 2. Уточнённый расчёт 608
4.3.4. Гидравлический расчёт сложных магистральных газопроводов и газотранспортных систем 618
4.3.4.1. Гидравлический расчёт магистрального газопровода с учётом рельефа трассы 618
4.3.4.2. Гидравлический расчёт сложного магистрального газопровода 619
Газопровод с лупингом 619
Газопровод, состоящий из участков различной протяженности и различных диаметров 622
Параллельные газопроводы 623
Газопровод с отборами и подкачками газа 625
Система магистральных газопроводов с технологическими перемычками 626

4.3.1. 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.

4.3.2. 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 (постоянная температура) режима течения газа:

$$M = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot l} D^5}, \qquad (4.3.1)$$

где $p_{\text{н}}{}^2$ – начальное давление в начале газопровода;

$p_{\text{к}}{}^2$ – 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 4.1).

На основании уравнения состояния объёмный (коммерческий) расход можно выразить как

$$Q = \frac{G}{\rho_{ст}} = \frac{G \cdot R_в \cdot T_{ст}}{\Delta \cdot \rho_{ст}} \text{ или } Q = \frac{\pi \cdot T_{ст}}{4 \cdot \rho_{ст}} \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot l} D^5 R_в}, \qquad (4.3.2)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях;

D – 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 (раздел 4.5).

Основы нестационарного режима как наиболее сложного процесса будут рассмотрены в других главах книги.

Преобразуя формулу (4.3.2) с учётом постоянных величин и учитывая принятые упрощения расчёта температуры и коэффициента сжимаемости, получим формулу, рекомендованную НТП 2006 года:

$$G = g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l}}, \qquad (4.3.3)$$

где G – объёмный (коммерческий) расход газа через газопровод или в данном случае пропускная способность газопровода при стандартных условиях, *млн м*^{3}*/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 (4.3.3) будет меняться в зависимости от размерности величин (параметров), составляющих формулу.

Для практического применения формулы (4.3.3) 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.

4.3.2.1. Определение коэффициента гидравлического сопротивления газопровода

Применение формулы (4.3.3) для практических 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 K, т.е. средней высоты линейных размеров выступов на единице длины трубы. Для труб с внутренним гладкостенным покрытием K следует принимать равным 0,01 *мм*, для труб без внутреннего гладкостенного покрытия K следует принимать равным 0,03 *мм* (рекомендации НТП 2006 года) [87].

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 $\lambda = (1{,}02 \div 1{,}05)\lambda_{тр}$.

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 $Re<2\cdot10^3$, а $\lambda_{тр}$ вычисляют по формуле (4.1.95)

$$\lambda_{тр}=\frac{64}{Re},$$

Re – число Рейнольдса вычисляют по рекомендациям раздела 4.1.

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 $Re = (2\div4)\cdot10^3$, а $\lambda_{тр}$ вычисляют по формуле (4.1.96)

$$\lambda_{тр}=0,067\cdot\left(\frac{158}{Re}\right)^{0,2}=\frac{0,1844}{Re^{0,2}}.$$

Смешанный (переходный) режим течения характерен для магистральных газопроводов, работающих при неполной загрузке. Для смешанного режима $Re > 4\cdot10^3$, а $\lambda_{тр}$ вычисляют по формуле (4.1.97)

$$\lambda_{тр}=0,067\cdot\left(\frac{158}{Re}+\frac{2K}{D}\right)^{0,2}.$$

Эта формула рекомендована НТП 2006 года [87].

Магистральным газопроводам, работающим с «нормальной» загрузкой, присущ, как правило, квадратичный режим течения. Для квадратичного режима течения $\lambda_{тр}$ вычисляют по формуле (4.1.98)

$$\lambda_{тр}=0,067\cdot\left(\frac{2K}{D}\right)^{0,2}.$$

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 органи-

зацией. Коэффициент гидравлической эффективности E обычно изменяется от 0,95 до 0,92:

$$E = \frac{g_{\text{факт.}}}{g_{\text{теор.}}} = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{теор.}}}{\lambda_{\text{факт.}}}}. \qquad (4.3.4)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ вычисляют по формуле (4.1.101)

$$\lambda = \frac{\lambda_{\text{тр}}}{E^2}.$$

4.3.2.2. 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 (температуры окружающего воздуха, вида грунтов, глубины заложения, температуры 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* $T_{\text{ср}}$ можно рассчитывать по формуле

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{гр}} + \frac{(T_{\text{н}} - T_{\text{гр}})}{al} \cdot (1 - e^{-\text{al}}), \qquad (4.3.5)$$

где

$$a = 225{,}5 \cdot \frac{k_{\text{m}} \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_{\text{p}} \cdot 10^6}; \qquad (4.3.6)$$

$T_{\text{ср}}$ – средняя температура газопровода, *K*;
$T_{\text{гр}}$ – температура грунта, *K*;
$T_{\text{н}}$ – температура в начале газопровода, *K*;
e – основание натуральных логарифмов (e = 2,718);
l – длина газопровода, *км*;
C_{p} – средняя изобарная теплоёмкость, *кДж/(кг ·K)*;
k_{m} – средний коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, *Вт/(м²·K)*;
Δ – относительная плотность газа по воздуху;
$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода, *мм*;
g – пропускная способность газопровода, *млн м³/сут.*

Примечание: Величина числового коэффициента в формуле (4.3.6) 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 a сначала Δ и $C_р$ принимаются для ориентировочного расчёта с последующим их 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, принят или определён следующими способами:

- для газопровода, находящегося в талых грунтах, с применением формулы

$$k_m = \frac{\lambda_т \cdot 10^3}{D}\left[0{,}8 + \left(\frac{D}{h_{пр} \cdot 10^3}\right)^2\right], \qquad (4.3.7)$$

где $h_{пр} = h_0 + \lambda_т/\alpha_в$; (4.3.8)

$h_{пр}$ – приведённое расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода, *м*;

h_0 – расстояние от поверхности земли до оси газопровода, *м,* вычисляется

$$h_0 = \frac{D}{2} + h; \qquad (4.3.9)$$

h – расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода, *м*;

$\alpha_в$ – поправочный коэффициент, учитывающий значения ветра в регионе и $\alpha_в = 5{,}3 + 3{,}6 \cdot v_в$;

$v_в$ – 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

$$h_{пр} = h_0 + \lambda_т\left(\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}}\right), \qquad (4.3.10)$$

где $\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова

$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, *ккал/(м·ч·°С)*, определяется по справочным данным.

- для ориентировочных расчётов обычно принимают:
  а) сухой песок $k_m = 1$, *ккал/(м·ч·°С)*;
  б) влажный песок $k_m = 3$, *ккал/(м·ч·°С)*;
  в) влажная глина $k_m = 1{,}35$, *ккал/(м·ч·°С)*;
- при отсутствии данных по грунтам можно принять $k_m = 1{,}5$, *ккал/(м·ч·°С)*;
- возможно принимать значение k_m по номограмме (приложение 38).

С учётом влияния 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 °*С*.

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 расчёта с использованием формулы НТП 2006 года [87]

$$T_{ср} = T_0 + \frac{T_н - T_0}{a \cdot l}(1 - e^{-al}) - D_i \cdot \frac{p_н^2 - p_к^2}{2alp_{ср}} \cdot [1 + \frac{1}{al}(1 - e^{-al})], \qquad (4.3.11)$$

где T_0 – температура окружающей среды (грунт, воздух, вода), *К*;

$p_{ср}$ – среднее давление в газопроводе, *МПа*, которое может быть рассчитано по формуле (4.1.52)

$$p_{ср} = \frac{2}{3}(p_н + \frac{p_к^2}{p_н + p_к});$$

a – поправочный коэффициент, который рассчитывается по формуле

$$\alpha = \frac{62{,}6 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}; \qquad (4.3.12)$$

D_i – коэффициент Джоуля–Томсона, *К/МПа*.

Коэффициент Джоуля–Томсона можно рассчитать по одному из следующих способов:

- по прикидочной, очень упрощённой формуле

$$D_i = \frac{t_н - t_к}{p_н - p_к}, \quad °C \cdot \frac{см^2}{кг}; \qquad (4.3.13)$$

• по формуле

$$D_{\text{i}} = \frac{1}{C_{\text{p}}}\left(\frac{0{,}023\cdot 10^{6}}{T_{\text{ср}}^{2}} - 0{,}035\right), \quad {}^{\circ}C\cdot\frac{см^{2}}{кг}. \tag{4.3.14}$$

Теплоёмкость газа C_{p} в этой формуле можно определить, используя рекомендации раздела 4.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия», а средняя температура газа рассчитывается, как $T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{н}} - T_{\text{п}}}{2}$;

• по формуле НТМ 2006 года [87] для природных газов с метаном более 80 % в диапазоне температур 250–400 *K*, при давлении до 15 *МПа*:

$$D_{\text{i}} = H_0 + H_1\cdot p_{\text{пр}} + H_2\cdot p^{2}_{\text{пр}} + H_3\cdot \text{р}^{3}_{\text{пр}}, \quad K/МПа, \tag{4.3.15}$$

где

$$H_0 = 24{,}96 - 20{,}3\cdot T_{\text{пр}} + 4{,}57 T_{\text{пр}}{}^{2}; \tag{4.3.16}$$

$$H_1 = 5{,}66 - \frac{19{,}92}{T_{\text{пр}}} + \frac{16{,}89}{T_{\text{пр}}^{2}}; \tag{4.3.17}$$

$$H_2 = -4{,}11 + \frac{14{,}68}{T_{\text{пр}}} - \frac{13{,}39}{T_{\text{пр}}^{2}}; \tag{4.3.18}$$

$$H_3 = 0{,}568 - \frac{2{,}0}{T_{\text{пр}}} - \frac{1{,}79}{T_{\text{пр}}^{2}}. \tag{4.3.19}$$

• в соответствии с рекомендациями ОНТП 51-1-85 (Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы) рассчитывают по формуле

$$D_{\text{i}} = \frac{10^{3}}{C_{\text{p}}}\cdot\left(\frac{980665}{T^{2}} - 1{,}5\right); \tag{4.3.20}$$

C_{p} в этой формуле вычисляется в соответствии с рекомендациями раздела 4.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия»;

• для упрощённых расчетов возможно D_{i} определять по номограмме рис. 4.3.1 (приложение 40).

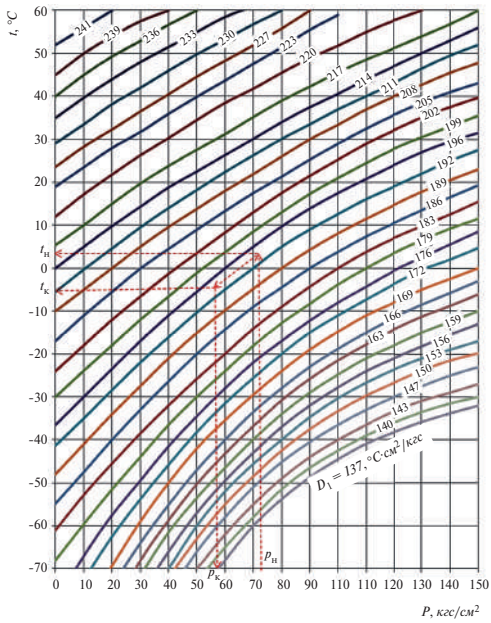


Рис. 4.3.1. Номограмма для определения коэффициента Джоуля–Томсона

4.3.2.3. Определение среднего коэффициента сжимаемости газа по длине газопровода

Определение коэффициента сжимаемости производят по рекомендациям раздела 4.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия».

4.3.2.4. Определение относительной плотности газа по воздуху

Определение относительной плотности газа по воздуху производят по формуле (4.1.36) и рекомендациям раздела 4.1 «Основные теплофизические свойства газа и технологические понятия».

4.3.3. Способы гидравлического расчёта магистрального газопровода

Для практического применения возможны следующие способы гидравлического расчета простого магистрального газопровода:

- ориентировочный;
- упрощённый;
- упрощённый сравнительный;
- точный.

4.3.3.1. Ориентировочный расчёт

Целью ориентировочного расчёта является определение примерной пропускной способности газопровода диаметром D, длиной l при известных давлениях $p_н$ и $p_к$.

Для ориентировочных и упрощенных расчётов используется понятие условного диаметра $D_у$ 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 ориентировочном расчёте по 1-му способу:

1) Исходя из условий обычных (среднестатистических) параметров эксплуатации ГТС, для ориентировочного расчёта принимаем:

$T_{ср} = 288$ *K* (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/см*^{2} и 35 °*C*) и на входе КС (около 55 *кг/см*^{2} и 5 °*C*);

$\Delta = 0{,}6$ (исходя из относительной плотности реального природного газа Уренгойского (валанжин) месторождения 0,673 и месторождения Медвежье (сеноман) 0,558);

$E = 0{,}95$ (считаем, что трубопровод постоянно проходит внутреннюю очистку полости);

$K = 0{,}03$ (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. 4.3.2.

3) Используя таблицы и номограммы, как самый удобный и быстрый способ проводить ориентировочный расчёт, определяем пропускную способность газопровода.

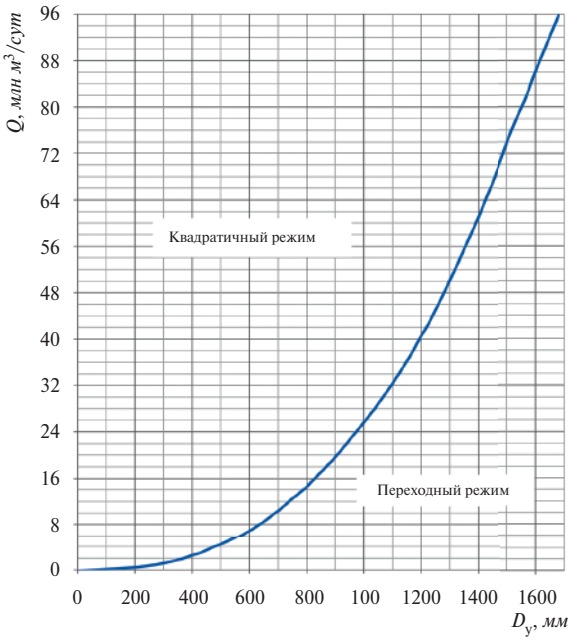


Рис. 4.3.2. Номограмма для определения режима течения газа по трубопроводам

Таблица 4.3.1

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		$D_у$, мм	Q, млн м³/сут
200	0,78		600	7,95
300	1,32		700	12
350	1,96		800	16,8
400	2,78		1000	30
500	4,97		1200	48,2

Таблица 4.3.2

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*	$D_у$, *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
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 4.3.3

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
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 4.3.4

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*	$D_у$, *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 ориентировочного расчёта принимаем:

$T_{ср} = 288\ K$ (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/см*^{2} и 35 °*C*) и на входе КС (около 55 *кг/см*^{2} и 5 °*C*);

$\Delta = 0{,}6$ (исходя из относительной плотности реального природного газа Уренгойского (валанжин) месторождения 0,673 и месторождения Медвежье (сеноман) 0,558);

$E = 0{,}95$ (считаем, что трубопровод постоянно проходит внутреннюю очистку полости);

$K = 0{,}03$ (типичная для магистрального газопровода труба).

2) Принимаем режим течения по газопроводу как квадратичный. Возможно определить режим течения по номограмме рис. 4.3.2.

3) Используя формулы (4.1.98) и (4.1.101), формулу (4.3.3) можно преобразовать в вид

$$g = E \cdot 17{,}0316 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}}} \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}} \qquad (4.3.21)$$

и, обозначив $k = 17{,}0316 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}}}$; (4.3.22)

получить $g = E \cdot k \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}}$, (4.3.23)

где $p_н$ и $p_к$ – давление, *МПа*;

D – диаметр, *мм*;

E – коэффициент гидравлической эффективности.

4) Значение k можно определить по таблице 4.3.5, заранее подготовленной для усреднённых показателей, подставляя в неё D, *мм*.

Таблица 4.3.5

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 (4.3.23) значения k, E, l, $p_н$ и $p_к$, можно оценить пропускную способность магистрального газопровода.

4.3.3.2. 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. Упрощённый расчёт необходимо проводить в последовательности:

1) Исходя из условий обычных (среднестатистических) параметров эксплуатации ГТС, для упрощённого расчёта принимаем:

$T_{ср} = 288$ *K* (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/см*^{2} и 35 °*C*) и на входе КС (около 55 *кг/см*^{2} и 5 °*C*);

$\Delta = 0{,}6$ (исходя из относительной плотности реального природного газа Уренгойского (валанжин) месторождения 0,673 и месторождения 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 (4.1.101) и формулу (4.1.98) для квадратичного режима течения нормально загруженного газопровода по формуле, принимая для расчёта $D_у$:

$$\lambda = \frac{0{,}067 \cdot \left(\frac{2K}{D_у}\right)^{0,2}}{E^2}. \qquad (4.3.24)$$

3) Применяя формулу (4.3.3) 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.

4.3.3.3. 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 (4.3.3) $g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l}}$ преобразуем в вид

$$g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{E^2}{\lambda_{тр} \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср}}} \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}}. \quad (4.3.25)$$

Обозначим

$$3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5} \sqrt{\frac{E^2}{\lambda_{тр} \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср}}} = k_{сравн}. \quad (4.3.26)$$

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

$$g = k_{сравн} \cdot \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}}. \quad (4.3.27)$$

Из формулы (4.3.27) определим $k_{сравн}$:

$$k_{сравн} = \frac{g}{\sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{l}}}. \quad (4.3.28)$$

2) Для проведения сравнительного расчёта выберем известный фактический режим работы данного газопровода, как можно ближе приближающегося к стационарному режиму (раздел 4.5). Для выбранного режима известно: $g_{фак}$, $p_{н\ фак}$, $p_{к\ фак}$ и $l_{фак}$. Используя формулу (4.3.28), вычисляем $k_{фак}$:

$$k_{фак} = \frac{g_{фак}}{\sqrt{\frac{p_{н\ фак}^2 - p_{к\ фак}^2}{l_{фак}}}}. \quad (4.3.29)$$

3) Определяем новую расчётную пропускную способность $g_{расч}$ того же газопровода при новых параметрах $p_{н\ расч}$, $p_{к\ расч}$ и $l_{рас}$. Для относительно корректного расчёта отклонение расчётных параметров $p_{н\ расч}$, $p_{к\ расч}$ и $l_{рас}$ не должно превышать 10–15 % от фактических параметров $g_{фак}$, $p_{н\ фак}$, $p_{к\ фак}$ и $l_{фак}$ транспортировки газа по этому газопроводу:

$$g_{расч} = k_{фак} \cdot \sqrt{\frac{p_{н\ расч}^2 - p_{к\ расч}^2}{l_{расч}}}. \quad (4.3.30)$$

4.3.3.4. 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 4.5.

Точный расчёт сводится к расчёту магистрального газопровода по уже известной формуле (4.3.3) с предварительным расчётом величин (параметров), составляющих эту формулу: коэффициента гидравлического сопротивления λ, относительной плотности по воздуху Δ, среднего коэффициента сжимаемости газа $z_{ср}$, средней температуры газа $T_{ср}$.

Расчёты величин (параметров), составляющих формулу (4.3.3), 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 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 авторов 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/см*^{2};

$p_к$ – конечное давление в газопроводе, *кг/см*^{2};

$t_н$ – 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 (4.1.98) и (4.1.101) основная расчётная формула приобретает вид

$$g = \alpha \cdot E \cdot 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot z_{\text{ср}} \cdot l}}, \qquad (4.3.31)$$

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 (4.3.31) применяется для p, кг/см^2. При p, МПа, необходимо принимать коэффициент 17,0316. Однако в дальнейшем в этом разделе будем делать ссылки на номограммы, рассчитанные для p, кг/см^2, поэтому в формуле (4.3.31) используем коэффициент 1,64.

2) Принимаем

$$\Delta = 0{,}6; \quad z_{\text{ср}} = 0{,}92; \quad T_{\text{ср}} = 288\ K; \quad \alpha = 1; \quad E = 0{,}9.$$

3) В формуле (4.3.31) обозначим

$$k_{\text{t}} = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{1}{\Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot z_{\text{ср}} \cdot l}}. \qquad (4.3.32)$$

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

$$g = 0{,}9 \cdot k_{\text{t}} \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{l}}. \qquad (4.3.33)$$

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 4.3.2 в зависимости от данных предварительного расчёта g и известного D.

2) В случае подтверждения квадратичного режима течения газа по газопроводу $\alpha = 1$ и для $E = 0{,}9$ проводим расчёт по формуле (4.3.31), принимающий вид

$$g = 0{,}9 \cdot 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot z_{\text{ср}} \cdot l}}. \qquad (4.3.34)$$

Проводим расчёт средней температуры газа по формуле (4.3.11)

$$T_{\text{ср}} = T_0 + \frac{T_{\text{н}} - T_0}{a \cdot l}(1 - e^{-al}) - D_{\text{i}} \cdot \frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{2alp_{\text{ср}}} \cdot [1 + \frac{1}{al}(1 - e^{-al})].$$

Расчёт средней температуры проводим пошагово.

Шаг 1. Расчёт ориентировочного значения $t_{\text{ср}}$ проводим по формуле

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{гр}} + \frac{t_{\text{н}} - t_{\text{к}}}{a \cdot l} \cdot (1 - e^{-al}). \qquad (4.3.35)$$

Формула (4.3.33) получается из формулы (4.3.5) при размерности t, °C, для удобства использования в дальнейшем некоторых справочных материалов.

Расчёт формулы (4.3.35) проводится в следующей последовательности:

- Определяем $t_{\text{гр}}$ по справочной таблице (приложение 37), ориентируясь на географическое месторасположение газопровода или используя фактические данные.
- Определяем поправочный коэффициент α:

$$\alpha = \frac{62{,}6 \cdot k_{\text{m}} \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_{\text{p}} \cdot 10^6}, \text{ принимаем } C_{\text{p}} = 0{,}6 \text{ для } \textit{КДж/(кг·°C)}; \qquad (4.3.36)$$

$$\alpha = \frac{225{,}5 \cdot k_{\text{m}} \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_{\text{p}} \cdot 10^6}. \text{ принимаем } C_{\text{p}} = 2{,}85 \text{ для } \textit{КДж/(кг·К)}, \qquad (4.3.37)$$

где D и g определены предварительным расчётом;

$\Delta = 0{,}6$ (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

$$k_{\text{m}} = \frac{\lambda_{\text{т}} \cdot 10^3}{D}[0{,}8 + (\frac{D}{h_{\text{пр}} \cdot 10^3})^2], \qquad (4.3.38)$$

где

$$h_{\text{пр}} = h_0 + \frac{\lambda_{\text{т}}}{\alpha_{\text{в}}}; \qquad (4.3.39)$$

h_0 – расстояние от поверхности земли до оси газопровода, *м,* и вычисляется по формуле

$$h_0 = \frac{D}{2} + h, \qquad (4.3.40)$$

где h – расстояние от поверхности земли до поверхности газопровода, *м*;

$\alpha_в$ – поправочный коэффициент, учитывающий значения ветра в регионе и вычисляется по формуле

$$\alpha_в = 5{,}3 + 3{,}6 \cdot v_в, \qquad (4.3.41)$$

где $v_в$ – средняя скорость ветра определяется по справочным данным;

$\lambda_т$ – коэффициент теплопроводности талого грунта, ккал/(*м·ч·°С*), определяется по справочной таблице 4.3.6 (приложение 41).

Таблица 4.3.6

Коэффициент теплопроводности талого грунта

Объёмный вес, *т/м*^{3}	Суммарная влажность грунта в долях единицы	Коэффициент теплопроводности грунта, ккал/(*м*^{2}·*ч*·°*С*)						Объёмная теплоемкость грунта, *ккал/(м*^{3}·°*С*)	
		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	0,10	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

При наличии снежного покрова применяем формулу

$$h_{пр} = h_0 + \lambda_т \left(\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}}\right), \qquad (4.3.42)$$

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 $k_m = 1$, *ккал/(м·ч·°С)*;
б) влажный песок $k_m = 3$, *ккал/(м·ч·°С)*;
в) влажную глину $k_m = 1{,}35$, *ккал/(м·ч·°С)*.

○ При отсутствии данных по грунтам принимаем $k_m = 1{,}5$, *ккал/(м·ч·°С)*.

○ Возможно принимать значение k_m по номограмме рис. 4.3.3 (приложение 38).

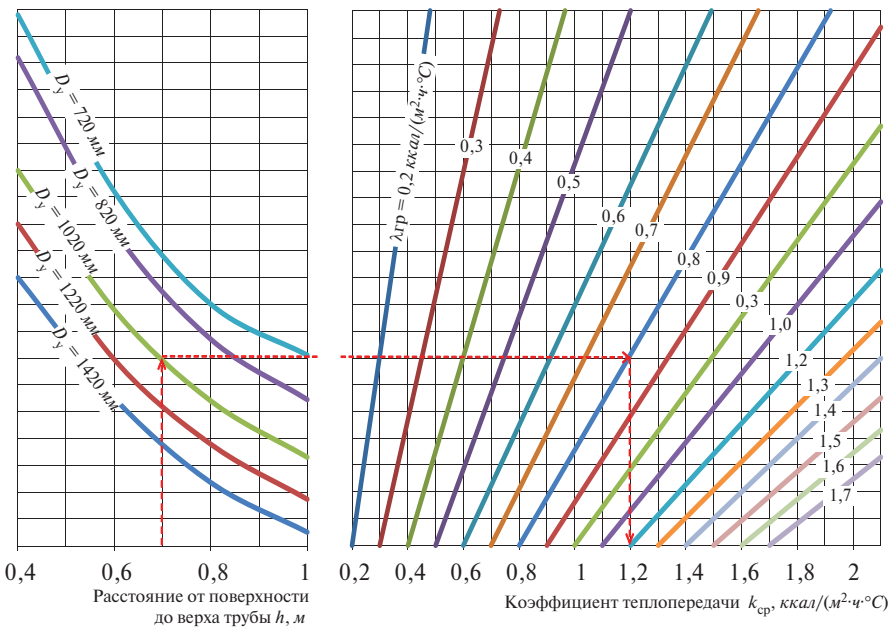


Рис. 4.3.3. Номограмма для определения коэффициента теплопередачи от газа к грунту

• Величину e^{-al} в формуле (4.3.35) вычисляем с учётом формулы (4.3.36) или определяем по таблице 4.3.7 (приложение 39).

Таблица 4.3.7

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 (4.3.35).

Шаг 2. Расчёт уточнённого значения $t_{ср}$ проводим по формуле (4.3.11) 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 (4.1.52): $p_{ср} = \frac{2}{3}(p_н + \frac{p_к^2}{p_н + p_к})$.
- Для применения в дальнейших расчётах определяем теплоёмкость по одному из ранее рассмотренных способов:
  - можно, например, рассчитать теплоёмкость по формуле (4.1.47)

$$C_р = A_1 + A_2 \cdot T_{ср} + A_3 / T_{ср}^3,$$

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 (4.3.35).

○ возможно определение C_p по номограмме рис. 4.3.4 (приложение 12) или другим способом, рассмотренным в разделе 4.1.

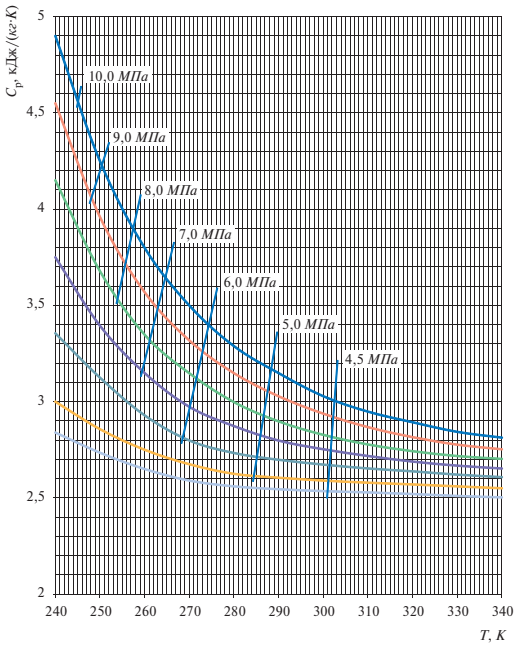


Рис. 4.3.4. Номограмма зависимости теплоёмкости метана от давления, кДж/(кг·К)·24 = ккал/(кг·С), а, кг/см^2 = 9,81·10^{-4} МПа

- Определение коэффициента Джоуля–Томсона по одному из ранее рассмотренных вариантов:

○ по формуле (4.3.13) $D_i = \dfrac{t_н - t_к}{p_н - p_к}, \quad °C \cdot \dfrac{см^2}{кг};$

○ по формуле (4.3.14) $D_i = \dfrac{1}{C_p}\left(\dfrac{0{,}023 \cdot 10^6}{T_{ср}^2} - 0{,}035\right), \quad °C \cdot \dfrac{см^2}{кг}.$

○ Возможно D_i определять по номограмме рис. 4.3.5 (приложение 40).

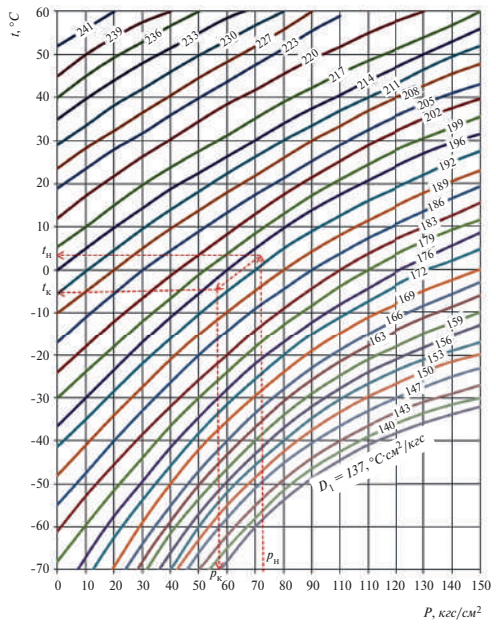


Рис. 4.3.5. Номограмма для определения коэффициента Джоуля–Томсона

- Определяем поправочный коэффициент α с учётом определённого ранее C_p по формуле (4.3.36)

$$\alpha = \frac{62{,}6 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6},$$

или по формуле (4.3.37)

$$\alpha = \frac{225{,}5 \cdot k_m \cdot D}{g \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}.$$

- Теперь можно пересчитать значение $t_{ср}$ с учётом полученных значений D_i и α по формуле (4.3.11).

Определение коэффициента сжимаемости газа

- Определяем $z_{ср}$ по одному из ранее рассмотренных в разделе 4.1 способов:
  - рассчитываем по формуле (4.1.68)

$$z_{ср} = 1 - \frac{0{,}0241 \cdot p_{пр}}{(1 - 1{,}68 \cdot T_{пр} + 0{,}78 \cdot T_{пр}^2 + 0{,}0107 \cdot T_{пр}^3)};$$

▪ определяем $p_{пр} = p_{ср}/p_{пк}$ и $T_{пр} = T_{ср}/T_{пк}$;

◆ величины $p_{пк}$ и $T_{пк}$ рассчитываем по формулам (4.1.19) и (4.1.20):

$$p_{пк} = 1{,}808 \cdot (26{,}831 - \rho_н);$$

$$T_{пк} = 155{,}24 \cdot (0{,}564 + \rho_н);$$

◆ величины $p_{пк}$ и $T_{пк}$ можно определить по номограмме рис. 4.3.6 (приложение 6) в зависимости от плотности газа $p_н$ при нормальных условиях, которая определяется по справочным данным в зависимости от параметров происхождения газа в газопроводе.

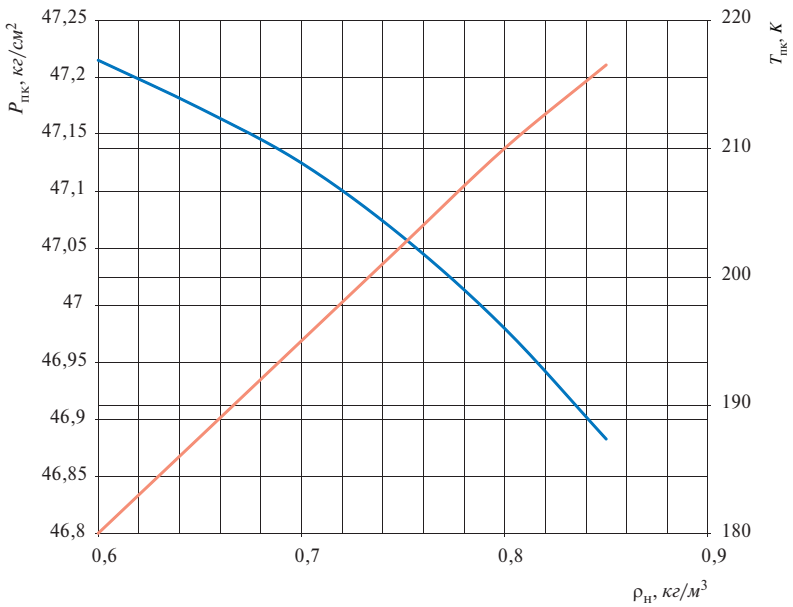


Рис. 4.3.6. Номограмма псевдокритических параметров газовых смесей

○ можно определить коэффициент сжимаемости по одному из ранее рассмотренных в разделе 4.1 способов;

○ можно $z_{ср}$ определить по номограммам (приложения 13–20).

3) Проводим уточнённый перерасчёт пропускной способности газопровода с учётом полученных данных $T_{ср}$ и $z_{ср}$ по формуле (4.3.31)

$$g = \alpha \cdot E \cdot 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}6} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot z_{ср} \cdot l}},$$

4) Ещё раз проверяем по номограмме 4.3.2 режим течения газа в газопроводе.

5) В случае определения переходного режима течения газа в газопроводе определяем коэффициент α по номограмме рис. 4.3.7 и делаем новый перерасчёт по формуле (4.3.31).

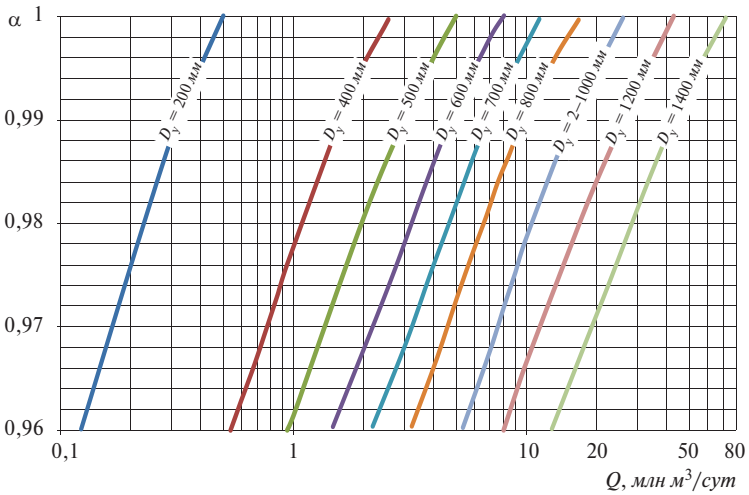


Рис. 4.3.7. Номограмма для определения коэффициента α

6) Определяем коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода с учетом влияния местного сопротивления

$$\lambda = 1{,}05\frac{\lambda_{тр}}{E^2}. \qquad (4.3.43)$$

Определение коэффициента гидравлического сопротивления трения потока возможно одним из способов:

- Определяем $\lambda_{тр}$ по формуле (4.1.97) НТП 2006 года [87] для смешанного режима течения газа в трубах как наиболее вероятного

$$\lambda_{тр} = 0{,}067\left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2\cdot K}{D}\right)^{0{,}2}.$$

  - Принимаем $K = 0{,}03$ *мм* для обычных труб.
  - Рассчитываем Re по формуле (4.1.102)

$$\mathrm{Re} = 1{,}27\cdot\frac{g\cdot\rho_г}{D\cdot\mu}.10^3.$$

    - Коэффициент динамической вязкости μ рассчитываем по ранее рассмотренным в разделе 4.1 способам. Возможно расчёт производить по формуле при $\rho_н = 0{,}717$:

$$\mu = 6 \cdot 10^{-6} \left[0{,}037 + T_{\text{пр}} \cdot (1 - 0{,}104 \cdot T_{\text{пр}}) \right] \cdot [1 + \frac{p_{\text{пр}}^2}{30(T_{\text{пр}} - 1)}]. \qquad (4.3.44)$$

▪ Возможно μ определять по таблице 4.3.8.

Таблица 4.3.8

Динамический коэффициент вязкости метана

$T_{\text{ср}}$, *K*	μ·10⁶ (в *Па·с*) при $P_{\text{ср}}$, *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 (4.1.98) НТП 2006 года [87] для квадратичного режима течения газа в трубах

$$\lambda_{\text{тр}} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{2K}{D} \right)^{0,2}.$$

○ Принимаем $K = 0{,}03$ *мм* для обычных труб.

• Рассчитываем $\lambda_{\text{тр}}$ по формуле (4.1.99)

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0{,}03817}{D^{0,2}}.$$

• Определяем коэффициент гидравлического сопротивления λ по формуле (4.3.43).

7) Делаем окончательный пересчёт пропускной способности газопровода с учётом полученных данных по формуле (4.3.3)

$$g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot \Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot l}} \quad \text{для } p, \text{ МПа};$$

$$g = 0{,}326 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot \Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot l}} \quad \text{для } p, \text{ кг/см}^2.$$

4.3.4. Гидравлический расчёт сложных магистральных газопроводов и газотранспортных систем

4.3.4.1. Гидравлический расчёт магистрального газопровода с учётом рельефа трассы

Пропускную способность газопровода без учёта рельефа трассы (разница вертикальных отметок трассы газопровода не превышает 100 *м*) следует рассчитывать по формуле (4.3.3).

- Пропускную способность газопровода, имеющего разницу вертикальных отметок трассы выше 100 *м*, следует рассчитывать с учётом рельефа трассы одним из следующих способов:
- газопровод, имеющий 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 (4.3.3) 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

$$g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2 \cdot (1 + \alpha \cdot h_{\text{к}})}{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} [1 + \frac{a}{2L} \cdot \sum_{i=1}^{n} (h_{\text{i}} + h_{\text{i-1}}) \cdot l_{\text{i}}]}}; \qquad (4.3.45)$$

- пропускную способность простого газопровода с учётом рельефа трассы газопровода при разности отметок высот свыше 500 м вычисляют по формуле НТП 2006 года

$$g = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{\left(p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2 e^{\text{a} \cdot \delta h}\right) \cdot a \cdot \delta h}{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot l \cdot \left(e^{\text{a} \cdot \text{l}\delta} - 1\right)}}, \qquad (4.3.46)$$

где

$$a = \frac{\Delta}{14{,}64 \cdot T_{\text{ср}} \cdot z_{\text{ср}}}, \qquad (4.3.47)$$

D – внутренний диаметр газопровода, *мм*;

$p_{\text{н}}$ – начальное давление в газопроводе, *МПа*;

$p_{к}$ – конечное давление в газопроводе, *МПа*;

$T_{ср}$ – средняя температура газа в газопроводе, *K*;
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;
$z_{ср}$ – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа;
Δ – относительная плотность газа по воздуху.

Расчёт остальных составляющих формул (4.3.45) и (4.3.46) не отличается от ранее рассмотренных методов.

4.3.4.2. 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 сложный 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. 4.3.8).

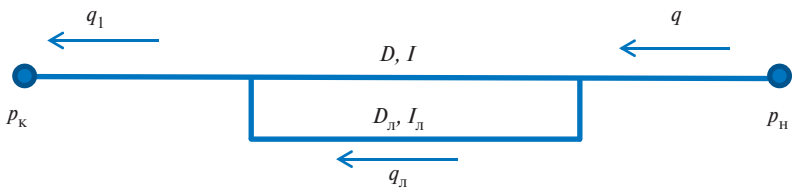


Рис. 4.3.8. Газопровод с лупингом

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

$$g_1 = \frac{g}{\sqrt{1-\frac{l_л}{l}\left\{1-\frac{1}{\left[1-\left(\frac{D_л}{D}\right)^{2,6}\right]^2}\right\}}}. \qquad (4.3.48)$$

Пропускную способность для данного газопровода g рассчитывают по одному из ранее рассмотренных способов.

Увеличение пропускной способности газопровода с лупингом составит:

$$\Delta_g = g \cdot \left\{ 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{l_л}{l} \cdot \left\{ 1 - \frac{1}{\left[1 - \left(\frac{D_л}{D} \right)^{2,6} \right]^2} \right\}}} \right\}, \tag{4.3.49}$$

где Δ_g – увеличение пропускной способности газопровода с лупингом.

При равенстве диаметров лупинга и основного газопровода пропускная способность рассчитывается по формуле

$$g_1 = g \cdot \frac{2}{\sqrt{4 - 3\frac{l_л}{l}}}. \tag{4.3.50}$$

Увеличение пропускной способности рассчитывается по формуле

$$\Delta_g = g \cdot \left(1 - \frac{2}{\sqrt{4 - 3\frac{l_л}{l}}} \right). \tag{4.3.51}$$

Необходимая длина лупинга для доведения пропускной способности до величины g_1 рассчитывается по формуле

$$l_л = \frac{l \cdot \left[1 - \left(\frac{g}{g_1} \right)^2 \right]}{1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_л}{D} \right)^{2,6} \right]^2}}. \tag{4.3.52}$$

Протяжённость лупинга, необходимого для повышения давления газа в конце расчётного участка газопровода с $p_{к1}$ до $p_{к2}$ рассчитывается по формуле

$$l_{л} = \frac{l \cdot \left[1 - \dfrac{p_{н}^2 - p_{К2}^2}{p_{н}^2 - p_{К2}^2}\right]}{1 - \left[\dfrac{D^{2,6}}{D^{2,6} + D_{л}^{2,6}}\right]}. \qquad (4.3.53)$$

Диаметр лупинга для доведения пропускной способности до величины g1 рассчитывается по формуле

$$D_{л} = \left\{\left[\frac{\dfrac{l_{л}}{l}}{\left(\dfrac{g}{g_1}\right)^2 + \left(\dfrac{l_{л}}{l} - 1\right)}\right]^{0,5} - 1\right\}^{0,741}. \qquad (4.3.54)$$

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. 4.3.9).

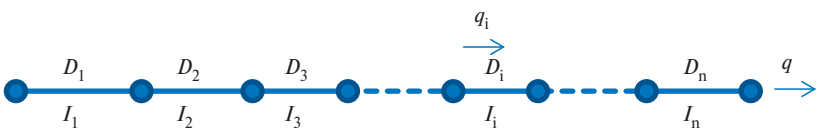


Рис. 4.3.9. Газопровод, состоящий из участков различной протяженности и различных диаметров

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

$$\frac{l_э}{D_э^{5,2}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{l_i}{D_i^{5,2}}. \tag{4.3.55}$$

Обычно длину эквивалентного газопровода выбирают равной длине сложного газопровода $l_э = l$.

Тогда

$$D_э = \sqrt[5,2]{\frac{l}{\sum_{i=1}^{n} \frac{l_i}{D_i^{5,2}}}}. \tag{4.3.56}$$

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 $D_{уэ}$:

$$l_э = \sum_{i=1}^{n} l_i \left(\frac{D_{уэ}}{D_i} \right)^{5,2} \tag{4.3.57}$$

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

$$g = 17{,}0316 \cdot 10^{-6} \cdot E \cdot \sqrt{\frac{D_э^{5,2}}{l_э}} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\Delta \cdot T_{ср} \cdot z_{ср}}}. \tag{4.3.58}$$

Параллельные газопроводы

Сложный D_i газопровод, который состоит из n параллельных газопроводов, диаметром и длиной l_i каждый, у которых единая точка начала и конца газопровода, а также одинаковые начальное и конечное давления в каждом газопроводе (рис. 4.3.10).

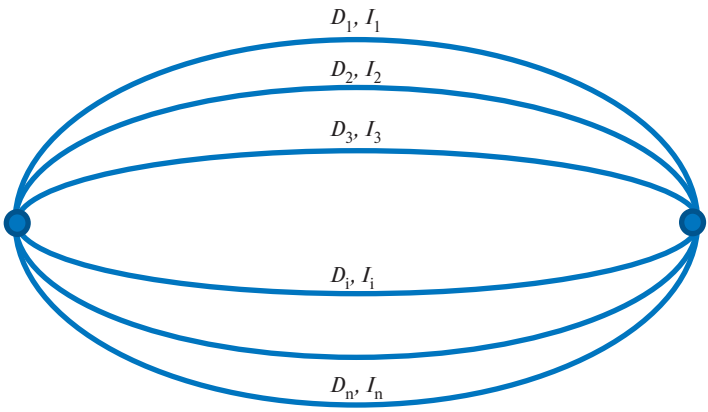


Рис. 4.3.10. Параллельные газопроводы

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:

$$g_i = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D_i^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l_i}}\,, \tag{4.3.59}$$

или

$$\sum_{i=1}^{n} g_i = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot \sum_{i=1}^{n} D_i^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l_i}}, \tag{4.3.60}$$

$$g_э = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D_э^{2{,}5} \sqrt{\frac{p_н^2 - p_к^2}{\lambda \cdot z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср} \cdot l_э}}. \tag{4.3.61}$$

Исходя из уравнений (4.3.59) и (4.3.61) для расчёта эквивалентного газопровода, получим следующую зависимость:

$$\sqrt{\frac{D_э^5}{\lambda_э \cdot l_э}} = \sum_{i=1}^{n} \sqrt{\frac{D_i^5}{\lambda_i \cdot l_i}}. \qquad (4.3.62)$$

Примем, что $l_1 = l_2 = ... = l_i = \ldots = l = l_э$ и для квадратичной зоны течения во всех параллельных газопроводах одинаковая эквивалентная шероховатость, тогда

$$\sqrt{D_э^{5,2}} = \sum_{i=1}^{n} \sqrt{D_i^{5,2}}. \qquad (4.3.63)$$

Если все диаметры параллельных газопроводов равны D, то

$$\sqrt{D_э^{5,2}} = n \cdot \sqrt{D^{5,2}} \quad \text{или} \quad D_э = n^{0,385} \cdot D. \qquad (4.3.64)$$

Аналогичным способом можно произвести расчёт пропускной способности для эквивалентного газопровода длиной l и диаметром $D_э$ для параллельных газопроводов разного диаметра.

Из формул (4.3.64) и (4.3.3) 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. 4.3.11:

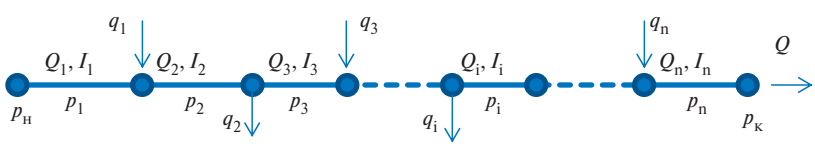


Рис. 4.3.11. Газопровод с отборами и подкачками газа

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 м*^{3}*/сут*;
$Q_э$ – пропускная способность эталонного газопровода, *млн м*^{3}*/сут;*
Q_i – пропускная способность *i*-го газопровода подключения, *млн м*^{3}*/сут*;

Формулу (4.3.3) можно представить в виде

$$p_н^2 - p_к^2 = \left(\frac{\sqrt{z_{ср} \cdot \Delta \cdot T_{ср}}}{3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2{,}5}} \right)^2 \cdot \left(Q \cdot \sqrt{\lambda \cdot l} \right)^2, \qquad (4.3.65)$$

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 (4.3.57) можно записать

$$p_н^2 - p_к^2 = \frac{1}{B^2 \cdot D^5} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_i^2 \cdot \lambda_i \cdot l_i, \qquad (4.3.66)$$

а пропускная способность $Q_э$ эквивалентного газопровода диаметром $D_э$ при $l = \sum_{i=1}^{n} l_i$ и квадратичном законе течения газа по трубопроводу будет

$$Q_э = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i^2 \cdot l_i}{l}}. \qquad (4.3.67)$$

Давление в узловых точках газопровода можно найти по зависимости

$$p_н^2 - p_i^2 = \frac{1}{B^2 \cdot D^5} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_i^2 \cdot \lambda_i \cdot l_i \qquad (4.3.68)$$

Расход газа на участке l_i можно рассчитать по формуле:

$$Q_i = Q_i + g_{i-1}. \qquad (4.3.69)$$

Система магистральных газопроводов с технологическими перемычками

Газотранспортная система состоит из нескольких параллельных газопроводов с технологическими перемычками между ними, работающих в едином гидравлическом режиме (рис. 4.3.12). Такое технологическое устройство позволяет обеспечивать транспорт газа по ГТС даже при проведении ремонтных работ. При этом производится отключение одного или нескольких участков ГТС.

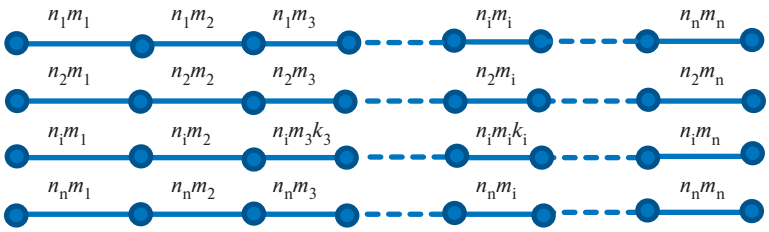


Рис. 4.3.12. Система магистральных газопроводов с технологическими перемычками

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

$$\frac{g_p}{g} = (n-k)\cdot\sqrt{\frac{m}{(m-1)\cdot(n-k)^2+n^2}}, \qquad (4.3.70)$$

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.

4.4. Расчёт потоков газа по газотранспортным системам ЕСГ

4.4.1. Общие положения 630
4.4.2. Построение потоковой схемы 631
4.4.2.1. Построение детализированной потоковой схемы 631
4.4.2.2. Преобразование детализированной потоковой схемы 635
4.4.2.3. Параметры элементов потоковой схемы 637
4.4.3. Расчёт протяженности транспортировки газа от зон входа в ЕСГ до субъектов и границ Российской Федерации 640
4.4.3.1. Определение точек и зон входа 640
4.4.3.2. Определение точек, секторов и зон выхода 641
4.4.3.3. Определение протяжённости маршрутов поставок газа 643
4.4.4. Определение фактических потоков газа по ГТС ЕСГ 647
4.4.4.1. Основные принципы идентификации потоков газа 648
4.4.4.2. Исходные данные для идентификации потоков газа 648
4.4.4.3. Подготовка данных для формирования расчётного баланса газа 649
4.4.4.4. Подготовка данных для расчётов фактических потоков газа 651
Определение расхода газа через ГРС 651
Распределение статьи баланса «Собственные нужды» по узлам и участкам потоковой схемы для каждого ГТО 652
Распределение статьи баланса «Изменение запаса газа» формы 301 по участкам потоковой схемы для каждого ГТО 655
Распределение статьи баланса «Собственные нужды ПХГ» формы 301 по ПХГ для каждого ГТО 656
4.4.4.5. Последовательность проведения идентификации фактических потоков газа 657
Подготовка расчётного баланса 657
Распределение статей расчётного баланса ГТО по участкам потоковой схемы 657
Расчёт (идентификация) фактических потоков газа 658
4.4.5. Моделирование потоков газа по ГТС ГТО и ЕСГ 660
4.4.5.1. Условия моделирования потоков газа 661
4.4.5.2. Перечень ограничений по элементам газотранспортной системы, используемых при моделировании и оптимизации потоков газа 662
4.4.6. Планирование потоков газа 664
4.4.7. Оптимизация потоков газа 664
4.4.8. Алгоритм управления потоками газа по ГТС ЕСГ 665

4.4.9. Расчёт товаротранспортной работы 666
4.4.9.1. Точки входа и выхода, определяемые на расчётной потоковой схеме ГТС ЕСГ при расчёте товаротранспортной работы 667
4.4.9.2. Расчёт фактических маршрутов транспортировки газа при расчёте товаротранспортной работы 667
4.4.9.3. Алгоритм определения фактических маршрутов транспортировки газа по газотранспортным системам ЕСГ при расчёте товаротранспортной работы 668
4.4.9.4. Последовательность действий при итерации расчёта 669
4.4.9.5. Процесс замещения газа 671
4.4.9.6. Алгоритм определения фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы транспортировки газа по газотранспортным обществам . . . 672
4.4.9.7. Последовательность проведения расчётов фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы . . 673

4.4.1. 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 газовым потоком. Для решения определённого круга диспетчерских задач на первом и втором уровнях 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.

4.4.2. Построение потоковой схемы

4.4.2.1. 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 включается 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.

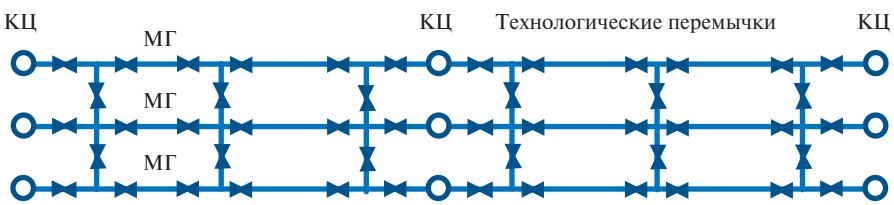


Рис. 4.4.1. Технологическая схема участка газотранспортной системы



Рис. 4.4.2. 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.

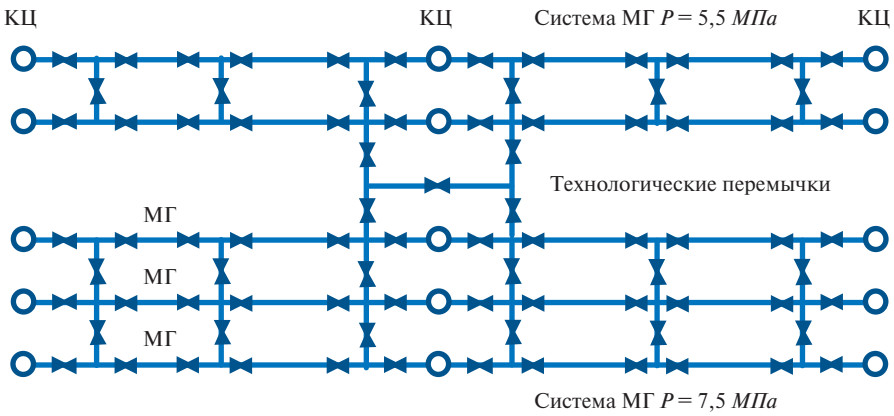


Рис. 4.4.3. Технологическая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме

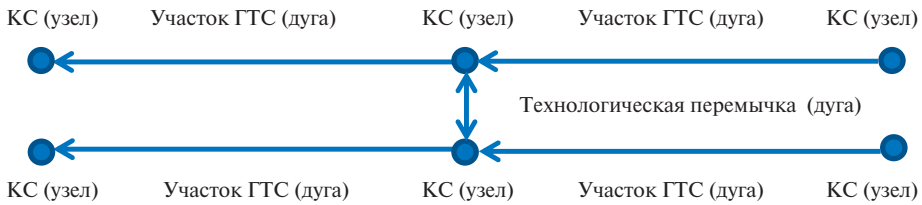


Рис. 4.4.4. Детализированная потоковая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме



Рис. 4.4.5. Упрощённая потоковая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме

В детализированную потоковую схему в качестве дуг включаются межсистемные перемычки.

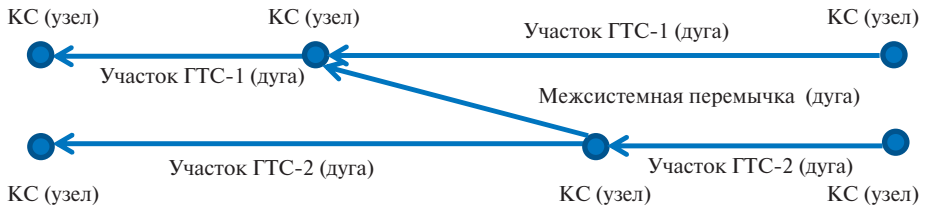


Рис. 4.4.6. Потоковая схема двух ГТС с межсистемной перемычкой

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.

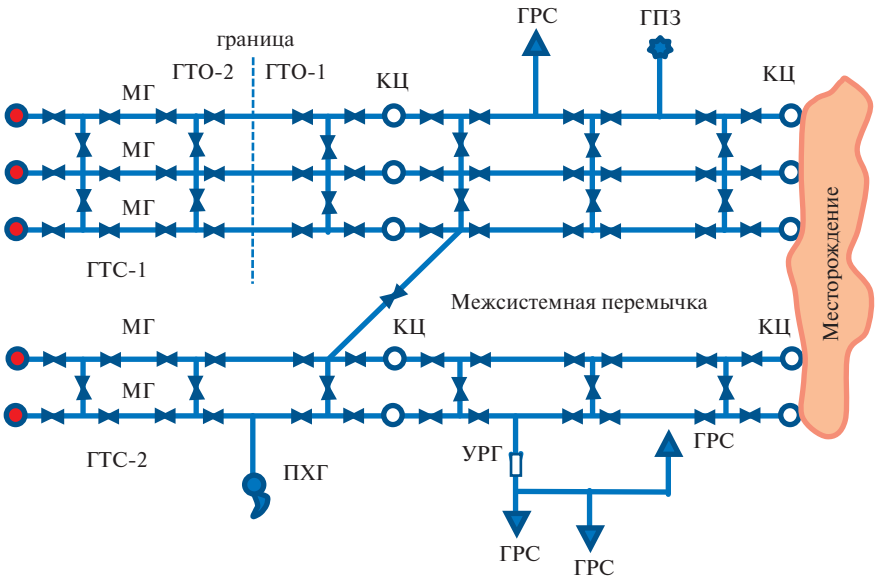


Рис. 4.4.7. Участок технологической схемы ЕСГ

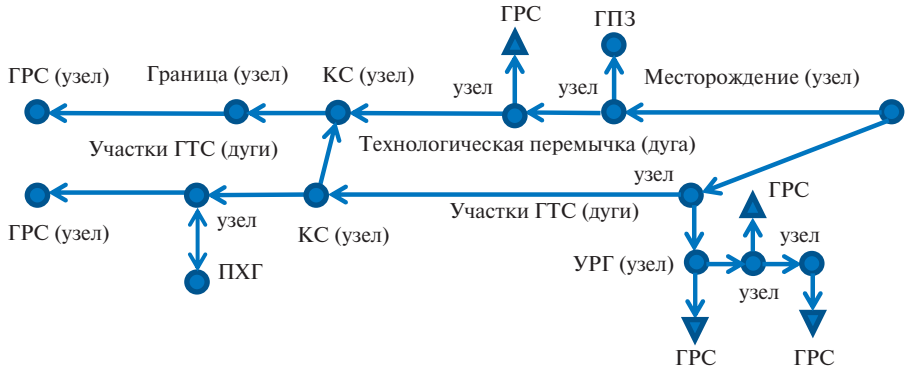


Рис. 4.4.8. Узлы на участке потоковой схемы ЕСГ

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.

4.4.2.2. 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 определяются решаемыми расчётными задачами на выбранном уровне диспетчерского управления.

Дуги, соответствующие распределительным газопроводам или газопроводам-отводам, могут быть исключены из детализированной потоковой схемы.

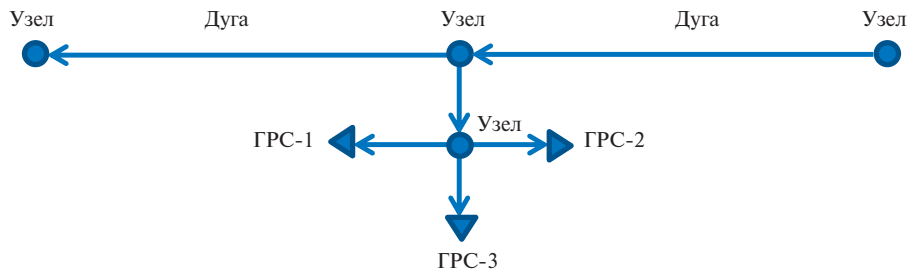


Рис. 4.4.9. Фрагмент детализированной потоковой схемы

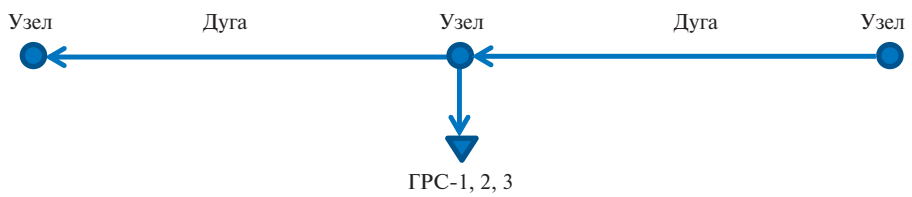


Рис. 4.4.10. Фрагмент упрощенной потоковой схемы

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.

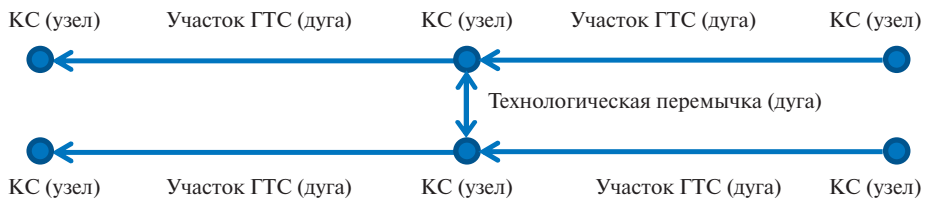


Рис. 4.4.11. Детализированная потоковая схема ГТС с двумя системами МГ, работающих в едином гидравлическом режиме



Рис. 4.4.12. 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 $q_{\text{грс}_i}$ загрузка каждой ГРС;
- одновременно с каждого конца дуги в точках подключения газопроводов-отводов определяются объёмы отбора газа $Q_{\text{г-отв.i}}$;
- 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.

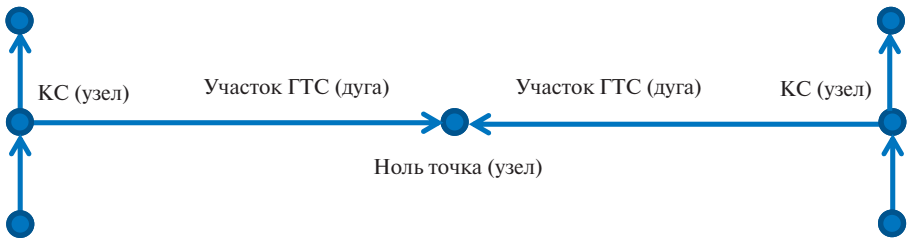


Рис. 4.4.13. Фрагмент потоковой схемы ГТС

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.

4.4.2.3. 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):

$$l_{\text{уч}} = \frac{l_1 + l_2 + \ldots + l_{\text{m}} + \ldots + l_{\text{N}}}{N}, \qquad (4.4.1)$$

где $l_{\text{уч}}$ – 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:

$$\upsilon_{уч} = \upsilon_1 + \upsilon_2 + ... + \upsilon_i + ... + \upsilon_N, \quad (4.4.2)$$

где $\upsilon_{уч}$ – объём дуги, $м^3$,

υ_i – внутренний объём участка МГ, $м^3$, вычисляемый по формуле

$$v_i = \frac{\pi}{4} \cdot d_i^2 \cdot l_i, \quad (4.4.3)$$

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».

Загрузка сектора $Q_{сек_{грс}}$ определяется как суммарная загрузка всех входящих в него ГРС:

$$Q_{сек_{грс}} = \sum_{i}^{n} = 1 q_{грс_i}, \quad (4.4.4)$$

где $q_{грс_i}$ – расход на i-й ГРС,

n – количество ГРС в секторе.

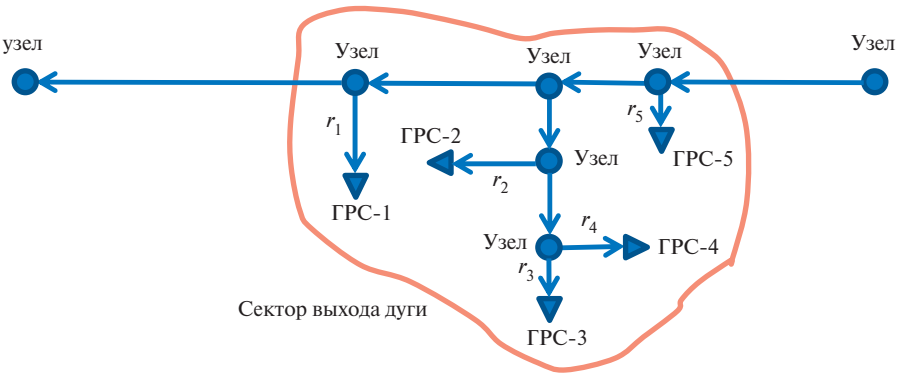


Рис. 4.4.14. Фрагмент детализированной потоковой схемы

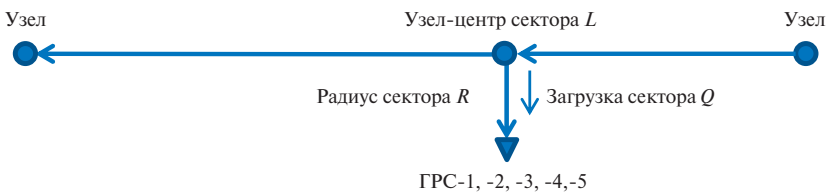


Рис. 4.4.15. Фрагмент упрощенной потоковой схемы

Радиус сектора R определяется как средневзвешенное по объёму расстояние от каждой ГРС сектора до мест подсоединения корневых газопроводов-отводов к магистральным газопроводам ГТС:

$$R = \sum_{i=1}^{n} \frac{q_{\text{грс}_i} \cdot r_i}{Q_{\text{сек}_{\text{грс}}}}, \tag{4.4.5}$$

где r_i – вычисляется как среднее длин всех маршрутов от мест подсоединения корневых газопроводов-отводов к магистральным газопроводам соответствующее 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:

$$L_{\text{сек}} = \sum_{i=1}^{K} \frac{q_{\text{грс}_i} \cdot l_i}{Q_{\text{сек}_{\text{грс}}}}, \tag{4.4.6}$$

где K – количество точек подключения газопроводов-отводов;

$q_{\text{грс}_i}$ – объём газа, поступающий через i-ю точку подключения;

l_i – положение i-й точки подключения на магистральном газопроводе.

4.4.3. Расчёт протяженности транспортировки газа от зон входа в ЕСГ до субъектов и границ Российской Федерации

4.4.3.1. 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

$$L_{\text{вх}} = \frac{l_1 + l_2 + \ldots + l_{\text{N}}}{N}, \tag{4.4.7}$$

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 отсчёта определяются по формуле

$$L_{\text{вх}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \ldots + l_{\text{N}} \cdot Q_{\text{N}}}{Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_{\text{N}}}, \tag{4.4.8}$$

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 – объём 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:

$$L_{\text{Твх}} = L + (L_{\text{вх}} - l), \tag{4.4.9}$$

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*.

4.4.3.2. 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 места 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 утверждёнными 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 4.4.6.

Радиус сектора выхода – среднее расстояние от ГТС, обеспечивающей поставку газа соответствующему сектору выхода, до всех ГРС данного сектора. Радиус сектора рассчитывается по формуле 4.4.5.

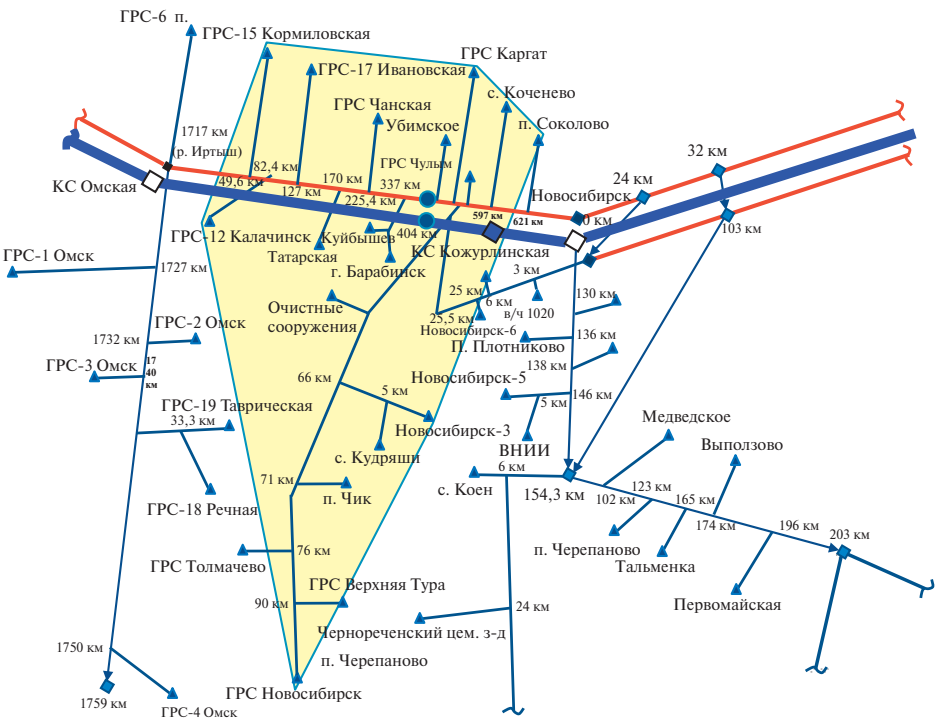


Рис. 4.4.16. Пример определения сектора на потоковой схеме участка ГТС

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 является радиусом сектора – средним расстоянием от конкретной ГТС до конкретной зоны выхода.

Перечень зон выхода приведен в приложении 48.

4.4.3.3. 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):

$$l_{\text{уч}} = \frac{l_1 + l_2 + \ldots + l_{\text{N}}}{N}, \qquad (4.4.10)$$

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 «резаных» 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

$$L_{\text{с}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \ldots + l_{\text{N}} \cdot Q_{\text{N}}}{Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_{\text{N}}}, \qquad (4.4.11)$$

где $L_{\text{с}}$ – радиус сектора выхода, *км*;
l_K – от начала соответствующего корневого отвода до *k*-й точки выхода, *км*;
Q_{k} – годовой объём 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

$$L_{\text{корн}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \ldots + l_{\text{N}} \cdot Q_{\text{N}}}{Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_{\text{N}}}, \qquad (4.4.12)$$

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 объём подачи газа через z-й корневой газопровод-отвод, *млн м³*;

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

$$L_{\text{вых}} = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \ldots + l_N \cdot Q_N}{Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_N}, \qquad (4.4.13)$$

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 объём поставки газа через точки выхода, входящие в n-й сектор выхода, *млн м³*;

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:

$$L_{\text{вых}} = L + (L_c - l), \qquad (4.4.14)$$

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_c – 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:

$$L = \frac{l_1 \cdot Q_1 + l_2 \cdot Q_2 + \ldots + l_N \cdot Q_N}{Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_N}, \qquad (4.4.15)$$

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-й маршрут, за исключением участка газопровода-отвода, *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:

$$L = \frac{l_1 \cdot R_1 + l_2 \cdot R_2 + \ldots + l_N \cdot R_N}{R_1 + R_2 + \ldots + R_N}, \qquad (4.4.16)$$

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 м*^{3};

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 фактически 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.

4.4.4. 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 объёмов 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 пра-

вило, 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.

4.4.4.1. 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 расчётным 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.

4.4.4.2. Исходные данные для идентификации потоков газа

Для каждого общества в качестве исходных данных для формирования расчётного баланса газа и последующей идентификации потоков газа используются данные фактического суточного баланса газа.

Из статьи «Ресурсы» суточного баланса газа определяются следующие исходные данные:

- $Q_{м_i}$ – поступление газа в ГТС от конкретного месторождения или ГПЗ в узле потоковой схемы *i*;
- $Q_{вх.гто_i}$ – поступление газа в ГТС общества от ГТС другого общества на границе в узле потоковой схемы *i*;
- $Q_{гдо_i}$ – поступление газа в ГТС общества от другого ГДО в узле потоковой схемы *i*;

- $+Q_{\text{пхг}_i}$ – поступление газа в ГТС ГТО от конкретного ПХГ (отбор газа из ПХГ) в узле потоковой схемы *i*;
- $Q_{\text{имп}_i}$ – 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);
- $Q_{\text{зап}_n}$ – уменьшение запаса газа в ГТС *n*-го ГТО.

Из статьи «Распределение» суточного баланса газа определяются следующие исходные данные:

- $Q_{\text{вх.гто}_i}$ – передача газа в ГТС другого ГТО на границе в узле потоковой схемы *i*;
- $Q_{\Sigma\text{грсе}_i}$ – поставка газа потребителям Российской Федерации, осуществляемая из ГТС *n*-го ГТО, через ГРС, принадлежащие данному ГТО или потребителю;
- $Q_{\text{пхг}_i}$ – закачка газа в конкретное ПХГ из ГТС ГТО в узле потоковой схемы *i*;
- $Q_{\text{эксп}_i}$ – 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;
- $Q_{\text{снпхг}_n}$ – отбор газа из ГТС *n*-го ГТО на собственные нужды для работы оборудования ПХГ;
- $Q_{\text{пэн}_n}$ – расход газа из ГТС *n*-го ГТО на ПЭН (из-за малой величины в алгоритме идентификации потоков газа расход газа на ПЭН суммируется с собственными нуждами ГТО).

Из БД ГИС определяются $Q_{\text{гис}_i}$ – значения расхода газа в узле потоковой схемы *i,* полученные как замер на конкретной ГИС или расчётным 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 $q_{\text{тгi}}$ – 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.

4.4.4.3. 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 разрабо-

танным процедурам (суммирование, агрегирование, усреднение, статистическая обработка, 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 «Поступление» и «Распределение» 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

$$\Delta_{Q\text{гто.вх.}} = Q_{\text{вх.гто}_n} - Q_{\text{вых.гто}_{n-1}}; \tag{4.4.17}$$

$$\Delta_{Q\text{гто.вых.}} = Q_{\text{вых.гто}_n} - Q_{\text{вх.гто}_{n+1}}; \tag{4.4.18}$$

- при $\Delta_{Q\text{гто.вх}}$ или $\Delta_{Q\text{гто.вых}}$ не равном 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

$$Q^{\text{скор.}}_{\text{вх.гто}_n} = Q_{\text{вх.гто}_n} \pm \frac{\Delta_{Q_{\text{гто.вх.}}}}{2}, \tag{4.4.19}$$

$$Q^{\text{скор.}}_{\text{вых.гто}_n} = Q_{\text{вых.гто}_n} \pm \frac{\Delta_{Q_{\text{гто.вых.}}}}{2}; \qquad (4.4.20)$$

- в связи с изменением величины входящего/выходящего потока на границе ГТО на величину $\pm\frac{\Delta_{Q_{\text{гто.вх.}}}}{2} / \pm\frac{\Delta_{Q_{\text{гто.вых.}}}}{2}$ и возникновением неравенства значений статей исходного баланса «Ресурсы» и «Распределение» для каждого *n*-го ГТО вычисляется дисбаланс как разница между значениями этих статей;
- для соблюдения баланса газа *n*-го ГТО корректируем величину изменения его запаса газа на полученный дисбаланс по формуле

$$\pm Q^{\text{уточ.}}_{\text{зап}_n} = \pm Q_{\text{зап}_n} + \Delta_{\text{гто}_n}; \qquad (4.4.21)$$

- аналогичным способом проводится корректировка величины изменения запаса газа для всех граничащих по входу и выходу ГТО. В дальнейшем величина изменения запаса газа $\pm Q_{\text{зап}_n}$ принимается равной $\pm Q^{\text{уточ.}}_{\text{зап}_n}$ с учётом корректировки.

4.4.4.4. Подготовка данных для расчётов 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 $Q_{\Sigma\text{грс}_m}$ как значение статьи «Собственные потребители» в балансе общества.

Из БД ГРС определяется сумма расхода газа через все ГРС по формуле

$$\sum_{i=1}^{m_{грс}} q_{грс_i}, \qquad (4.4.22)$$

где $m_{\text{грс}}$ – количество ГРС в данном ГТО;

$q_{\text{грс}_i}$ – расход газ через *i*-ю ГРС.

Определяется соотношение по формуле

$$a = \frac{Q_{\sum \text{грс}_\text{n}}}{\sum_{\text{i}=1}^{\text{m}_\text{грс}} q_{\text{грс}_\text{i}}}, \tag{4.4.23}$$

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

$$q_{\text{грс}_\text{i}}^{\text{расч}} = a \cdot q_{\text{грс}_\text{i}}. \tag{4.4.24}$$

Искомый расход газа через *i-ю* ГРС $q_{\text{грсi}}$ принимается равным рассчитанному $q_{\text{грс}_\text{i}}^{\text{расч}}$.

При $\alpha > 1{,}05$ либо $\alpha < 0{,}95$ считается, что данные в БД ГРС за обрабатываемые сутки недостоверные.

При отсутствии или недостоверности данных в БД ГРС вычисляется доля расхода по каждой ГРС $d_{\text{грс}_\text{i}}$ из БД ГТО за предыдущие сутки, по которым данные по расходу ГРС сбалансированы относительно суммарного потребления газа через ГРС по данному ГТО, по формуле

$$d_{\text{грс}_\text{i}} = \frac{q_{\text{грс}_\text{i}}}{\sum_{\text{i}=1}^{\text{m}_\text{грс}} q_{\text{грс}_\text{i}}}. \tag{4.4.25}$$

Собственное потребление ГТО $Q_{\Sigma\text{грс}_\text{m}}$ распределяется по ГРС в соответствии с вычисленными долями по формуле

$$q_{\text{грс}_\text{i}}^{\text{расч}} = d_{\text{грс}_\text{i}} \cdot Q_{\sum \text{грс}_\text{m}}. \tag{4.4.26}$$

Искомый расход газа $q_{\text{грс}_\text{i}}$ через *i*-ю ГРС принимается равным рассчитанному $q_{\text{грс}_\text{i}}^{\text{расч}}$.

Таким образом подготовлены данные по расходу газа через каждую ГРС ГТО.

Примечание: Описанная выше процедура расчёта $q_{грс_i}$ 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 входят 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 $Q_{\text{сн}_\text{n}}$ как значение статьи «Собственные нужды предприятия».

Для каждой КС ГТО определяется объём топливного газа $q_{\text{гт}_\text{i}}$ из БД ГТО (либо сегмент БД ПВК).

Определяется разница по формуле

$$\Delta_{\text{сн}} = Q_{\text{сн}_\text{n}} - \sum_{\text{i}=1}^{m_{\text{кс}}} q_{\text{гт}_\text{i}}, \tag{4.4.27}$$

где $m_{\text{кс}}$ – количество КС с ГТУ в *n*-м ГТО.

Рассчитанная разница $d_{\text{сн}}$ распределяется в соотношении геометрических размеров (объёма) магистральных газопроводов (МГ) каждого участка ГТС υ_i данного ГТО по формуле

$$\Delta_{\text{сн}_\text{i}} = \Delta_{\text{сн}} \cdot \frac{v_\text{i}}{\sum_{\text{i}=1}^{\text{m}_{\text{гтс}}} V_\text{i}}, \tag{4.4.28}$$

где $m_{\text{ГТС}}$ – количество участков ГТС в данном ГТО.

Для каждой КС объём топливного газа $q_{\text{гт}_\text{i}}$ 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 работающих ГПА (ГТУ) N_i в данном ГТО за предыдущие сутки.

Из БД ЦПДД (например, сегмент «Астра-газ») определяется суммарный расход топливного газа $Q_{\text{тг}_\text{i}}$ за предыдущие сутки по отношению к обрабатываемым суткам.

Определяется доля топливного газа, приходящегося в среднем на одну ГТУ данного ГТО, по формуле

$$q_{\text{тг}_{\text{усл гту}}} = \frac{Q_{\text{тг}_\text{i}}}{N_\text{i}}. \qquad (4.4.29)$$

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 $q_{\text{тг}_\text{i}}$ за обрабатываемые сутки определяется по формуле

$$q_{\text{тг}_\text{i}} = q_{\text{тг}_{\text{усл гту}}} \cdot N_\text{i}. \qquad (4.4.30)$$

Суммарный расход топливного газа $Q_{\text{тг}}$ за обрабатываемые сутки определяется по формуле

$$Q_{\text{тг}} = \sum_{\text{i}=1}^{m_{\text{кс}}} q_{\text{тг}_\text{i}}, \qquad (4.4.31)$$

где $N_{\text{КС}}$ – количество КС в данном ГТО с ГТУ.

Определяется разница между данными статьи баланса «Собственные нужды» и суммарным расходом топливного газа ГТО по формуле

$$\Delta_{\text{сн}} = Q_{\text{сн}} - Q_{\text{тг}}. \qquad (4.4.32)$$

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

$$q_{\text{тг}_\text{i}} = \frac{Q_{\text{сн}} \cdot N_\text{i}}{\sum_{\text{j}=1}^{\text{m}_{\text{кс}}} N_\text{i}}, \qquad (4.4.33)$$

где $N_{\text{КС}}$ – количество КС в данном ГТО с ГТУ.

Таким образом, статья расчётного баланса «Собственные нужды» разбивается по КС ГТО.

Примечание: Описанная выше процедура расчёта $q_{\text{тгi}}$ 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

$$\sum_{j=1}^{n_{\text{гто}}} Q_{\text{зап}_j} = \pm Q_{\text{зап}_i}, \tag{4.4.34}$$

где $n_{\text{ГТО}}$ – количество частей G_j.

В случае невыполнения равенства необходимо провести нормализацию значений $Q_{\text{зап}_j}$ по формуле

$$Q_{\text{зап}_j} = \pm Q_{\text{зап}_i} \cdot \frac{Q_{\text{зап}_j}}{\sum_{j=1}^{n_{\text{гто}}} Q_{\text{зап}_j}}, \tag{4.4.35}$$

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 объёма V_i входящих в него магистральных газопроводов по формуле

$$\pm g_{\text{зап}_j} = \pm Q_{\text{зап}_j} \cdot \frac{V_i}{\sum_{i=1}^{m_{\text{гтс}}} V_i}, \tag{4.4.36}$$

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 $\pm g_{зап_i}$ 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 объёмов ПХГ и не влияет на объём газа в газопроводе подключения.

При закачке газа на собственные нужды ПХГ газ поступает из газопровода подключения и влияет на объём газа в газопроводе подключения (из объёма газа, подаваемого на КС ПХГ, собственные нужды отнимаются).

Собственные нужды каждого ПХГ *i* при закачке определяются через коэффициент использования газа на собственные нужды k_i, зависящего от сезона (месяца), по формуле

$$q_{\text{сн.пхг}_i} = k_i \cdot Q_{\text{пхг}_i}. \tag{4.4.37}$$

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

$$q^{\text{расч.}}_{\text{сн.пхг}_i} = q_{\text{сн.пхг}_i} \cdot \frac{Q_{\text{сн.пхг}_n}}{\sum_{i=1}^{m_{\text{пхг}}} q_{\text{сн.пхг}_i}}, \tag{4.4.38}$$

где $m_{\text{ПХГ}}$ – количество ПХГ, взаимодействующих с данным ГТО, работающих на закачку.

Отобранный газ из ГТС на закачку в ПХГ *i* определяется как объём закачки и собственных нужд по формуле

$$Q^{\text{расч.}}_{\text{пхг}_i} = Q_{\text{пхг}_i} + q_{\text{сн.пхг}_i}. \qquad (4.4.39)$$

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.

4.4.4.5. 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. 4.4.4.1–4.4.4.4). 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;

- $Q_{эксп.i}$ – количество газа, выходящее на экспорт из конкретной ГТС на границе ГТО с соседним государством;
- $Q_{имп.i}$ - количество газа, входящее от соседнего государства в конкретную ГТС на границе ГТО с этим государством;
- $q_{грс.i}$ – количество газа, переданное потребителям через конкретную ГРС ГТО;
- $q_{тг.i}$ – приведённое количество топливного газа, израсходованное на конкретной КС с ГТУ относительно общего расхода газа на собственные нужды ГТО или $q_{СН_i}$ – количество газа, израсходованное на собственные нужды на конкретном участке ГТС ГТО;
- $\pm q_{зап.i}$ – изменение запаса газа на конкретном участке ГТС ГТО;
- $q_{сн.пхг_i}$ – количество газа, израсходованное на собственные нужды ПХГ из конкретного участка ГТС ГТО;
- $Q_{пхг_i}$ – количество газа, закачанное или отобранное из конкретного ПХГ.

Расчёт (идентификация) фактических потоков газа

Расчёт 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.

Расчёт фактических потоков газа заключается в решении следующей формулы для каждой дуги (участка) потоковой схемы:

$$q_{вых_i} = q_{вх_i} \pm q_{зап_i} - q_{грс_i} - q_{сн_i} \pm q_{пхг_i}, \qquad (4.4.40)$$

где $q_{вых_i}$ – выходящий из участка поток газа;
$q_{вх_i}$ – входящий в участок поток газа;
$q_{зап_i}$ – изменение запаса газа на участке;
$q_{грс_i}$ – объём газа, переданного потребителям на участке;
$q_{сн_i}$ – объём собственных нужд на участке;
$q_{пхг_i}$ – объём отбора/закачки газа в ПХГ, подключённое к участку.

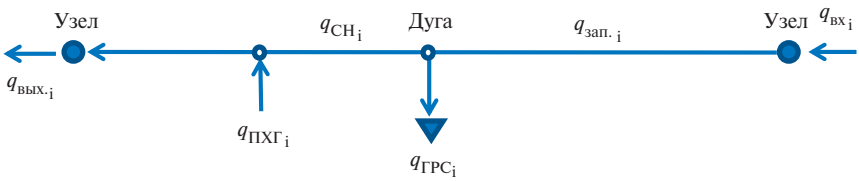


Рис. 4.4.17. Фрагмент потоковой схемы участка

При решении уравнения (4.4.40) необходимо учитывать следующие обязательные условия:

- для каждого участка ГТС ($вх_i$, $вых_i$) должен соблюдаться баланс газа:

$$q_{вых_i} = q_{вх_i} \pm q_{зап_i} - q_{грс_i} - q_{сн_i} \pm q_{пхг_i}. \quad (4.4.41)$$

- в каждом узле потоковой схемы *i* должен соблюдаться баланс газа:

$$\Sigma q_{вх_i} + g_{потр.i} = \Sigma q_{вых_i} + g_{пост.i}, \quad (4.4.42)$$

где $q_{вх_i}$ – входящий в узел поток;
$q_{вых_i}$ – газ, потреблённый в узле;
$g_{потр.i}$ – выходящий из узла поток;
$g_{пост.i}$ – 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:

$$Q_{вых.гто_i} = Q_{эксп_i} = Q_{ГИС_i} = q_{вых_i}; \quad (4.4.43)$$

$$Q_{вых.гто_i} = Q_{имп_i} = Q_{ГИС_i} = q_{вх_i}; \quad (4.4.44)$$

- по всем узлам потоковой схемы, по которым существует замеренное значение расхода $Q_{ГИС_i}$ и которые не учтены в соотношениях (4.4.43) и (4.4.44), вводится критерий минимума отклонения значения рассчитанного потока от значения расхода:

$$\sum_{i=1}^{I_{ГИС}} \left| Q_{ГТС_i} - Q_{ГИС_i} \right| \to min, \quad (4.4.45)$$

где $I_{ГИС}$ – количество соответствующих узлов в ГТС;

Примечание: При расчёте потоков замеренные значения расхода газа на ГИС всегда имеют приоритет над расчётными значениями потока, полученными 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:

$$\sum_{i=1} Q_{ГТС_i} \cdot L_{ГТС_i} \rightarrow min, \qquad (4.4.46)$$

где $L_{ГТС_i}$ – длина участка ГТС;
$Q_{ГТС_i}$ – значение потока газа по участку ГТС.

При решении задачи расчёта потоков сначала должен удовлетворяться критерий (4.4.45) и уже затем критерий (4.4.46).

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 расчёта являются сбалансированные фактические потоки газа на каждом участке и каждом узле потоковой схемы ГТС ГТО или ЕСГ.

4.4.5. 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 расчётном графе, построенном на основе потоковой схемы.

В определённых участках схемы ГТС вносятся 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.

4.4.5.1. Условия моделирования потоков газа

Моделирование потоков газа происходит после задания условий на уровне потребления и поступления газа в элементах расчётно-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-й 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 соседним государством;
- $Q_{\text{имп.}_i}$ – новое значение количества газа, входящего от соседнего государства в конкретную ГТС на границе ГТО с этим государством;
- $Q_{\text{max.}_i}$ – новое значение максимального потока по участку ГТС (при нулевом значении считается, что участок схемы исключается из расчёта);
- $q_{\text{вх}_i}$ – 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 объёма добычи газа по месторождениям $Q_{\text{мест.}_i}$;
- изменение объёма 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. При-

своим наивысший приоритет, например, добыче ($U_{\text{доб.}}$), второй приоритет ПХГ ($U_{\text{ПХГ}}$) и т.д.

Принятие решения о выборе возможных вариантов и значений 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 $q_{\text{грс:}}$ 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). Формируют новый баланс газа с новым значением $q_{\text{грс}_i}$, используя вначале высший приоритет $U_{\text{доб.}}$ – добычу газа. Если новый баланс не удаётся сформировать за счёт изменения объёмов добычи газа, используем второй приоритет $U_{\text{ПХГ}}$ – ПХГ и т.д. – до окончательного решения задачи – формирования нового баланса газа.

4.4.5.2. 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

$$q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.зак.}} \le Q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.зак.}}; \tag{4.4.47}$$

$$q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.отб.}} \le Q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.отб.}}, \tag{4.4.48}$$

где $q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.зак.}}$ – суточный объём закачки газа в ПХГ;

$q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.отб.}}$ – суточный объём отбора газа из ПХГ;

$Q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.зак.}}$ – максимальный суточный объём отбора газа из ПХГ.

$Q_{\text{ПХГ}_i}^{\text{max.отб.}}$ – максимальный суточный объём отбора газа из ПХГ;

- максимальный и минимальный уровни добычи газа. При этом соблюдается ограничение

$$Q_{\text{доб.}_i}^{\text{max}} \le q_{\text{доб.}_i} \le Q_{\text{доб.}_i}^{\text{min}}, \tag{4.4.49}$$

где $q_{\text{доб.}_i}$ – суточный объём добычи газа на месторождении;

$Q^{max.}_{доб_i}$ – максимальный суточный объём добычи газа на месторождении;

$Q^{min.}_{доб.i}$ – минимальный суточный объём добычи газа на месторождении;

- максимальный и минимальный уровни запаса газа в ГТС ГТО. Для каждого участка ГТС на основе расчёта находятся максимальный и минимальный уровни запаса газа. При этом

$$q^{max}_{зап._i} \le q_{зап._i} \le q^{min}_{зап._i}, \quad (4.4.50)$$

где $q_{зап.i}$ – запас газа на участке ГТС;

$q^{max}_{зап_i}$ – максимальной возможный запас газа на участке ГТС;

$q^{min}_{зап._i}$ – минимально возможный запас газа на участке ГТС.

- максимально возможный уровень потока газа на участках ГТС, который соответствует технически возможной пропускной способности участка ГТС, рассчитанной по утверждённой методике. При этом

$$q_{вх._i} \le Q^{max}_{вх._i}, \quad (4.4.51)$$

где $q_{вх.i}$ – величина потока газа на входе в участок ГТС;

$q^{max.}_{зап_i}$ – максимально 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 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.

4.4.6. 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 и 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.

4.4.7. 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)

$$\sum_i q_{\text{ГТС}_i} \cdot L_{\text{ГТС}_i} \to min, \tag{4.4.52}$$

где $q_{\text{ГТС}_i}$ – среднеарифметическая величина потока газа на участке ГТС:

$$q_{\text{ГТС}_i} = q_{\text{вх.i}} + q_{\text{вых.i}}/2, \tag{4.4.53}$$

$L_{\text{ГТС}_i}$ – длина участка ГТС;

минимум затрат на услуги по транспортировке газа (критерий K_4)

$$\sum_{n=1}^{N_{\text{ГТО}}} t_{\text{n}}^{(1)} \cdot \Delta Q_{\text{ГТО}_{\text{n}}} + \sum t_{\text{i}}^{(2)} \cdot q_{\text{ГТС}_{\text{i}}} \rightarrow min. \qquad (4.4.54)$$

где $q_{\text{ГТС}_{\text{i}}}$ – среднеарифметическая величина потока газа на участке ГТС;

$t_{\text{n}}^{(1)}$, $t_{\text{i}}^{(2)}$ – тарифные ставки за транспортировку газа по ГТС;

$\Delta Q_{\text{ГТО}_{\text{n}}}$ – дополнительная по отношению к суммарным фактическим потокам часть объёма газа, транспортируемого по ГТС n-го ГТО при рассчитанном распределении потоков;

$N_{\text{ГТО}}$ – количество ГТО.

Для каждого критерия K_{m} задается уровень приоритета $P_{\text{m}} \geq 0$ 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 расчётном графе, построенном на основе потоковой схемы.

Результат оптимизации потоков газа должен учитывать схемы фактически сложившихся направлений движения газа.

4.4.8. 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

$$\sum_{\text{m}=1}^{4} U_{\text{m}} \cdot \Delta_{\text{m}} \rightarrow min, \qquad (4.4.55)$$

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 $U_{доб} \cdot \Delta_m + U_{ПХГ} \cdot \Delta_m + U_{зап} \cdot \Delta_m$ 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

$$\sum_{m}^{4} K_m \cdot P_m \rightarrow min, \qquad (4.4.56)$$

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 (4.4.55) является более приоритетным, чем критерий (4.4.56). При решении задачи математического программирования сначала должен удовлетворяться критерий (4.4.55), а затем критерий (4.4.56).

4.4.9. Расчёт 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.

4.4.9.1. Точки входа и выхода, определяемые на расчётной потоковой схеме ГТС ЕСГ при расчёте товаротранспортной работы

Точками входа на расчётной 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 расчётной 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).

4.4.9.2. 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.

Расчёт фактических маршрутов транспортировки газа осуществляется последовательно в два этапа:

- расчёт фактических маршрутов по ГТС ЕСГ ОАО «Газпром» (ГТС ЕСГ) в целом;
- расчёты фактических маршрутов по ГТС каждого ГТО.

Расчёт фактических маршрутов по ГТС ЕСГ является укрупненным, его результаты детализируются при расчётах 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 расчёта.

В результате расчётов для каждой точки выхода, как правило, определяются единственная точка входа и единственный фактический маршрут транспортировки газа от неё.

4.4.9.3. Алгоритм определения фактических маршрутов транспортировки газа по газотранспортным системам ЕСГ при расчёте товаротранспортной работы

Расчёт фактических маршрутов по ГТС ЕСГ является укрупнённым. Основной его целью является определение граничных исходных данных для расчётов по ГТС ГТО и детализация объёмов транспортировки газа по отдельным поставщикам на границах ГТО.

Исходными данными для расчёта фактических маршрутов по ГТС ЕСГ являются:

- $Q_{вх.11}, Q_{вх.12}, \ldots Q_{вх.in}$ – объёмы поступления газа в точках входа, где индекс *i* определяет узел потоковой схемы, а индекс n определяет поставщика газа;
- $Q_{вых.11}, Q_{вых.12}, \ldots Q_{вых.in}$ – 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 $q_{вх.i}$, $q_{вых.i}$ – 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.

4.4.9.4. Последовательность действий при итерации расчёта

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 ($L_{i,j}$), 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,..., m_i..., 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,..., m_i, m_n объёма поступления газа в ГТС в точке входа *p*:

$$Q_{\text{вх.p}} = Q_{\text{вх.pm}_1} + Q_{\text{вх.pm}_2} + ... + Q_{\text{вх.pm}_i} + ... + Q_{\text{вх.pm}_n} \qquad (4.4.57)$$

(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 $Q_{L_{ps}}$ 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*:

$$Q_{\text{вых.ps}} = Q_{\text{вых.sm}_1} + Q_{\text{вых.sm}_2} + ... + Q_{\text{вых.sm}_i} + ... + Q_{\text{вых.sm}_n}. \qquad (4.4.58)$$

Объём поставки газа $Q_{L_{ps}}$ по маршруту L_{ps} распределяется между всеми поставщиками m_1, m_2,..., m_i, m_n на объёмы $Q_{вх.psm_1}$, $Q_{вх.psm_2}$, ..., $Q_{вх.psm_i}$, ..., $Q_{вх.psm_n}$, следуя принципу равных условий для всех поставщиков газа. Распределение осуществляется пропорционально известным исходным данным объёмов поставки газа этих поставщиков в точке выхода *s*:

$$Q_{вх.ps_{m_j}} = Q_{вх.p} \cdot \frac{Q_{вых.sm_j}}{\sum_i Q_{вых.sm_i}}. \qquad (4.4.59)$$

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, $Q_{вх.psm_1}$, $Q_{вх.psm_2}$,..., $Q_{вх.psm_i}$, $Q_{вх.psm_n}$ 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 $Q_{вх.i}$, $Q_{вых.i}$, 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 расчётной потоковой схемы поток газа $Q_{вх.i}$ и/или $Q_{вых.i}$ 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 $Q_{вх.pm_j}$ в точке входа *p* по каждому из поставщиков m_j уменьшаются на величину $Q_{вх.psm_j}$. 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;
- объём распределения газа $Q_{вых.sm_j}$ в точке выхода *s* по каждому из поставщиков m_j уменьшается на величину $Q_{вых.psm_j}$. Если суммарный (по всем поставщикам) объём 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 расчёте.

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:

$$Q_i = Q_{i1} + Q_{i2} + ... + Q_{ij} + ... + Q_{in}. \quad (4.4.60)$$

Эта детализация используется в качестве исходных данных для следующего этапа расчётов – детальных расчётов по ГТС каждого ГТО.

4.4.9.5. 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 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 объёмах поступления газа в точках входа.

4.4.9.6. 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 расчёта 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 расчёта фактической товаротранспортной работы по ГТС ГТО.

Исходными данными для расчёта фактических маршрутов по ГТС ГТО являются:

- $Q_{вх.11}, Q_{вх.12} \ldots Q_{вх.in}$ – 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 расчёта на уровне ЕСГ;
- $Q_{вых.11}, Q_{вых.12} \ldots Q_{вых.in}$ – 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 расчёта на уровне ЕСГ;
- сбалансированные фактические потоки газа на потоковой схеме ГТО, где $q_{вх.i}$, $q_{вых.i}$ – объёмы и направления потоков газа в начале и в конце каждого участка потоковой схемы.

Алгоритм расчёта является итеративным, принцип построения итераций совпадает с принципом, описанным для расчёта маршрутов по ГТС ЕСГ.

Последовательность действий при каждой итерации алгоритма совпадает с последовательностью действий при итерациях расчёта 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, и выбор таких маршрутов осуществляется в исключительных случаях.

Экспертные настройки, используемые при расчётах на уровне ГТО, должны быть согласованы с экспертным образом выбранными маршрутами при расчётах на уровне ГТС ЕСГ.

4.4.9.7. Последовательность проведения расчётов 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 расчёта фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы осуществляется по ГТС ЕСГ в целом и содержит следующую последовательность действий:

- формирование исходной информации;
- формирование актуальной расчётной 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 расчёта фактических маршрутов и фактической товаротранспортной работы осуществляется по ГТС ГТО и содержит следующую последовательность действий:

- формирование исходной информации;
- формирование актуальной расчётной 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 расчётов по каждому ГТО и результатов первого этапа расчёта;
- расчёт фактической товаротранспортной работы от точек/зон входа до точек/зон выхода по ГТС ЕСГ в целом на основании полученных фактических маршрутов транспортировки газа.

4.5. Программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации потоков газа и режимов работы газотранспортных и газораспределительных систем

4.5.1. Общие положения 675
4.5.2. Основные блоки (модули) ПВК 675
4.5.3. Виды программно-вычислительных комплексов 676
4.5.4. Режимы эксплуатации ПВК 677
4.5.5. Логика работы ПВК. 678
4.5.6. Типовой состав расчётных задач, выполняемых ПВК 679
4.5.7. Некоторые характеристики программно-вычислительных комплексов, известных в России 683
4.5.7.1. ПВК, разработанные российскими специалистами. 683
4.5.7.2. ПВК, разработанные зарубежными специалистами и используемые или известные в России 687

4.5.1. Общие положения

При современном уровне развития средств автоматизации, компьютеризации, информатизации и организации диспетчерского управления гидравлические расчёты режимов работы газотранспортных систем вручную практически не производятся. Такие расчёты производятся при помощи специализированных программно-вычислительных комплексов (ПВК).

При применении ПВК в России должны учитываться 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.

4.5.2. Основные блоки (модули) ПВК

Любой ПВК состоит из следующих основных блоков (модулей):

- база данных:
  - НСИ;
  - входные параметры;
  - выходные параметры;
  - топология 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.

4.5.3. 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).

Областями 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 расчёта 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.

4.5.4. 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 моделирование 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 режиме.

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 нестационарный режим работы ГТС.

Нестационарный 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, который 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.

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.

4.5.5. 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 при заданных новых значениях режимных параметров на объектах ГТС.
- На основе усреднённых данных (месячных, квартальных, годовых) диспетчер может рассчитать плановые показатели работы ГТС на предстоящий период (месяц, квартал, год).

4.5.6 Типовой состав расчётных задач, выполняемых ПВК

Расчёт 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;
- расчёт параметров газа при рабочем давлении, температуре, расходе;
- плотность газа;
- удельная изобарная теплоемкость;
- коэффициент сжимаемости;
- коэффициент изоэнтропы (адиабаты);
- коэффициент Джоуля–Томсона;
- число Рейнольдса;
- динамическая вязкость;
- точка росы по воде и углеводородам.

Режимно-технологические задачи технологических объектов газотранспортной системы:

- Трубопровод:
  - прямой расчёт параметров стационарного неизотермического газового потока по трубопроводу;
  - расчёт коэффициентов гидравлической эффективности и теплообмена трубопровода на основе методов идентификации;
  - расчёт производительности трубопровода при стационарном неизотермическом режиме;
  - расчёт режима пропуска поршня по трубопроводу;
  - расчёт параметров нестационарного, неизотермического газового потока по трубопроводу;

- расчёт параметров нестационарного процесса опорожнения трубы;
- расчёт параметров нестационарного процесса заполнения трубы;
- расчёт запаса газа и его изменения в трубе;
- расчёт объёма стравливаемого газа:
  - при опорожнении трубопровода через один или несколько свечных кранов;
  - продувке трубопровода;
  - наличии частичного или полного разрыва трубопровода.

• ГПА:
- прямой расчёт параметров режима ГПА, режимно-энергетических показателей;
- расчёт области допустимых параметров режимов ГПА и газового потока;
- расчёт производительности (текущей, максимальной, минимальной) ГПА;
- расчёт оборотов ГПА, обеспечивающих заданные параметры режима перекачки газа;
- расчёт параметров режима работы ГПА в условиях полного или частичного байпасирования газового потока;

• КЦ, КС:
- расчёт параметров газового потока на выходе КЦ и режимно-энергетических показателей работы расчётных объектов КЦ (ГПА, АВО, трубопроводная обвязка, перепускные краны);
- расчёт производительности (текущей, максимальной, минимальной) КЦ, КС;
- расчёт режима работы КЦ, КС в условиях полного или частичного внутрицехового байпасирования газового потока (по среднему контуру);
- расчёт расхода газа на собственные нужды КЦ, в том числе на компримирование пускового газа по каждому ГПА;
- расчёт оптимальных оборотов ГПА КЦ, КС, обеспечивающих заданные параметры режима перекачки газа;
- расчёт оптимальной схемы ГПА КЦ, КС, обеспечивающих заданные параметры режима перекачки газа;
- расчёт для КЦ (ГПА с нерегулируемым приводом) степени открытия цехового крана-регулятора, обеспечивающей заданные параметры компримирования газового потока, при соблюдении режимно-энергетических ограничений ГПА;
- расчёт 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;
- расчёт режима работы КЦ, КС в условиях полного или частичного редуцирования газового потока;
- расчёт параметров газовых потоков на выходах КЦ и КС и режимно-энергетических параметров работы расчётных объектов КЦ при параллельной и сетевой схемах подключения КЦ к трассе ГТС;
- расчёт 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 термоэнергетический расчёт параметров режима работы АВО;
- расчёт 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;
- расчёт параметров газового потока на выходе крана;
- адаптация расчётной модели крана к заданным (фактическим) режимам.

Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчётный режим off-line):

- расчёт параметров стационарного неизотермического режима транспорта газа по ГТС (объектам, подсистемам), режимно-технологических параметров и параметров эффективности транспорта газа;
- расчёт показателей соответствия стационарной модели ГТС (объектов, подсистем) заданному режиму транспорта газа;
- расчёт запаса газа и его изменения в трубопроводной системе;
- расчёт показателей качества товарного газа, поставляемого потребителям, как результат смешения потоков газа в ГТС;
- расчёт 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 объёмах и давлениях на входах/выходах МГ, ГТС;
  - минимум числа работающих ГПА;
  - минимум давлений на входах ГТС, при которых возможен транспорт заданного объёма газа;
  - максимум аккумуляции газа в трубопроводах;

- использование процедур мультикритериальной оптимизации, в частности на основе ранжирования набора критериев.

- расчёт максимальной технически возможной производительности МГ;
- расчёт максимальной пропускной способности МГ;
- интерактивное имитационное моделирование нестационарного режима транспорта газа по ГТС при асинхронном вводе управлений;
- расчёт нестационарного режима транспорта газа по ГТС при наличии аварийных или нештатных ситуаций.

Режимно-технологические задачи транспорта газа по газотранспортной системе (расчётный режим on-line):

- статистическая обработка данных фактического режима (регрессионное сглаживание, расчёт точечных и интервальных оценок замеряемых параметров, фильтрация аномальных значений параметров);
- прогноз значений параметров газового потока (давление, температура, расход) для краткосрочного планирования режимов работы ГТС;
- расчёт запаса газа и его изменения в трубопроводной системе ГТС;
- расчёт 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;
- расчёт условий и параметров гидратообразования в трубопроводе;
- расчёт оптимальных траекторий (во времени) управления режимами работы компрессорных цехов КС.

Расчётные задачи в области добычи газа, газового конденсата, сбора и подготовки его к транспорту:

- расчёт режима трубопроводных систем промыслового коллектора от кустов скважин до УКПГ (возможен двухфазный поток);
- расчёт режима конденсатопроводов (контроль и предупреждение образования двухфазного потока);

- расчёт стационарного и нестационарного режимов межпромыслового коллектора: в составе УКПГ, трубопроводной системы, ДКС;
- расчёт режимов работы установок адсорбционной и абсорбционной осушки газа:
- расчёт режимов работы установок низкотемпературной сепарации газа;
- расчёт квазиоптимального стационарного режима работы межпромыслового коллектора с прилегающими ГКС, 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;
- расчёт объёмов отбора газа с промыслов (минимум энергетических или стоимостных затрат на добычу газа и ДКС) при заданном общем объёме 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.

4.5.7. 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 ОАО «Газпром» и его дочерние общества.

4.5.7.1. ПВК, разработанные российскими специалистами

ПВК «Астра газ»

- Разработку, внедрение, обслуживание и развитие ПВК осуществляют специалисты Тюменского филиала ООО «Газпром развитие» (ранее Тюменский филиал ООО «Информгаз»).
- ПВК принадлежит ОАО «Газпром».
- ПВК установлен во всех газотранспортных обществах ОАО «Газпром», в том числе и в ОАО «Белтрансгаз».

- Лицензию на право использования ПВК имеют проектные («Гипрогазцентр», «Гипроспецгаз») и научно-исследовательские («ВНИИГАЗ», «Промгаз», НИИгазэкономика) институты ОАО «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 расчётные схемы ГТС с данными рассчитанных фактических режимов работы.
- На основе ПВК создан большой архив данных параметров режимов работы ГТС на фактических расчётных схемах (более чем за 10 лет).
- Расчётный модуль ПВК создан на собственных алгоритмах гидравлического расчёта ГТС, прошёл адаптацию на большом количестве фактических режимов работы ГТС.
- Ежедневный мониторинг работы ПВК позволяет отслеживать развитие ГТС и проводить своевременную адаптацию расчётного 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 для расчёта нестационарного режима работы ГТС.
- На основе ПВК «Астра газ» создан ПВК «Астра добыча» для расчёта режимов работы межпромысловых технологических газопроводов.
- На основе ПВК «Астра газ» создан ПВК «Кольцо» для расчёта режимов работы газораспределительных систем с давлением ниже 1,2 *МПа*.

ПВК «Веста»

- Разработку, внедрение, обслуживание и развитие ПВК осуществляют специалисты Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.
- ПВК принадлежит ООО «Ингойл».
- ПВК установлен в газотранспортном обществе ООО «Газпром трансгаз Москва».
- На основе ПВК «Веста» разработан ПВК «Диспетчерский тренажёр», обладающий всеми возможностями ПВК и тренажёра.
- ПВК «Диспетчерский тренажёр» 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 тренажёр» 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 расчёта 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 расчётов ГТС, прошедших адаптацию на фактических режимах 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.
- 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 расчётов ГТС, прошедших адаптацию на фактических режимах 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.
- 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 используется 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. И.М. Губкина, работающие в ООО «Ингойл».
- ПВК принадлежит ОАО «Гипрогазцентр».
- ПВК установлен в проектном институте ОАО «Гипрогазцентр», г. 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 при строительстве новых.
- ПВК используется и поддерживается специалистами ОАО «Гипрогазцентр».

ПВК «ИРС»

- Разработку и внедрение ПВК осуществляли специалисты ОАО «Газпром промгаз» и Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.
- 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: модуля расчёта потоков по ЕСГ, модуля гидравлического расчёта ГТС, модуля расчёта распределительных газопроводов высокого давления и газопроводов-отводов, модуля расчёта систем газоснабжения после ГРС.
- ПВК используется и поддерживается специалистами ОАО «Газпром промгаз».

ПВК «Газоператор»

- Разработку и внедрение ПВК осуществляли специалисты ООО «НИИгазэкономика».
- 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».

4.5.7.2. ПВК, разработанные зарубежными специалистами и используемые или известные в России

ПВК «ФИРМА»

- Разработку, внедрение, сопровождение и развитие ПВК осуществляют специалисты Харьковского национального университета радиоэлектроники.
- 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» .
- ПВК принадлежит ДК «Укртрансгаз» ОАО «Нафтогаз Украины».
- ПВК установлен во всех управлениях магистральных газопроводов «Укртрансгаз», 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 «Укртрансгаз»: УМГ «Харьковтрансгаз», УМГ «Донбасстрансгаз», 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 Simone установлен и используется во многих газовых компаниях Европы.
- ПВК Simone используется в ООО «Газпром трансгаз Сургут» для решения ряда задач.
- ПВК Simone используется в отраслевых институтах: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «НИИгазэкономика» – для решения отдельных задач, связанных с исследованиями возможных режимов работы ГТС.
- На протяжении 10 лет велись разработка и адаптация ПВК Simone для ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

Simone 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 компаниями 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 ESI для ОАО «Газпром» (по инициативе последних).

ПВК Ganesi

ESI Разработку, развитие, сопровождение и распространение ПВК осуществляют специалисты PSI AG.

ESI ПВК Ganesi установлен и используется в ООО «Газпром трансгаз Краснодар» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» на двух уровнях диспетчерского управления.

ESI ПВК Ganesi установлен и используется в нескольких газотранспортных компаниях Европы.

ESI 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, ОАО «Гипроспецгаз», г. Санкт-Петербург).
- С помощью ПВК OLGA 2000 проводили тестовые расчёты после испытания газопроводов «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».
- Отличительными особенностями программного комплекса PipeSim являются акцент на проектные расчёты, выбор методик расчётов в зави-

симости 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 Санкт-Петербург» и на КС «Портовая».
- С помощью ПВК MSI Kenny проводятся расчёты 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.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шировский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987.
2. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – М.: Нефть и газ, 1999.
3. Козаченко А.Н., Никишин В.И., Поршаков Б.П. Энергетика трубопроводного транспорта газов. – М.: Нефть и газ, 2001.
4. Сарданашвили С.А. Расчётные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – М.: Нефть и газ, 2005.
5. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Шировский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996.
6. Селивёрстов В.Г. Аналитические основы очистки полости и испытания газонефтепроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2008.
7. Апостолов А.А., Вербило А.С., Панкратов В.С. Автоматизация диспетчерского управления газотранспортными предприятиями. – М.: 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.
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.

17. Микаэлян Э.А. Повышение качества, обеспечение надёжности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности. – М.: Топливо и энергетика, 2001.
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.
19. Решетников И.С. Автоматизация производственной деятельности газотранспортной компании. – М.: НГСС, 2011.
20. Тюняткин А.В., Решетников И.С., Анисимов Д.Е., Козлецов А.П. MES – теория и практика. Официальные материалы ассоциации MESA International. – М., 2009.
21. Миронов Н.К., Сухов И.Е., Лейн А.С., Сухова В.А. Автоматизация балансовых расчётов на уровне ЦПДУ ЕСГ. – М.: ИРЦ Газпром, 1995.
22. Борисов С.Н., Даточный В.В. Гидравлические расчёты газопроводов. – М.: Недра, 1972.
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. – Владимир: Книжная типография, 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. – М.: Государственная академия нефти и газа, 1996.
28. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989.
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.
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.

32. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Современные компьютерные тренажёры в трубопроводном транспорте. – М.: МАКС Пресс, 2007.
33. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Математическое моделирование магистральных газопроводных систем. – М.: МАКС Пресс, 2009.
34. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. – М.: КомКнига, 2005.
35. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. Дополнительные главы. – М.: МАКС Пресс, 2009.
36. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Прялов С.Н. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов. – М.: МАКС Пресс, 2007.
37. Селезнёв В.Е., Алёшин В.В., Клишин Г.С. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем. 2-е изд., перераб. – М.: КомКнига, 2005.
38. Артёмова Т.Г. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – Екатеринбург: Уральский государственный технический университет, 2000.
39. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. 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 горно-топливной 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 газоснабжения. – 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.: Высшая школа, 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 ред. К.С. Басниева. – 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. Комаров О.В., Ревзин Б.С. Газотурбинные двигатели судового типа для энергетических и газотранспортных установок: учеб. пособие. – Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2003.
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. – М.: Физматлит, 2004.
72. Панкратов В.С., Ажикин В.А., Степанян А.А. АСДУ транспортом газа. – М.: ЗАО «Эком-информ», 2014.
73. Инструкция по расчёту запаса газа в магистральных газопроводах, утверждённая начальником ЦПДД ОАО «Газпром» Б.С. Посягиным.
74. Бизнес-модель диспетчерского управления ОАО «Газпром», утверждённая начальником ЦПДД ОАО «Газпром» Б.С. Посягиным.
75. СТО Газпром 2-3.5-046-2006 Экспертиза на ремонт и диагностику МГ и КС.
76. СТО Газпром 3.3-2-024-2011 Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа.
77. СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем.
78. СТО Газпром 3-3-2-001-2006 Методика нормирования электроэнергии на собственные и технологические нужды транспорта газа.
79. СТО Газпром 2-1.20-114-2007 Методика энергоаудита газотранспортной системы.
80. Методические рекомендации по расчёту ТВПС распределительных газопроводов и газопроводов-отводов.
81. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
82. СТО Газпром 093-2011 Компьютерные программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации режимов систем добычи и трубопроводного транспорта газа. Методики оценки. Методы испытаний.
83. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы.
84. СТО Газпром 2-3.5-454-210 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
85. СТО Газпром 2-1.13-317-2009 Графическое отображение объектов Единой системы газоснабжения на технологических схемах.
86. СТО Газпром 2-2.1-512-2010 Обеспечение системной надёжности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям.

87. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
88. Р Газпром 2-3.5-433-2010 Методика по проведению гидравлических расчётов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов.
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 Диспетчерское управление. Бизнес-модель диспетчерского управления системами газоснабжения. Общие положения.
92. СТО Газпром 8-008-2013 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс диспетчерского управления. 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 управления. Нормативно-справочная информация диспетчерского управления системами газо-снабжения. Общие требования.
96. СТО Газпром 8-004-2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского управления. Нормативно-справочная информация диспетчерского управления системами газо-снабжения. Объекты диспетчерского управления.
97. СТО Газпром 8-010-2013 Диспетчерское управление. Процессы диспетчерского управления. Процесс диспетчерского управления. Правила оперативно-диспетчерского управления системами газоснабжения.
98. СТО Газпром 8-005-2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского управления. Системы поддержки принятия диспетчерских решений. Общие требования.
99. СТО Газпром 8-002-2013 Диспетчерское управление. Термины и определения.
100. Р Газпром 2-3.5-647-2012 Методика экономичного управления низконапорными режимами газотранспортной системы.

101. 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».
102. Р Газпром 117-2012 Методика определения фактических маршрутов транспортировки газа.
103. Р Газпром 099-2011 Расчёт средневзвешенных расстояний транспортировки газа по магистральным газопроводам ОАО «Газпром» с учётом динамики функционирования и развития ЕСГ на среднесрочную перспективу.
104. АСДУ ЕСГ.204 2.1.008 Методика построения потоковых схем для решения различных задач диспетчерского управления.
105. Концепция стандартизации диспетчерского управления, утверждённая приказом ОАО «Газпром» от 18.07.2011 № 179.
106. Инструкция по применению стальных труб системами газоснабжения (утв. приказом ОАО «Газпром» от 18.07.2011 № 179). – М.:ВНИИГАЗ, 2007.
107. СНиП 2.05.06-85 Магистральные газопроводы.
108. СНиП 23-01-99 Строительная климатология.
109. Методика определения и нормирования расхода газа на технологические потери при эксплуатации магистральных газопроводов (утверждена Министерством газовой промышленности СССР 22 июля 1983 г.

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 теплоёмкости природного газа от температуры и давления по ОНТП 51-1-85.
10. Зависимость изобарной теплоёмкости 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 теплоёмкости природного газа от давления и температуры по НТП 2006 для диапазона температур 250–400 К.
12. Зависимость изобарной теплоёмкости метана от давления и температуры.
13. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого 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 приведённого давления и температуры по процедуре Редлиха – Квонга.
16. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого 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 приведённых давлений и температуры.
18. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённых 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 относильной 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 расчёта 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 расчёта газопровода.
43. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \le 1000$ *мм* и $L \le 250$ *км* $T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K* $T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K* $T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*.
44. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \ge 1000$ *мм* и $L \le 250$ *км* $T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K* $T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K* $T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*.

45. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводепри $D_y \geq 1000$ *мм* и $L \leq 2000$ *км* $T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K* $T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K* $T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*.
46. Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \geq 1000$ *мм* и $L \leq 2000$ *км* $T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K* $T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K* $T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*.
47. Перечень зон входа в ЕСГ.
48. Перечень зон выхода из ЕСГ.
49. Единицы измерения некоторых физических величин.

Материалы, находящиеся на информационных ресурсах ОАО «Газпром»

Потоковые схемы участков ГТС ЕСГ

50. Единая система газоснабжения.
51. Старый коридор.
52. Новый коридор.
53. Новый коридор Лялинского направления.
54. Новый коридор Карпинского направления.
55. Тульский коридор.
56. Новопсковский коридор.
57. Ужгородский коридор.
58. Нижняя Тура–Пермь–Горький–Центр.
59. Бухара–Урал.
60. Сургутский коридор.
61. Долгодеревенская–Поляна.
62. Томская ГТС.
63. Северный Кавказ–Центр.
64. Тула–Белоусово.
65. Белоусово–Торжок.
66. Торжок–Валдай.
67. Московское кольцо.
68. Северный коридор.
69. Грязовец–Гос. граница.
70. Башкирская ГТС.
71. Оренбургский ГПЗ – Совхозное ПХГ.
72. Оренбург–Мокроус.
73. Грязовец–КГМО.
74. Починки–Ярославль.
75. Оренбургский коридор.
76. Александров Гай–Острогожск.

77. Малый Курск.
78. Домбаровка–Оренбург.
79. Средняя Азия–Центр.
80. Острогожск–Шебелинка.
81. Касимов–Воскресенск.
82. ГТС Северного Кавказа.
83. Краснодарская ГТС.
84. Сохрановка–Октябрьская.
85. Починки–Изобильное–Северо-Ставропольские ПХГ.
86. Россия–Турция (Голубой поток).
87. Торжок–Долина.
88. Торжок–Кобрин.
89. Ямал–Европа.
90. Бованенково–Грязовец.
91. Северо-Европейский газопровод.

Схемы распределительных газопроводов ГТО

92. Газпром трансгаз Волгоград.
93. Газпром трансгаз Казань.
94. Газпром трансгаз Калининград.
95. Газпром трансгаз Краснодар.
96. Газпром трансгаз Нижний Новгород.
97. Газпром трансгаз Самара.
98. Газпром трансгаз Саратов.
99. Газпром трансгаз Ставрополь.
100. Газпром трансгаз Томск.
101. Газпром трансгаз Уфа.

Схемы региональных систем газоснабжения

102. ГТС Сахалин–Хабаровск–Владивосток.
103. Иркутская региональная система газоснабжения.
104. Камчатская региональная система газоснабжения.
105. Калининградская региональная система газоснабжения.
106. Хабаровская региональная система газоснабжения.
107. Региональная система газоснабжения Республики Якутия.
108. Региональная система газоснабжения Республики Крым.

Сборники НСИ системы сбора, передачи, обработки и хранения данных о технологических объектах ЕСГ, энергооборудовании и объектах энергохозяйства (ИСТС «ИНФОТЕХ»)

109. Книга № 1 «Перечень компрессорных стаций ОАО «Газпром».

110. Книга № 2 «Технические характеристики магистральных газопроводов и отводов».

111. Книга № 3 «Перечень газотранспортных систем ЕСГ и принадлежащих им магистральных газопроводов».

112. Книга № 4 «Газоизмерительные станции. Узлы измерения жидких углеводородов».

113. Книга № 5 «Газораспределительные станции».

114. Книга № 6 «Подземные хранилища газа».

Документы Стратегии информатизации ОАО «Газпром»

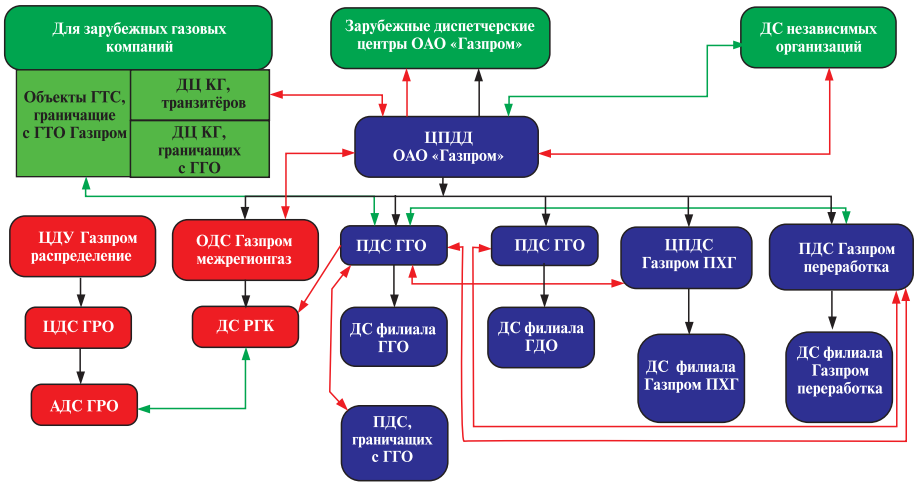
115. Диаграммы бизнес-процессов диспетчерского управления.

Газодинамические характеристики

116. Газодинамические характеристики ЦБН.

Приложение 1

Схема диспетчерского взаимодействия организаций Группы Газпром, зарубежных газовых компаний и независимых организаций



Приложение 2

Проектные характеристики подземных хранилищ газа

Песчано-Уметское ПХГ

Местонахождение – пос. Красный Октябрь, Саратовская обл.
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа — 1966

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	4005,6	3863,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2400,0	2400,0
	- буферного газа	*млн м³*	1605,6	1463,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	496,0	496,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,50	4,20
	- максимальное		12,74	11,10
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	2400,00	2400,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	125	112
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	20,00	19,68
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	27,60	27,60
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	23,30	21,60
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-черепетский горизонт)

Местонахождение – Сокуркий тракт, Ленинский р-н, г. Саратов
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа — 1966

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*	581,0	581,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,34	3,3
	- максимальное		10,47	10,0
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	2710,00	2710,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	129	125
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	21,00	20,80
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	30,00	29,50
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	21,60	21,6
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		55,10
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

Елшано-Курдюмское ПХГ (тульский горизонт)

Местонахождение – Сокуркий тракт, Ленинский р-н, г. Саратов
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа — 1958

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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*	43,0	43,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,36	2,60
	- максимальное		9,32	9,32
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	300,00	300,00
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–Елшанская СПХГ III, 7,65 *км*
12	Пласт-коллектор			Тульский горизонт

Степновское ПХГ (D2IV+IVb)

Местонахождение – пос. Степное, Советский р-н, Саратовская обл.
Тип – истощённое газоконденсатное месторождение
Год начала закачки газа — 1973

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	2406,0	1370,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	61	60
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	13,3	19,68
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	20,0	23,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн. м³*	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–Сторожёвка, 0 *км* Степное–Балаково, 0 *км*
12	Пласт-коллектор			D2 IVa+IVb

Степновское ПХГ (D2V + VI)

Местонахождение – пос. Степное, Советский р-н, Саратовская обл.
Тип – истощённое газоконденсатное месторождение
Год начала закачки газа — 1973

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	9007,0	6696,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	5500,0	3189,0
	- буферного газа	*млн м³*	3507,0	3507,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	623,0	623,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,60	12,40
	- максимальное	*МПа*	21,70	17,70
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	3224,00	3550,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	178	138
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	40,0	27,07
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	60,00	35,00
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	52,60	31,60
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		158,00
11	Подключение к МГ			САЦ–Степное I, 0 *км* САЦ–Степное III, 0 *км*
12	Пласт-коллектор			D2 V + VI

Канчуринское ПХГ

Местонахождение – д. Канчурино, Куюргаинский р-н, Республика Башкортостан
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа – 1972

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн. м³*	6018,0	5872,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	4290,0	3600,2
	- буферного газа	*млн м³*	1728,0	2272,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	724,0	724,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,9	6,68
	- максимальное		16,92	14,88
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		3650,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	142	141
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	54,2	26,06
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	20,0	40,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	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			Кумертау–Ишимбай, 18 *км* Поляна КСПХГ, 310 *км*
12	Пласт-коллектор			Сакмаро-артинский горизонт

Мусинское ПХГ

Местонахождение – д. Канчурино, Куюргаинский р-н, Республика Башкортостан
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа – 1988

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	640,0	629,9
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	440,0	406,9
	- буферного газа	*млн м³*	200,0	223,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	47,0	47,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,9	6,7
	- максимальное		16,92	17,1
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		440,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	25	26
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	4,5	4,4
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	5,17	5,2
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	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			Кумертау–Ишимбай, 18 *км* Поляна КСПХГ, 310 *км*
12	Пласт-коллектор			Сакмаро-артинский горизонт

Карашурское ПХГ (тульский горизонт)

Местонахождение – 22 км юго-восточнее г. Можги, Можгинский р-н, Республика Удмуртия
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 2006

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	890,0	461,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	430,0	269,4
	- буферного газа	*млн м³*	460,0	192,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	0,0	
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,31	10,8
	- максимальное		14,97	14,7
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		0,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	12	6
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	2,9	1,51
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	7,5	1,9
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	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*; Ямбург–Елец I, 2063 *км*; Прогресс, 2064 *км*
12	Пласт-коллектор			Тульский горизонт

Каршурское ПХГ
(бобриковский горизонт)

Местонахождение – 22 км юго-восточнее г. Можги, Можгинский р-н, Республика Удмуртия
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 2003

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	1370,0	1110,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	640,0	499,9
	- буферного газа	*млн м³*	730,0	611,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	0,0	
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	9,06	9,2
	- максимальное		14,67	13,73
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		640,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	25	24
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	4,7	4,4
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	7,0	9,3
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	5,0	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*; Ямбург–Елец I, 2063 *км*; Прогресс, 2064 *км*
12	Пласт-коллектор			Бобриковский горизонт

Касимовское ПХГ

Местонахождение – д. Телебукино, Касимовский р-н, Рязанская обл.
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1977

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*	0,0	
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	4,2	6,67
	- максимальное		11,3	11,11
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		9000,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	331	287
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	67,4	69,55
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	130,0	115,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	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*; Касимовская СПХГ КГМО, 0 *км*
12	Пласт-коллектор			Щигровский горизонт

Увязовское ПХГ

Местонахождение – пос. Борки, Шиловский р-н., Рязанская обл.
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1998

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*	0,0	0,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,5	6,85
	- максимальное		11,5	9,02
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		2500,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	95	95
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	18,0	11,82
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	23,1	10,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	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			КС «Путятино»–Увязовское ПХГ, 69,1 *км*; Увязовское ПХГ–Касимовское ПХГ, 40 *км*
12	Пласт-коллектор			Нижнещигровский горизонт

Краснодарское ПХГ

Местонахождение – с. Успенское, Успенский р-н, Краснодарский край
Тип – истощённое газоконденсатное месторождение
Год начала закачки газа – 1984

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	2100,0	2100,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	1250,0	1250,0
	- буферного газа	*млн м³*	850,0	850,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	650,0	650,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,3	6,4
	- максимальное		11,1	10,8
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		1250,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	92	92
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	9,0	8,75
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	15,0	13,5
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	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*; Майкоп–Невинномысск, 104 *км*
12	Пласт-коллектор			Зелёная свита

Кущёвское ПХГ

Местонахождение – с. Новомихайловское, Кущёвский р-н, Краснодарский край
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа – 1991

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	12562,0	10748,7
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	7500,0	5686,7
	- буферного газа	*млн м³*	5062,0	5062,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	1438,0	1438,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	7,5	8,88
	- максимальное		14,8	13,84
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		4800,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	343	158
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	54,0	31,6
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	65,0	50,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	51,5	38,4
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		
11	Подключение к МГ			КС «Кущёвская»–Кущёвская СПХГ, 27,2 *км*; Кущёвская СПХГ – КС «Кущёвская», 0 *км*
12	Пласт-коллектор			Альбинские отложения нижнего мела пласт I апских отложений нижнего мела

Гатчинское ПХГ

Местонахождение – дер. Лядино, Гатчинский р-н, Ленинградская обл.
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1963

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*		
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,70	2,85
	- максимальное		4,60	4,36
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		200,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	43	42
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	2,00	1,81
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	2,00	2,00
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	1,10	1,20
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		6,97
11	Подключение к МГ			Кипено–Гатчина, 22,8 *км*; Ям–Ижора–Гатчина, 41,8 *км*
12	Пласт-коллектор			I гдовский горизонт

Невское ПХГ

Местонахождение – 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	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	4670,0	4200,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2000,0	2000,0
	- буферного газа	*млн м³*	26,70,0	2200,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*		
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,00	7,10
	- максимальное		15,00	15,43
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		1500,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	90	90
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	18,00	11,23
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	28,00	23,00
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	17,80	13,90
9	Способ подготовки газа к транспорту		НТС, абсорбция	НТС, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		32,90
11	Подключение к МГ			Серпухов–Ленинград, 503,7 *км* Белоусово–Ленинград, 503,7 *км*
12	Пласт-коллектор			I гдовский горизонт

Щёлковское ПХГ

Местонахождение – г. Щелково, Московская обл.
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1961

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	2430,0	2430,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	750,0	1300,0
	- буферного газа	*млн м³*	1680,0	1130,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*		
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	7,60	7,67
	- максимальное		10,50	9,62
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		1300,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	122	122
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	13,00	6,12
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	13,00	13,00
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	6,60	7,60
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			Нижнещигровский горизонт

Калужское ПХГ

Местонахождение – пос. Резвань, Калужская обл.
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа – 1959

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	630,0	630,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	410,0	410,0
	- буферного газа	*млн м³*	220,0	220,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	0,0	0,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,0	5,8
	- максимальное		11,5	11,5
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	410,0	410,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	38	38
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	5,0	4,4
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	20,0	17,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	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

Аманакское ПХГ

Местонахождение – с. Аманак, Похвистневский р-н, Самарская обл.
Тип – истощённое газоконденсатное месторождение
Год начала закачки газа – 1959

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	123,0	103,9
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	55,0	35,9
	- буферного газа	*млн м³*	68,0	68,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	93,0	93,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	1,54	1,45
	- максимальное		2,11	1,47
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		55,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	5	5
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	0,45	0,35
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	0,37	0,00
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	0,00	0,00
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сероочистка, абсорбция	Сероочистка, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		8,80
11	Подключение к МГ			Муханово–Самара, 2,1 *км* Похвистнево–Самара I, 65 *км*
12	Пласт-коллектор			Калиновская свита

Кирюшкинское ПХГ

Местонахождение – с. Кирюшкино, Бугурусланский р-н, Самарская обл.
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа — 1973

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*	159,0	159,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	1,52	1,79
	- максимальное		2,32	2,22
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		130,0
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	31	31
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	2,60	2,00
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	2,60	2,00
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	1,60	1,60
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сероочистка, абсорбция	Сероочистка, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		8,80
11	Подключение к МГ			Муханово—Самара, 2,1 *км* Похвистнево—Самара I, 65 *км*
12	Пласт-коллектор			Калиновская свита

Дмитровское ПХГ

Местонахождение – с. Дмитриевка, Кинель-Черкасский р-н, Самарская обл.
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа — 1977

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	125,0	113,0
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	125,0	113,0
	- буферного газа	*млн м³*	0,0	0,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	162,0	162,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,50	3,28
	- максимальное	*МПа*	3,90	4,00
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		125,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	26	24
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	1,00	1,00
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	1,00	1,00
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*		0,80
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сероочистка, абсорбция	Сероочистка, абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		8,80
11	Подключение к МГ			Муханово—Самара, 2,1 *км* Похвистнево—Самара I, 65 *км*
12	Пласт-коллектор			Калиновская свита

Пунгинское ПХГ

Местонахождение – пос. Светлый, Березовский р-н, Тюменская обл.
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа — 1985

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	9063,0	9579,7
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	2500,0	7279,0
	- буферного газа	*млн м³*	6563,0	2300,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*	9937,0	9937,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,90	6,79
	- максимальное	*МПа*	6,70	7,48
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		2300,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	38	32
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	26,00	13,56
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	43,00	19,60
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	40,00	18,50
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 Калиновская свита

Северо-Ставропольское ПХГ (Зеленая свита)

Местонахождение – пос. Рыздвяный, Ставропольский край
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа – 1979

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*	1060,0	1060,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	5,21	5,50
	- максимальное		8,91	8,60
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		5000,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	180	180
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	28,80	25,99
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	40,00	35,60
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	34,00	30,70
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		84,48
11	Подключение к МГ			Изобильное–Невинномысск, 22,25 *км* КС «Изобильное»–КС «Рождественская», 21,8 *км* Новопсков–Аксай–Моздок-юг, 21 *км*
12	Пласт-коллектор			Зеленая свита

Северо-Ставропольское ПХГ (хадумский горизонт)

Местонахождение – пос. Рыздвяный, Ставропольский край
Тип – истощённое месторождение газа
Год начала закачки газа — 1983

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*	16770,0	16770,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	0,00	2,90
	- максимальное	*МПа*	4,06	3,50
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	20000,0	19252,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	667	655
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	120,0	118,80
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	160,0	150,0
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	146,0	141,90
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		84,48
11	Подключение к МГ			КС «Изобильное» – КС «Рождественская», 21,8 *км* Новопсков–Аксай–Моздок-юг, 21 *км* Изобильное–Невинномысск, 22,25 *км*
12	Пласт-коллектор			Хадумский горизонт

Осиповичское ПХГ

Местонахождение – Могилевская обл., Осиповичский р-н, Республика Беларусь
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа — 1976

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*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	*млн м³*		
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	1,70	1,43
	- максимальное	*МПа*	7,00	7,00
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	385,00	385,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	38	42
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	3,00	3,90
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	4,00	4,60
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	2,70	2,40
9	Способ подготовки газа к транспорту		Сепарация	Сепарация
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		4,42
11	Подключение к МГ			Газопровод-отвод к Осиповическому ПХГ, 64,25 *км*
12	Пласт-коллектор			Баллонская свита

Прибургское ПХГ

Местонахождение – Брестская обл., Каменецкий р-н, Республика Беларусь
Тип – водоносный пласт
Год начала закачки газа — 2000

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	1400,0	1363,7
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	600,0	511,7
	- буферного газа	*млн м³*	800,0	852,0
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*		
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	8,50	8,20
	- максимальное		15,50	14,50
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	458,00	458,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	34	37
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	4,40	3,40
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	7,30	5,10
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/сут*	4,70	3,40
9	Способ подготовки газа к транспорту		Абсорбция	Абсорбция
10	Фактическая мощность КС ПХГ	*тыс. кВт*		7,05
11	Подключение к МГ			Газопровод-отвод к Прибугскому ПХГ, 10,5 *км*
12	Пласт-коллектор			Страдечская свита

ПХГ Мозырское

Местонахождение – Гомельская обл., г. Мозырь, Мозырский р-н, Республика Беларусь
Тип – отложения каменной соли
Год начала закачки газа — 2008

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	255,5	255,8
	в том числе:			
	- активного газа	*млн м³*	210,0	210,0
	- буферного газа	*млн м³*	45,5	45,5
2	Остаточные геологические запасы	*млн м³*		
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	2,50	2,50
	- максимальное	*МПа*	13,50	13,50
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*	210,00	210,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	11	11
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³/сут*	2,00	1,82
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³/сут*	10,00	10,55
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³/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			Отвод к Мозырскому ПХГ, 4,9 *км*
12	Пласт-коллектор			Лебедянско-оресский горизонт

Совхозное ПХГ

Местонахождение – с. Октябрьское, Оренбургская обл.
Тип – истощенное месторождение газа
Год начала закачки газа – 1974

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Проектные	Достигнутые
1	Объём закачанного газа, всего	*млн м³*	83,15	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	*млн м³*	1617,0	1617,0
3	Пластовое давление:			
	- минимальное	*МПа*	7,20	8,95
	- максимальное		15,40	14,00
4	Объём активной ёмкости по обустройству	*млн м³*		4900,00
5	Количество эксплуатационных скважин	*шт.*	110	92
6	Максимальная суточная закачка	*млн м³*	50,00	19,87
7	Максимальный суточный отбор	*млн м³*	70,00	40,50
8	Средний суточный отбор за период декабрь-февраль	*млн м³*	55,00	37,90
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* Лупинг перем. Оренбург–Заинск–Совхозное, 96,4 *км*, Октябрьское–Оренбург, 0 *км* Совхозное СПХГ–Канчуринская СПХГ, 0 *км*
12	Пласт-коллектор			Сакмаро-артинский горизонт

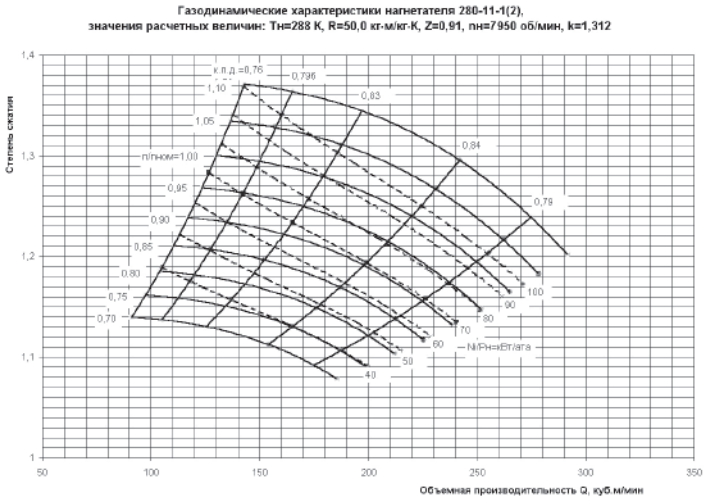
Приложение 3

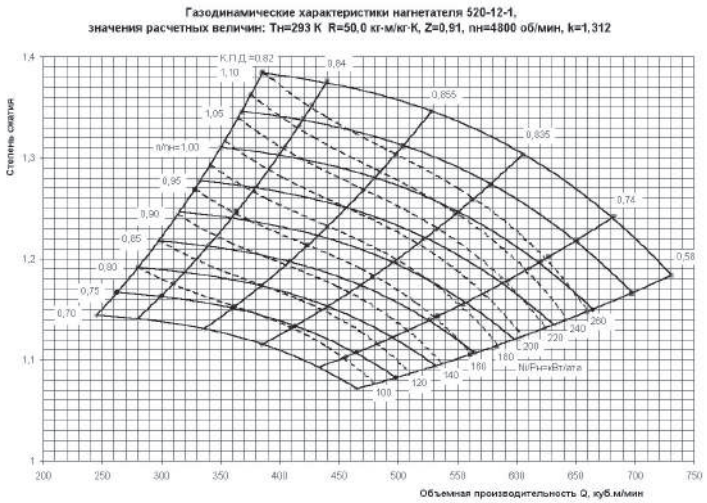
Типы нагнетателей природного газа

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 характеристики нагнетателей





В приложении 4, для примера, представлены газодинамические характеристики двух типов центробежных нагнетателей. Газодинамические характеристики всех типов центробежных нагретателей, экслуатируемых на объектах ЕСГ, в электронном виде размещены на информационных ресурсах ОАО «Газпром».

Приложение 5

Типы газораспределительных станций, установленных на ЕСГ

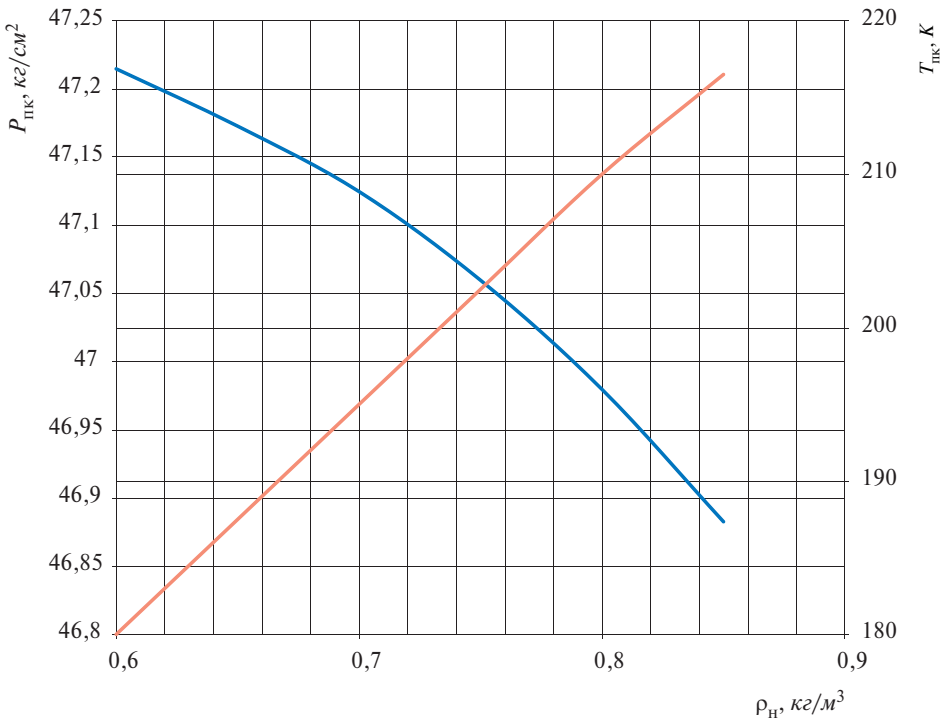
- AEG-Kanis;
- АГРС:
  - АГРС ГПМ-30;
  - АГРС «Исток-50»;
  - АГРС Тюмень НИИГ;
  - АГРС-I-30;
  - АГРС-БК-2/70;
  - АГРС-1;
  - АГРС-10;
  - АГРС-10М;
  - АГРС-1/3;
  - АГРС-20;
  - АГРС-2/3;
  - АГРС-3;
  - АГРС-3М;
  - АГРС-30;
  - АГРС-4;
  - АГРС-5 «Сигнал»;
  - АГРС-70;
  - АГРС-80;
- БК
  - БК-ГРС
  - 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.

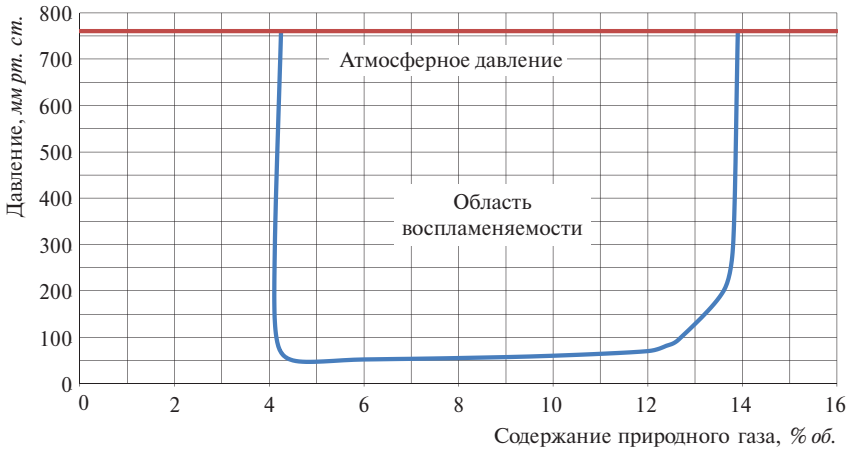
Приложение 6

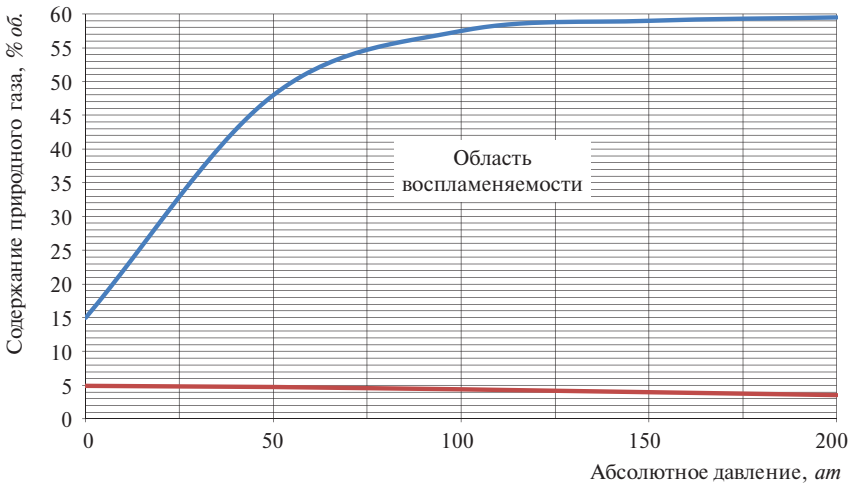
Зависимость псевдокритических параметров газа от плотности газа при нормальных условиях



Приложение 7

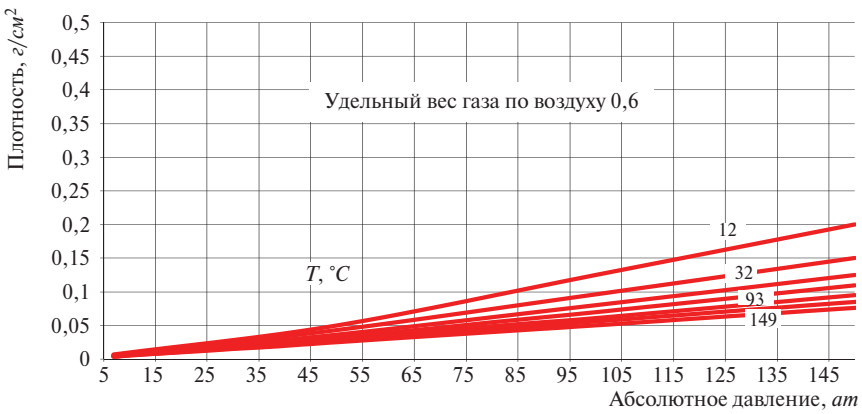
Зависимость пределов воспламеняемости природного газа от давления его смеси с воздухом

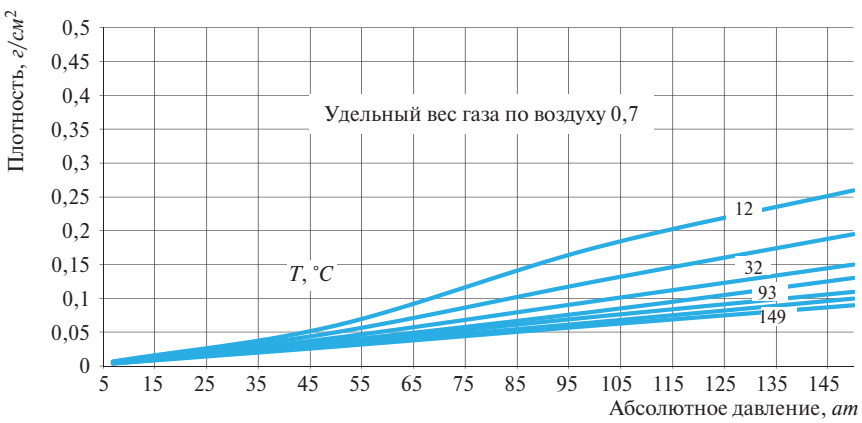


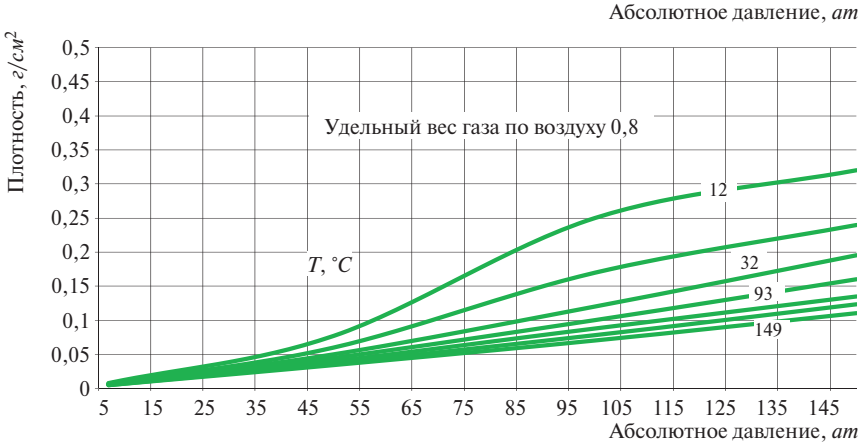


Приложение 8

Зависимость плотности природного газа от температуры, давления и удельного веса по воздуху

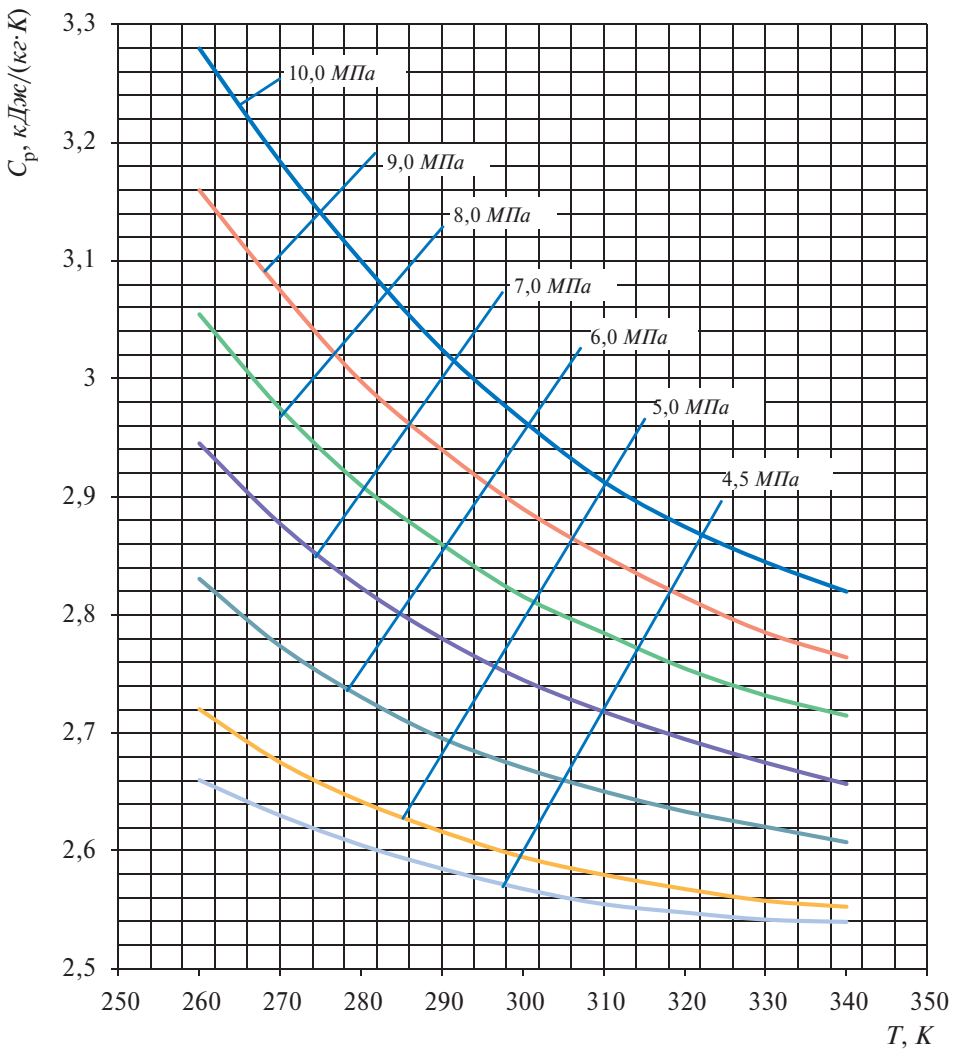






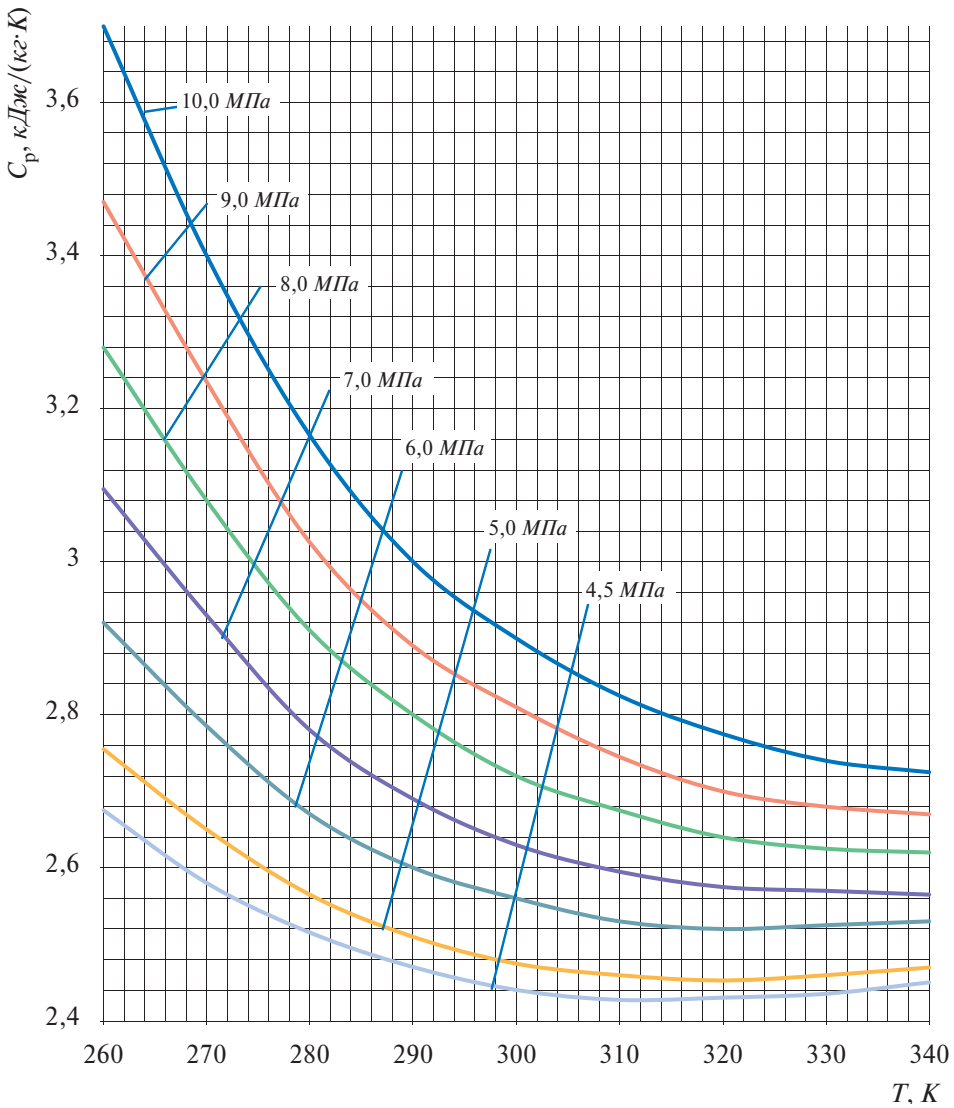
Приложение 9

Зависимость изобарной теплоёмкости природного газа от температуры и давления по ОНТП 51-1-85



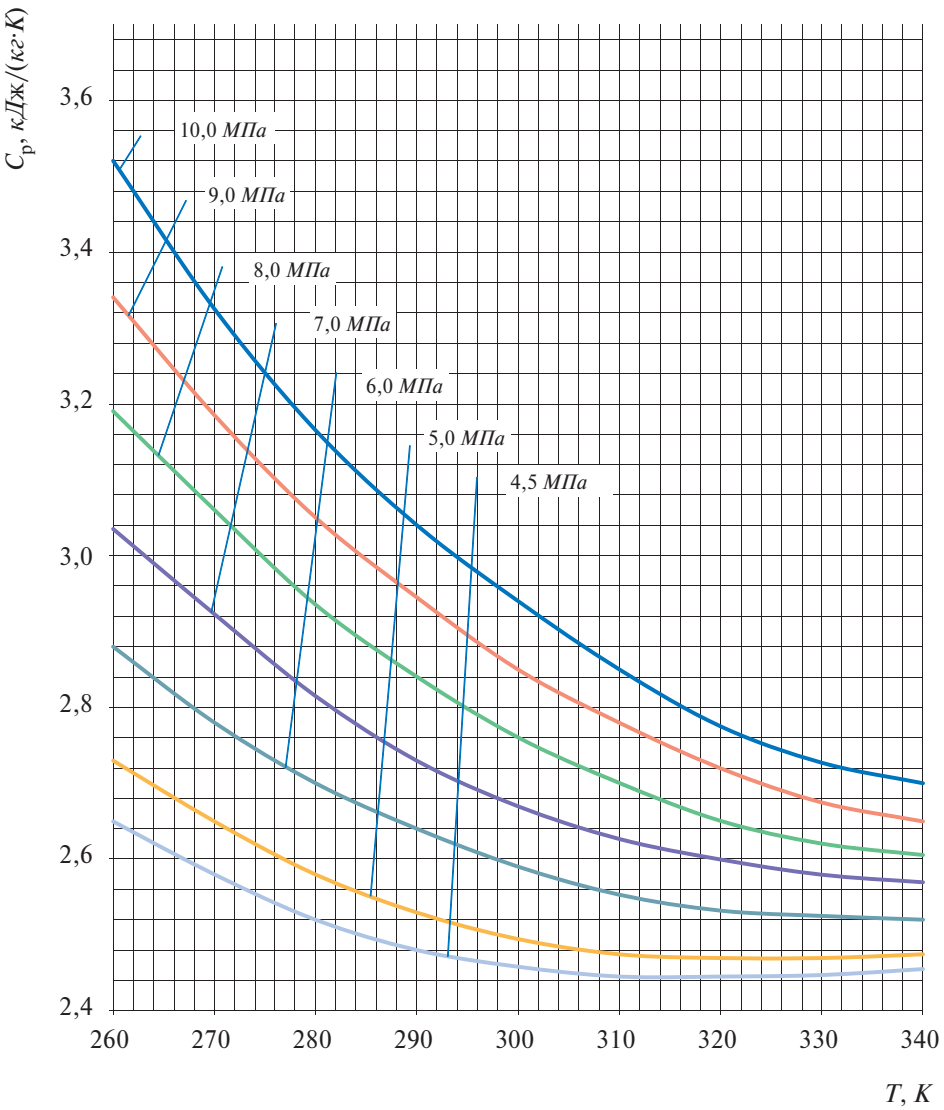
Приложение 10

Зависимость изобарной теплоёмкости природного газа от давления и температуры для условий $0{,}8 \le p_{пр} \le 3{,}2$ и $1{,}4 \le T_{пр} \le 2$



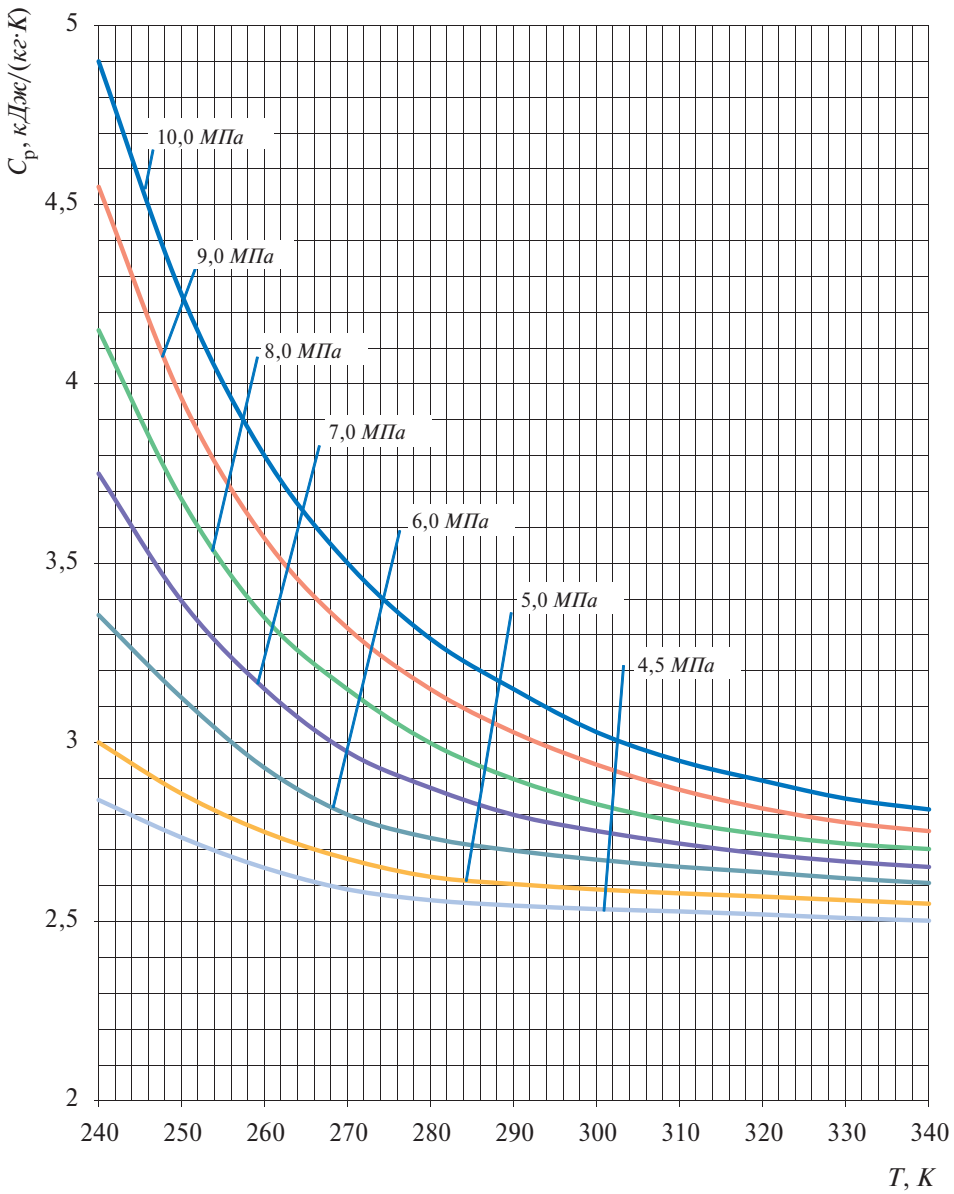
Приложение 11

Зависимость изобарной теплоёмкости природного газа от давления и температуры по ОНТП 51-1-85 для диапазона температур 250–400 *K*



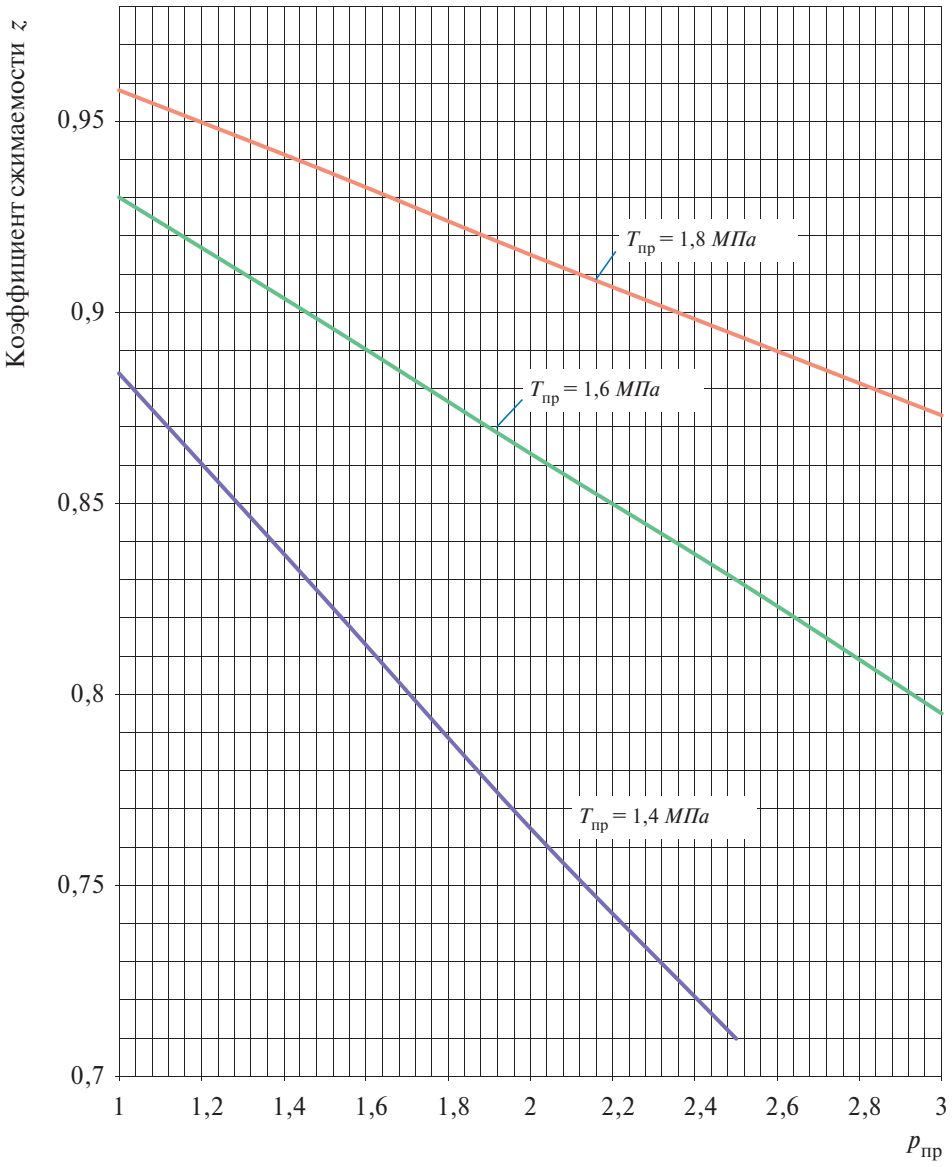
Приложение 12

Зависимость изобарной теплоёмкости метана от давления и температуры



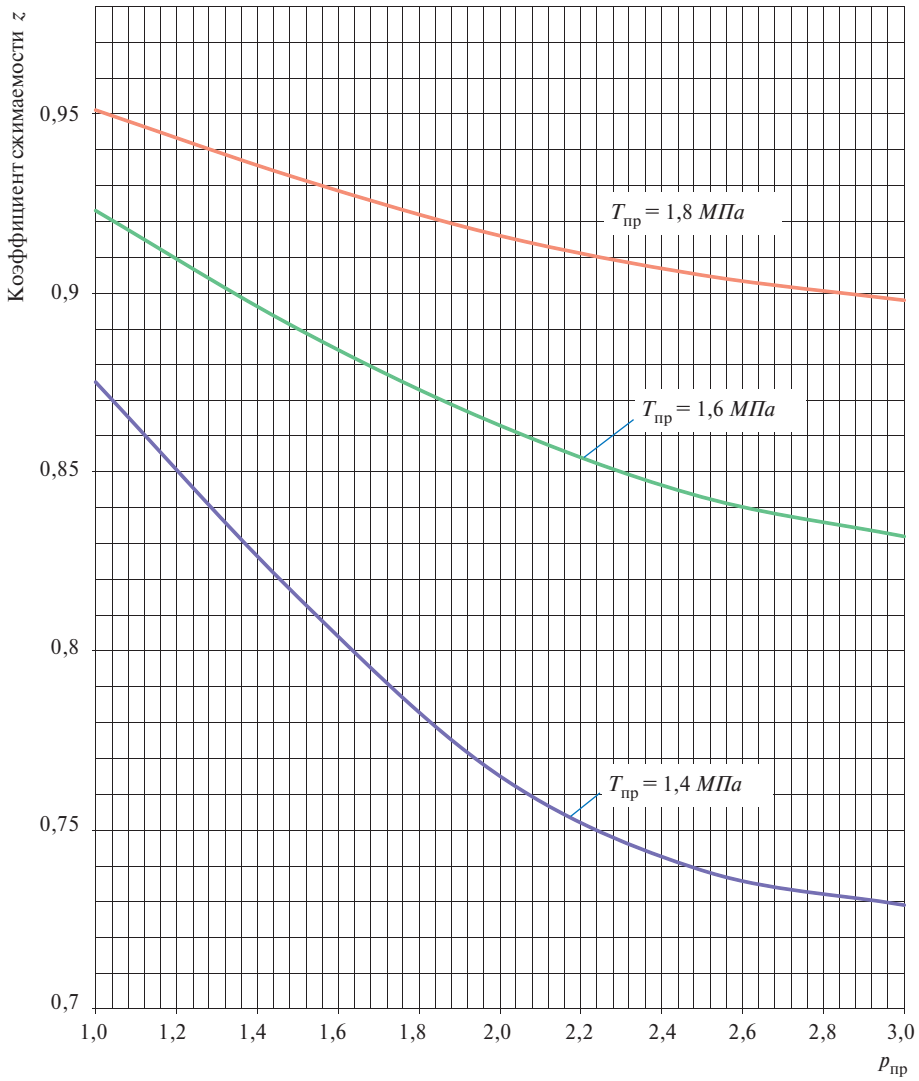
Приложение 13

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого давления и температуры по рекомендациям ОНТП 51-1-85



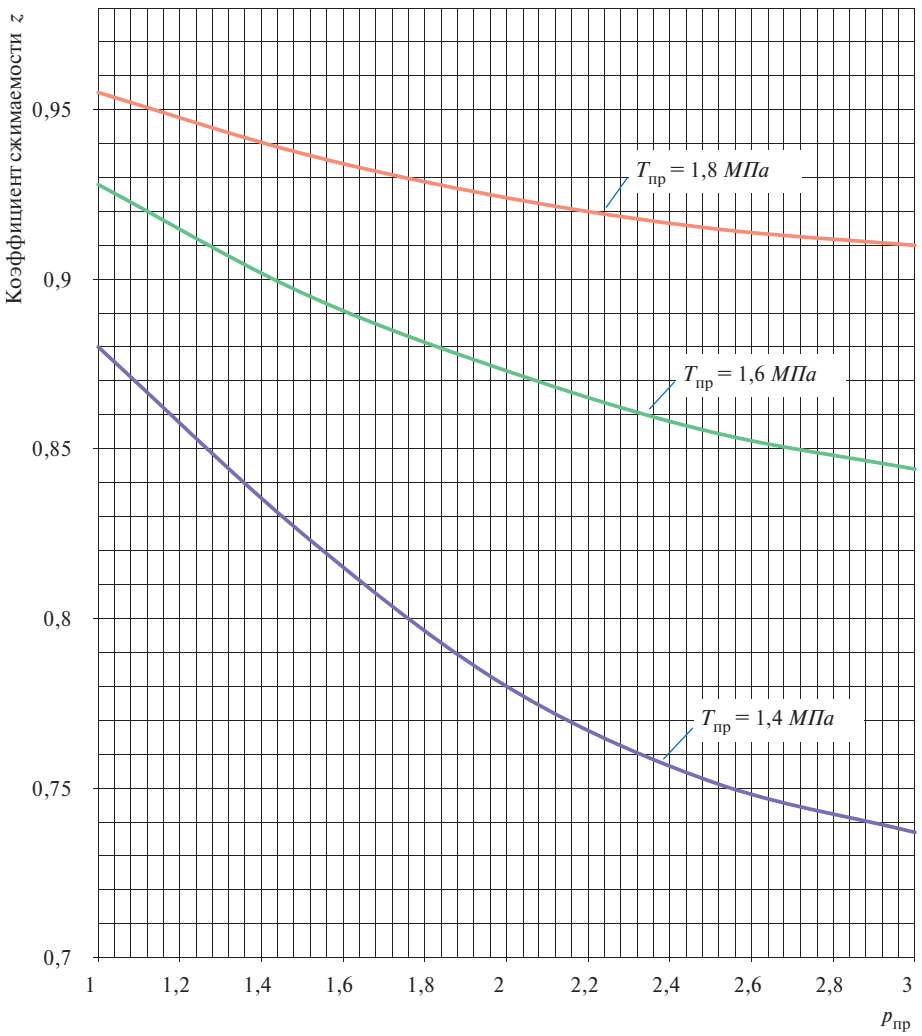
Приложение 14

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого давления и температуры (для условий $0{,}2 < p_{пр} < 24{,}0$; $1{,}15 < T_{пр} < 3{,}0$) по процедуре Холла – Ярбурга



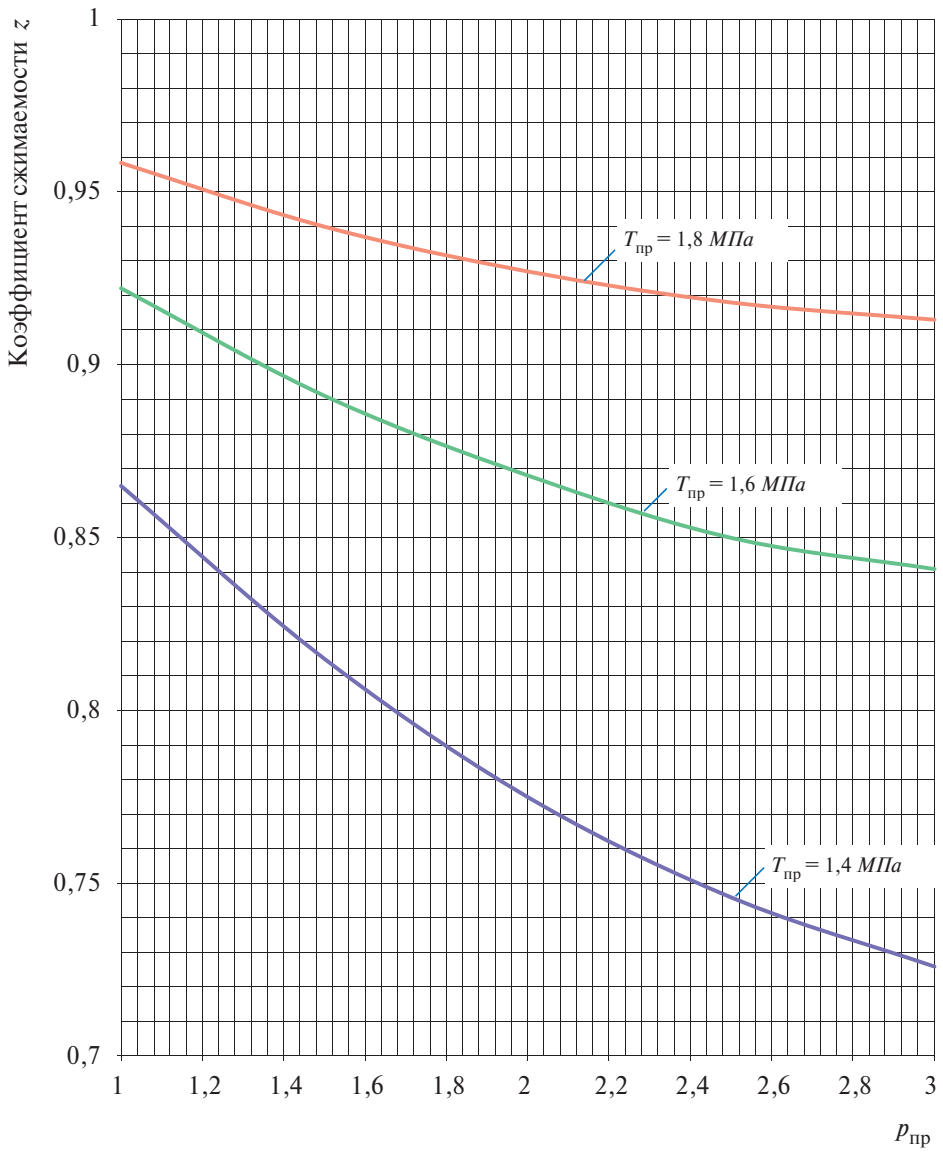
Приложение 15

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённого давления и температуры по процедуре Редлиха – Квонга



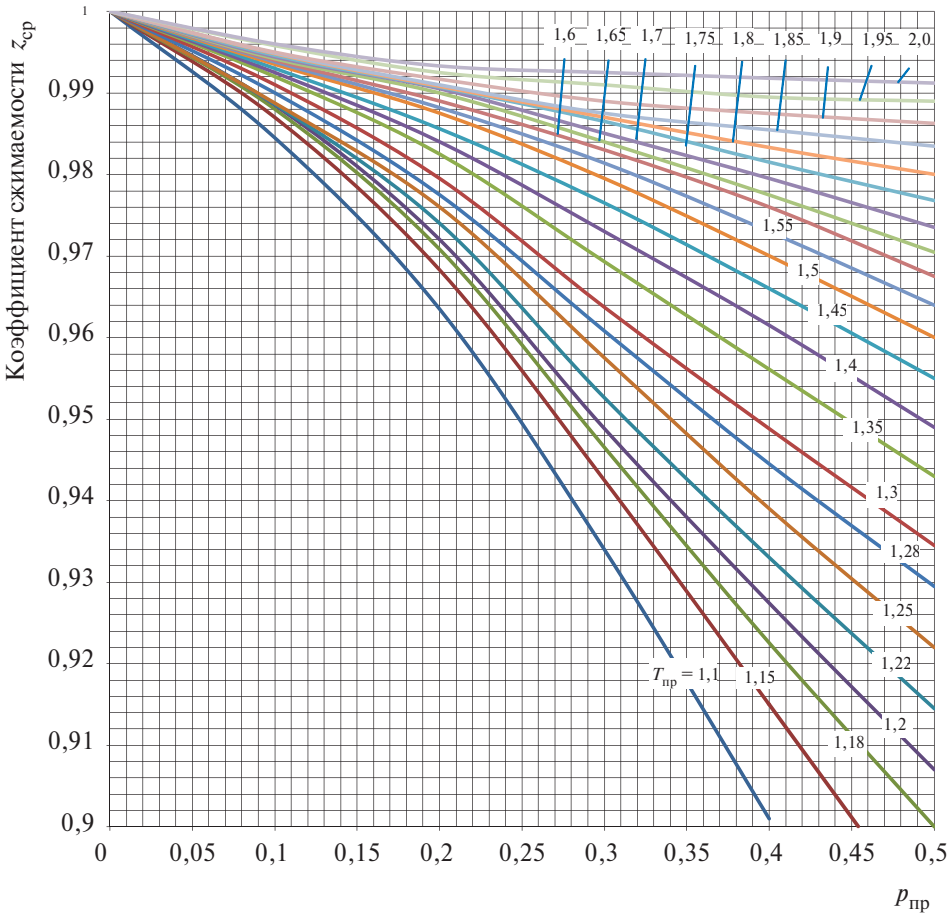
Приложение 16

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

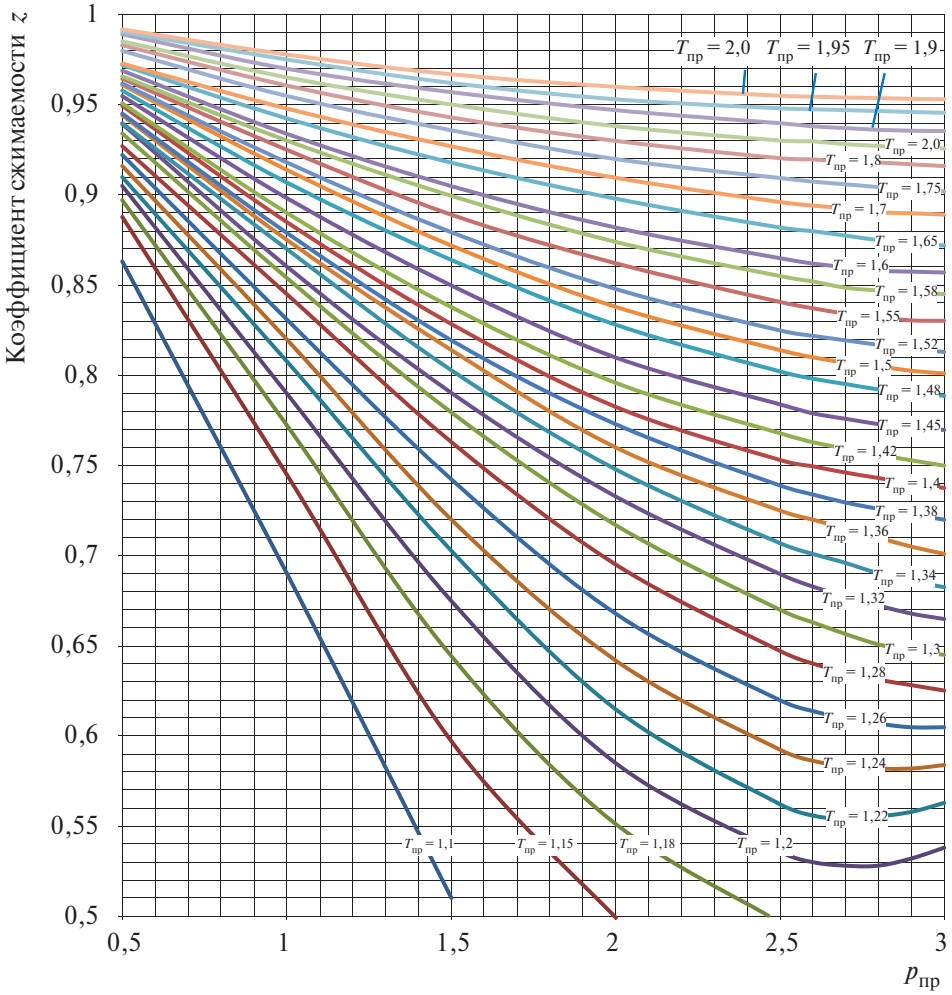


Приложение 17

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённых давлений и температуры

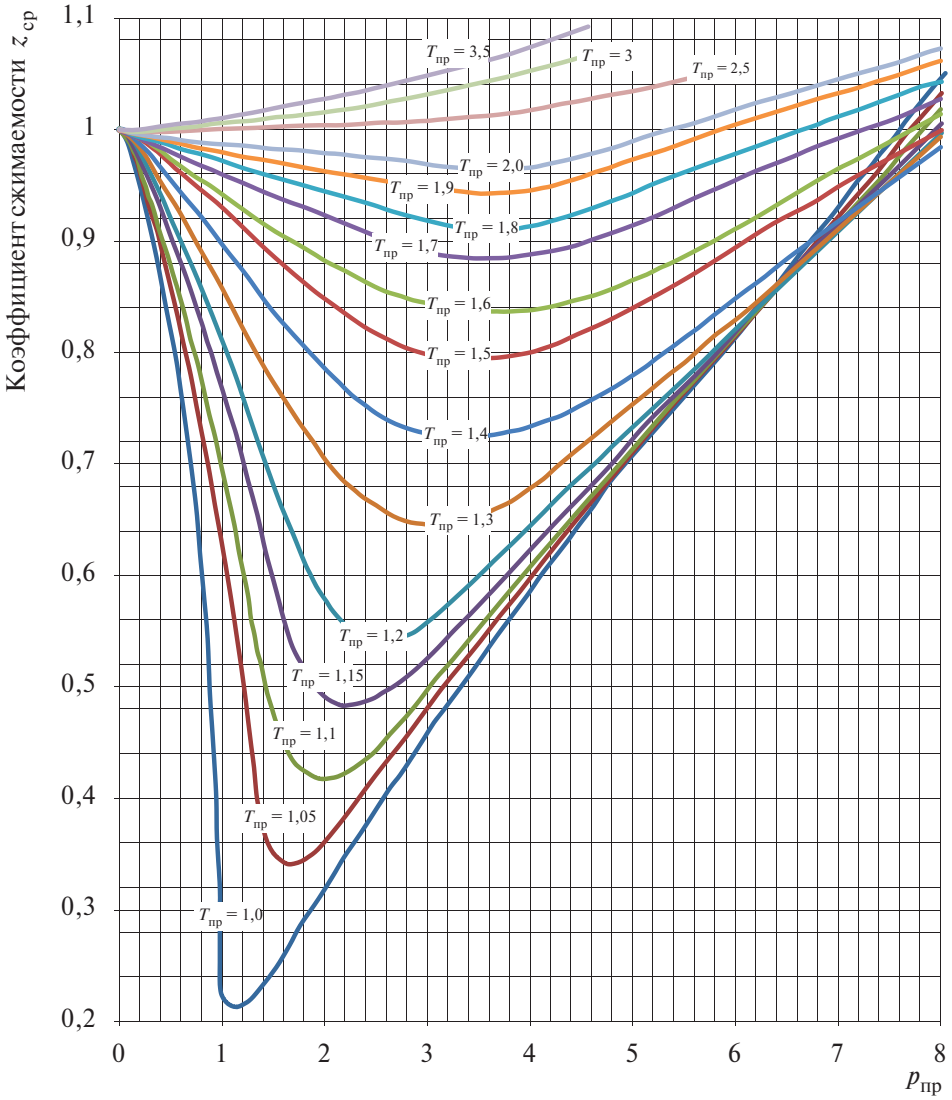


Окончание приложения 17



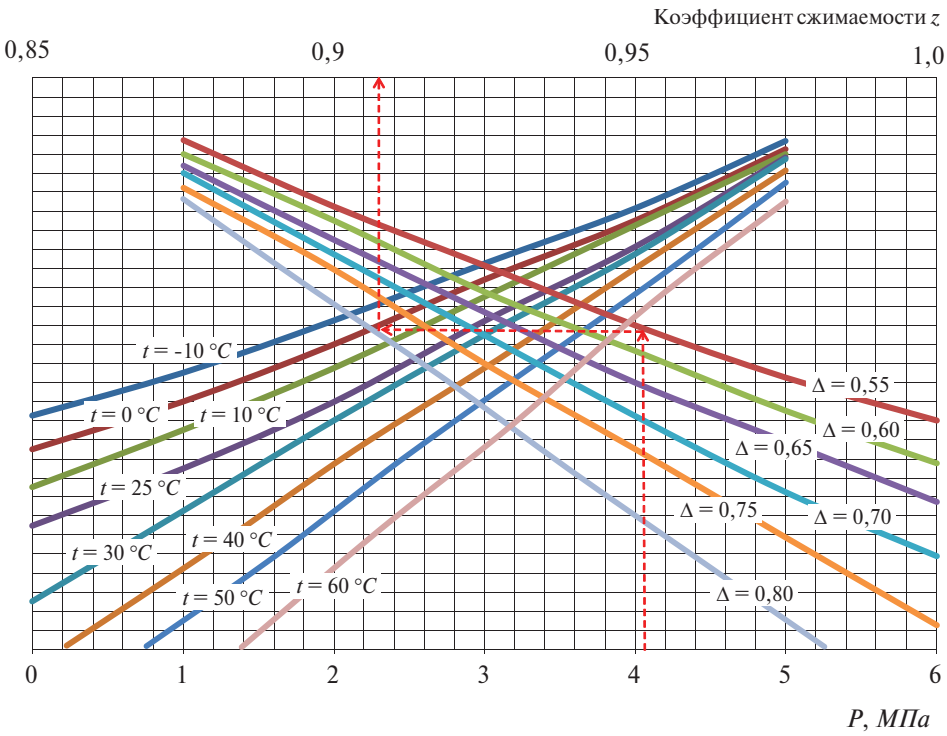
Приложение 18

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведённых давления и температуры



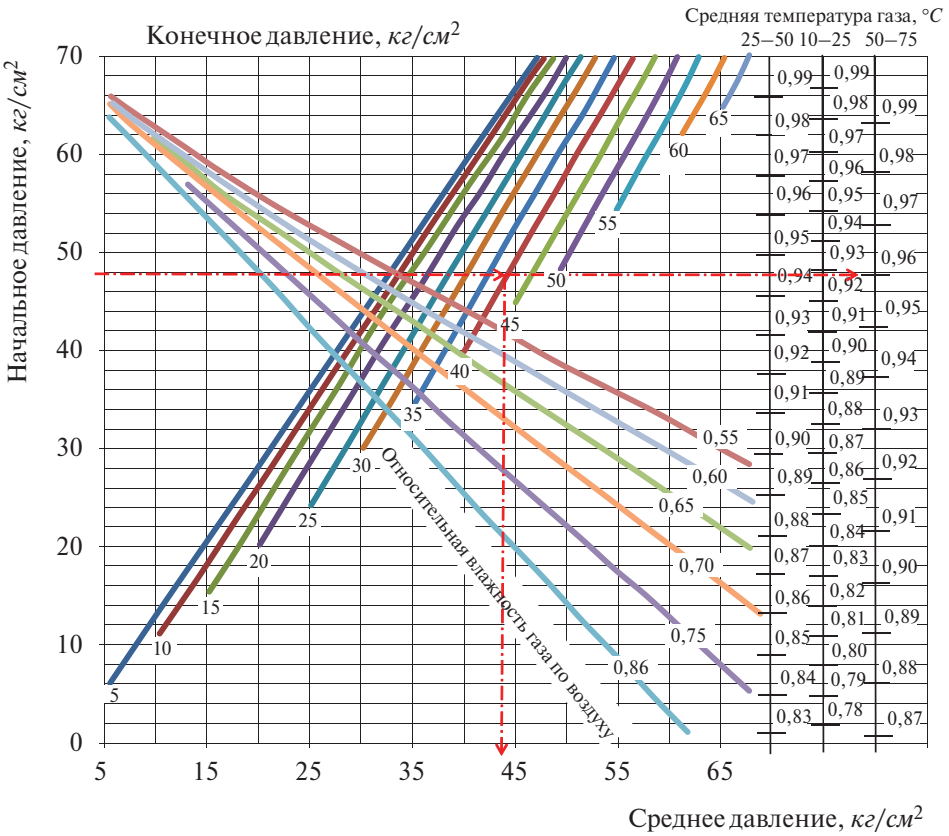
Приложение 19

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от температуры, давления и относительной плотности по воздуху



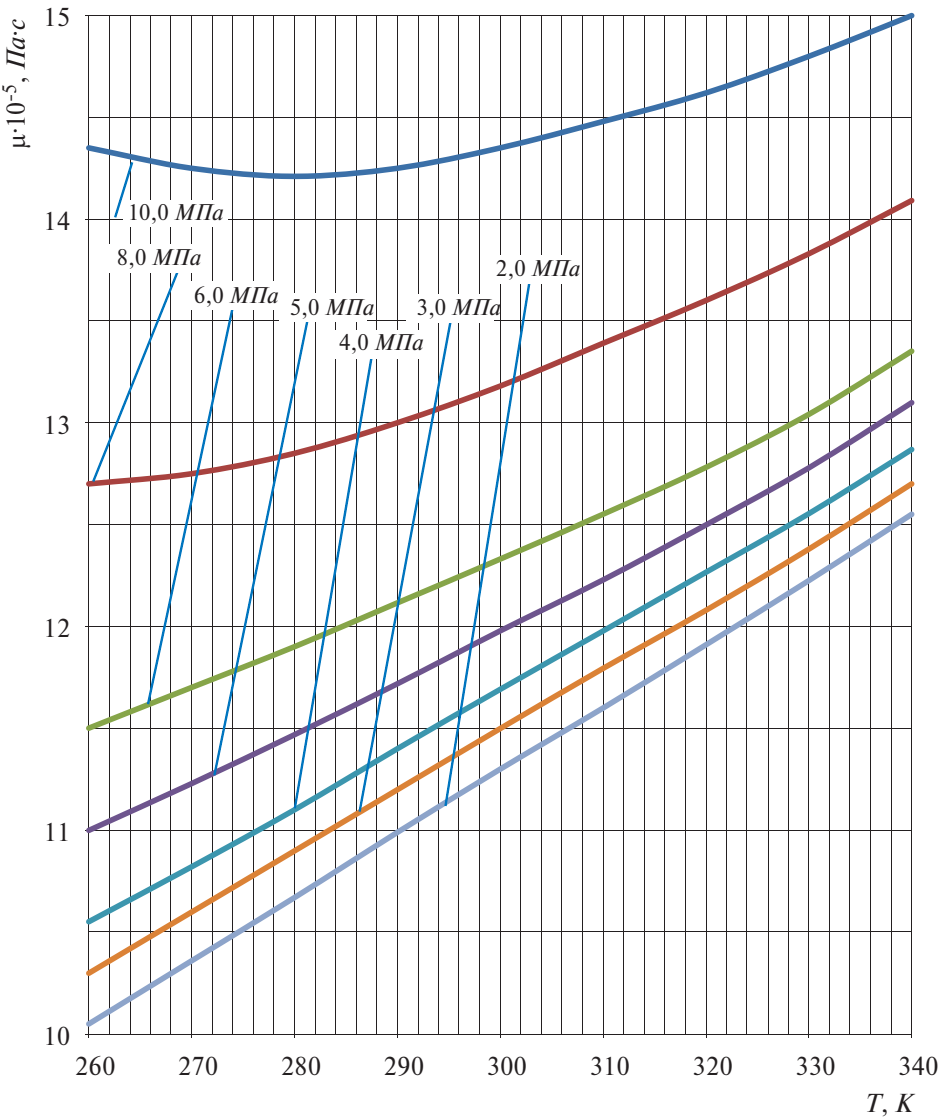
Приложение 20

Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от давления, средней температуры и относильной влажности по воздуху



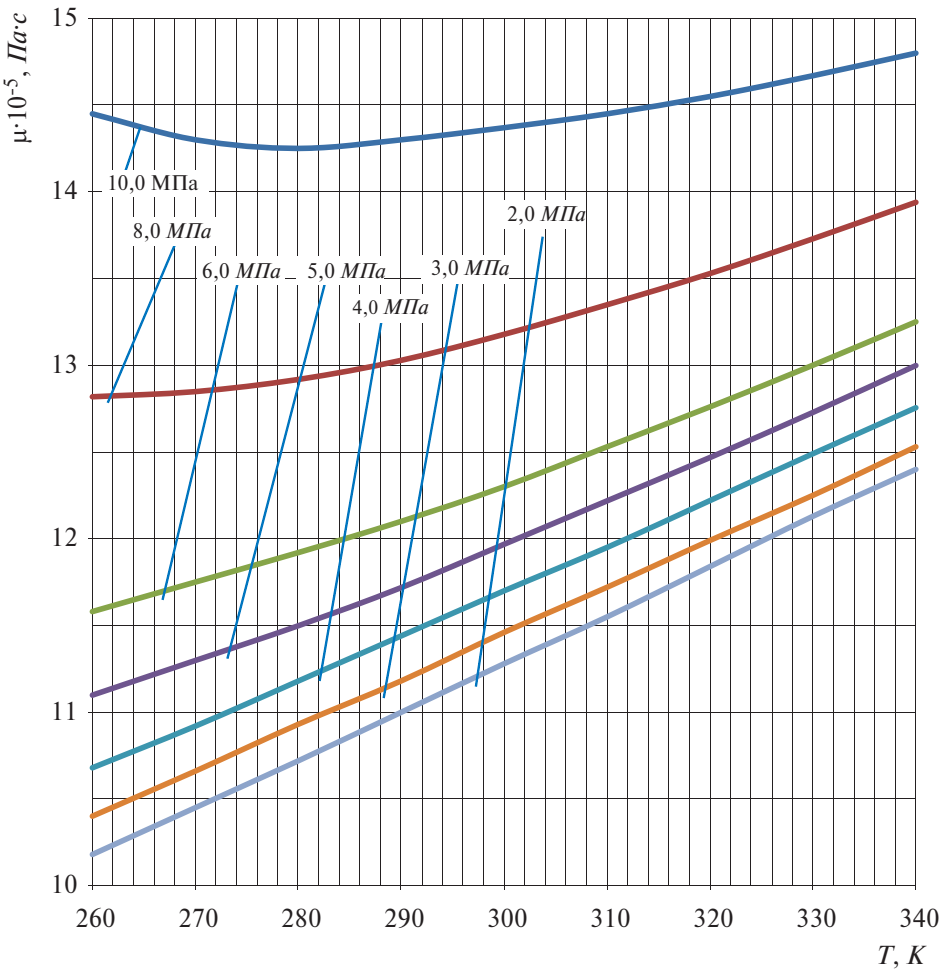
Приложение 21

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ГОСТ 30319.1-96



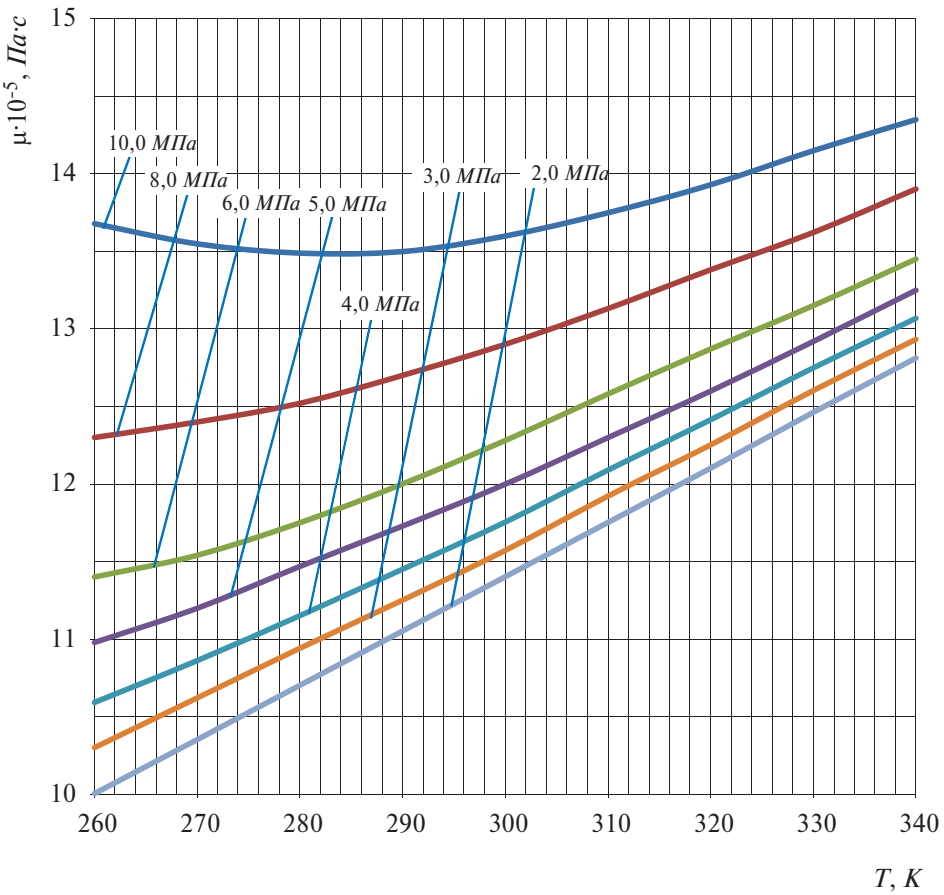
Приложение 22

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации ОНТП 51-1-85



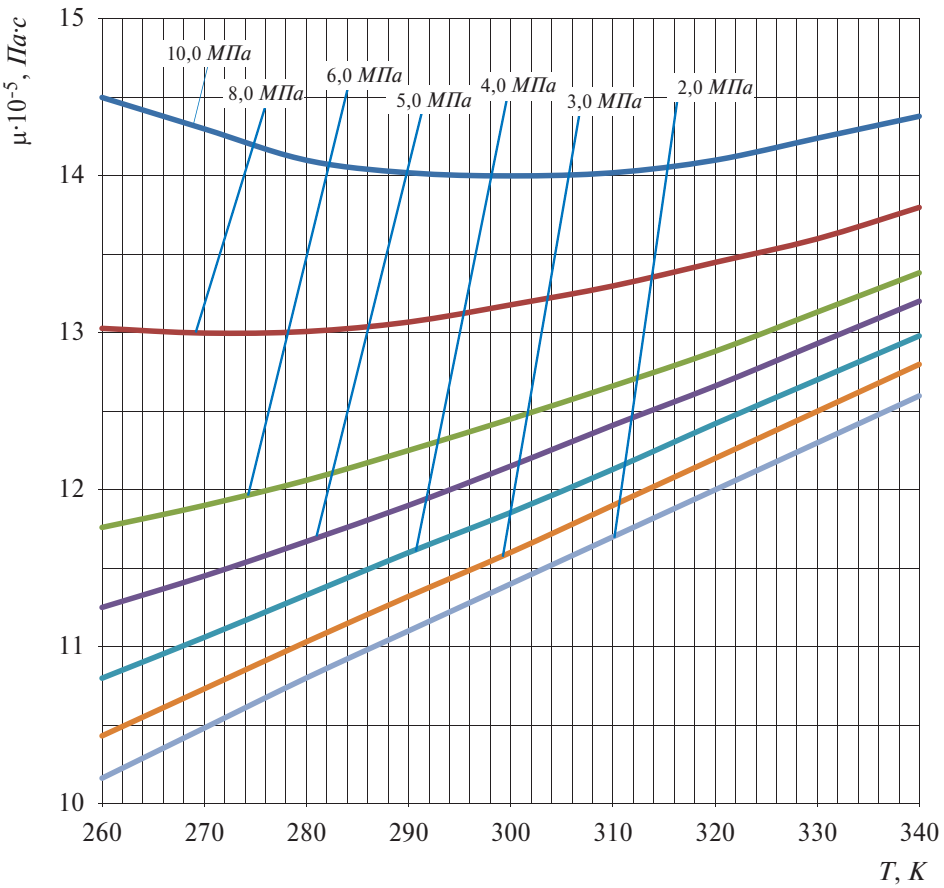
Приложение 23

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры на основе формулы Lee A.L.



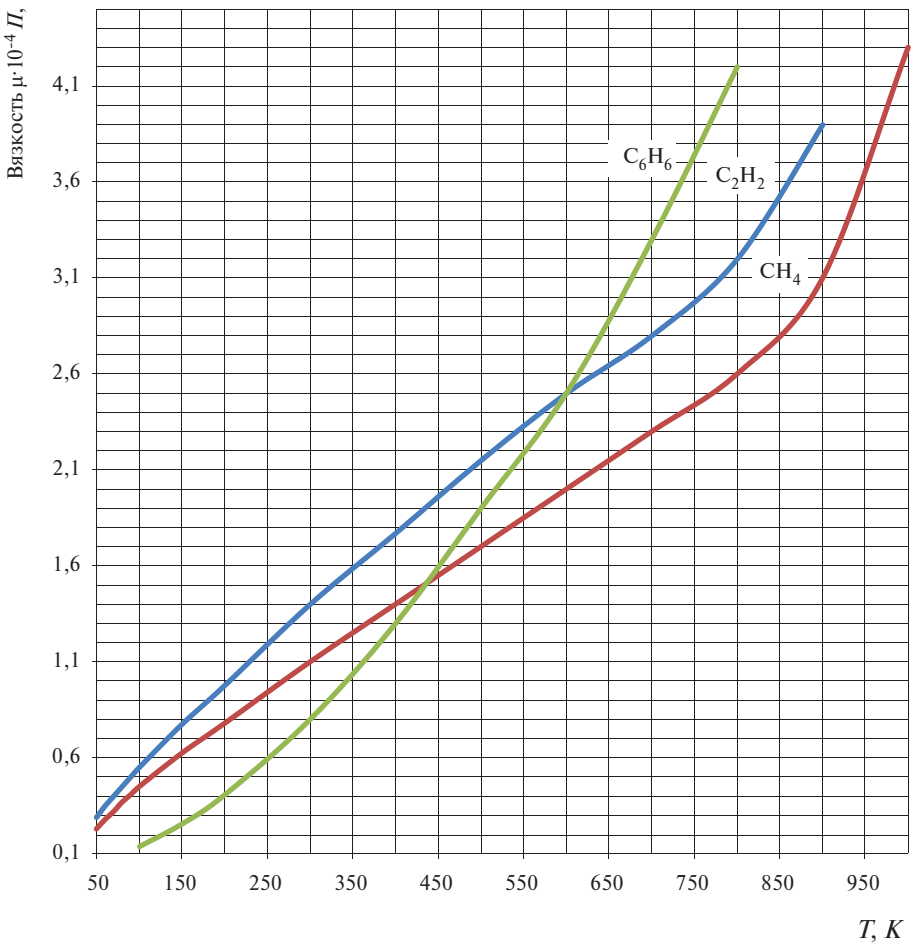
Приложение 24

Зависимость вязкости природного газа от давления и температуры. Рекомендации СТО Газпром 2-3.5-051-2006



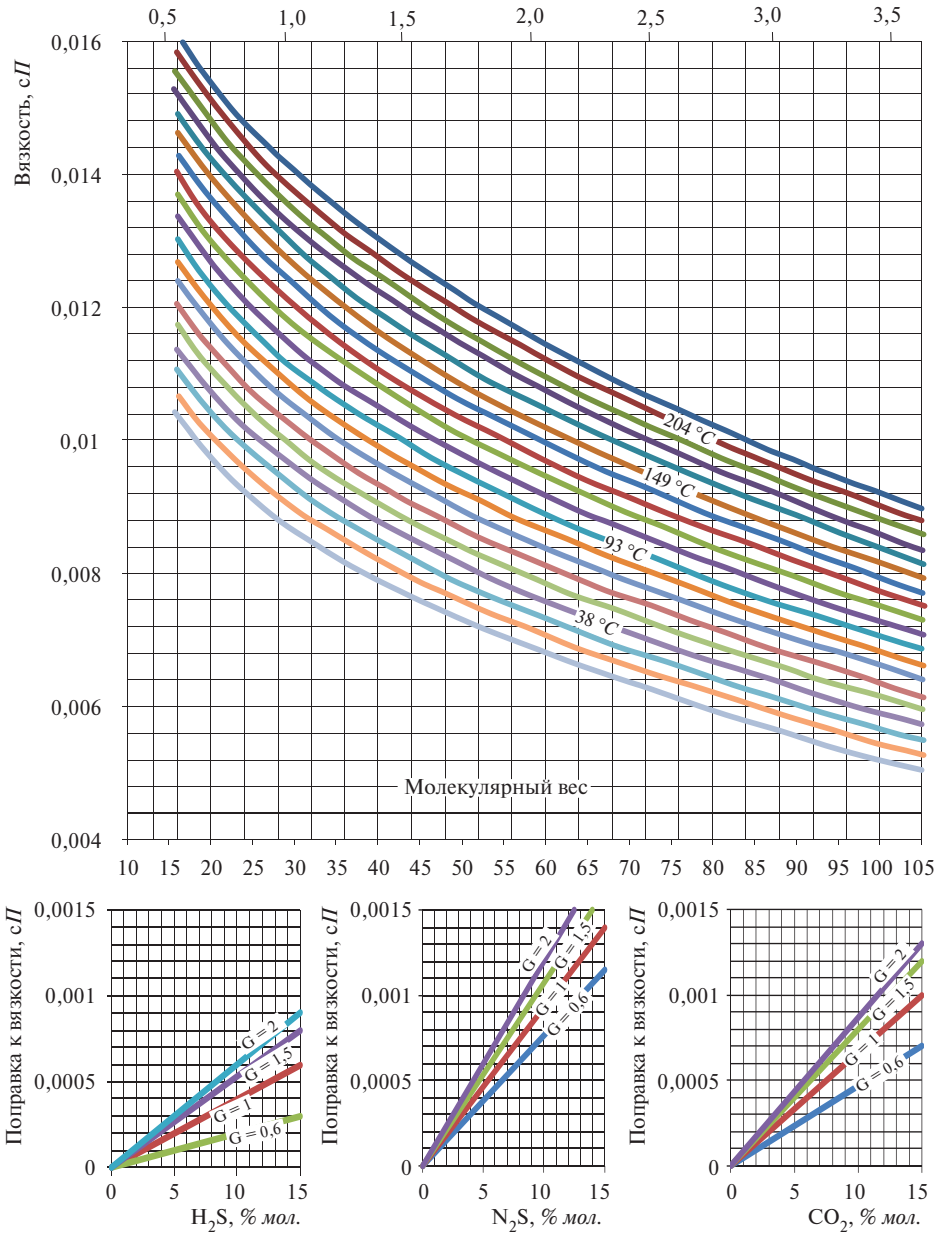
Приложение 25

Зависимость вязкости различных газов от температуры при нормальном давлении



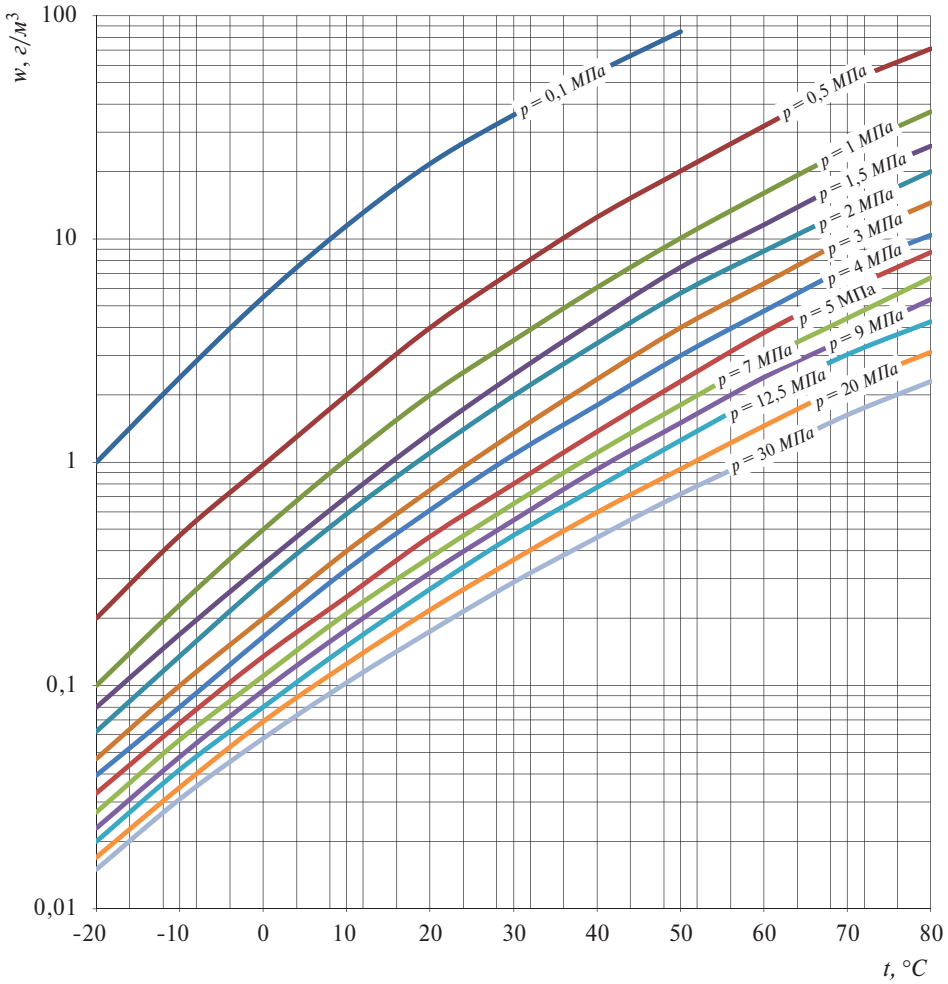
Приложение 26

Зависимость вязкости различных газов от атмосферного давления



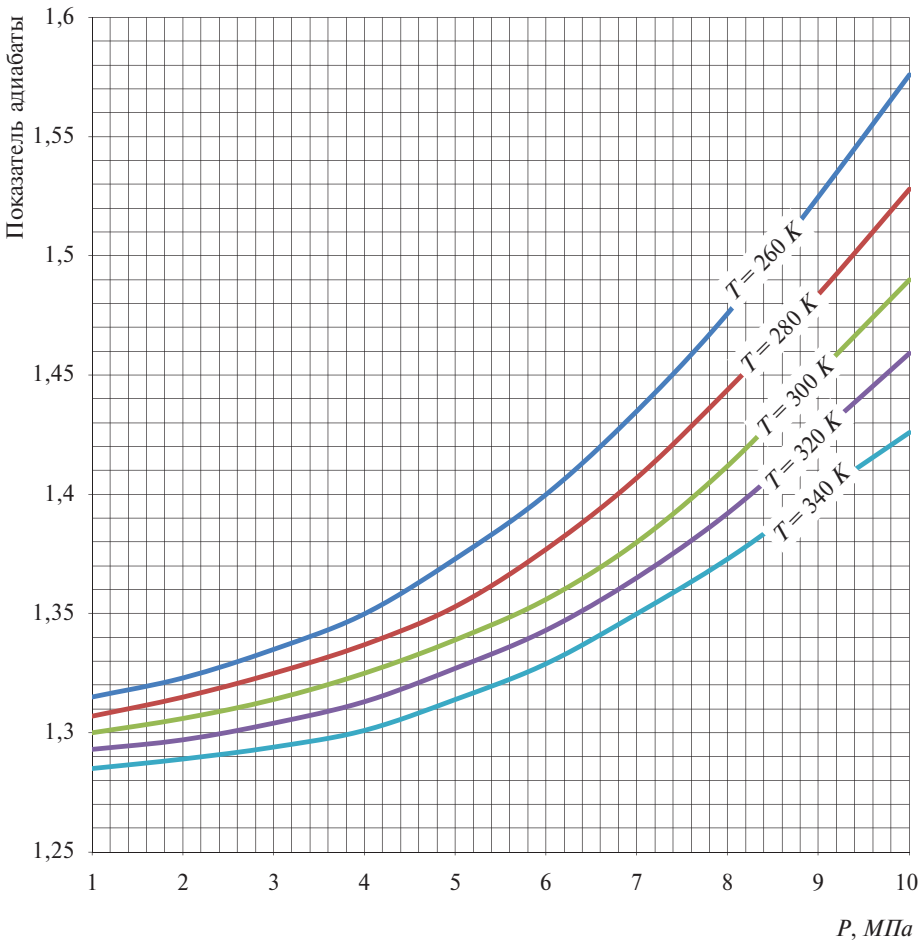
Приложение 27

Зависимость влагосодержания природного газа от температуры и давления



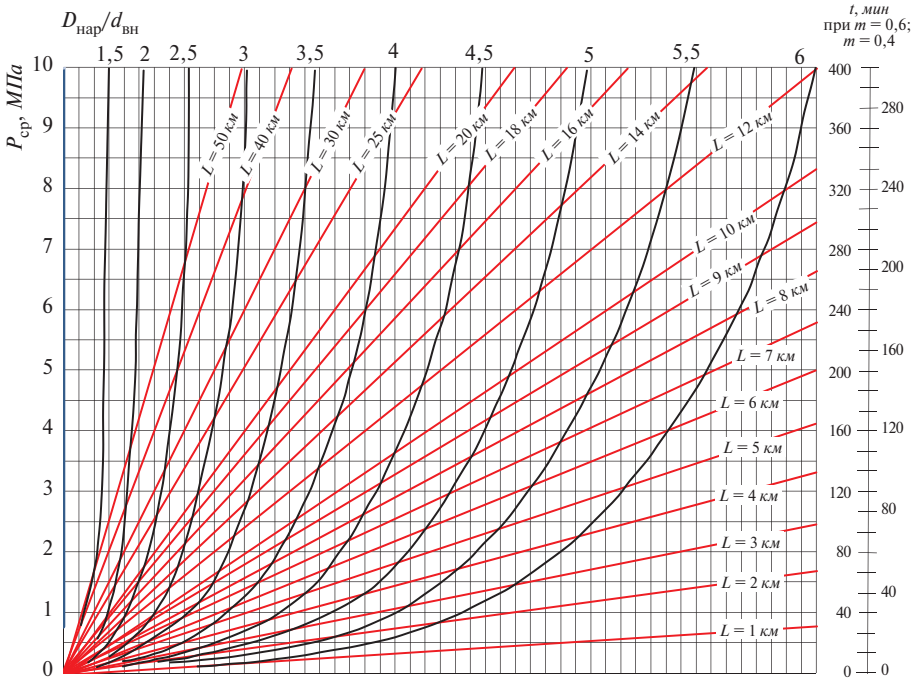
Приложение 28

Зависимость показателя адиабаты от давления и температуры



Приложение 29

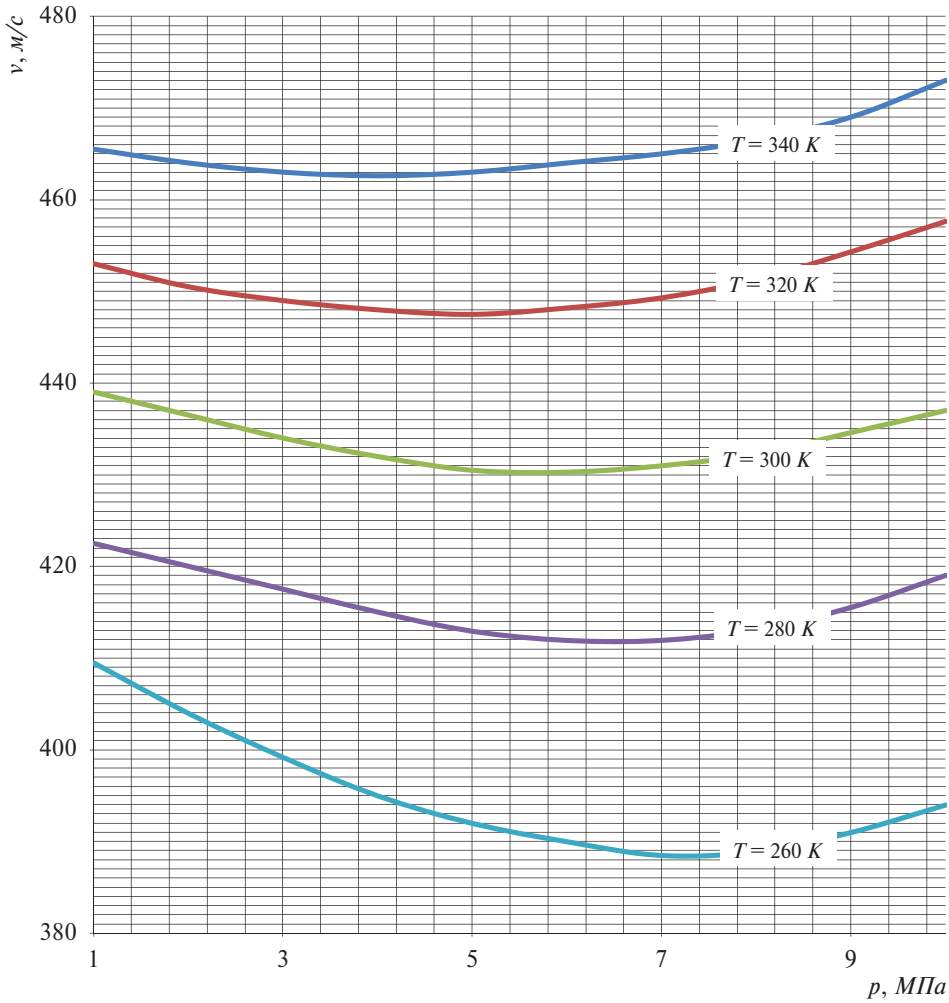
Определение времени опорожнения газопровода



$D_{вн}$ – 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

Окончание приложения 31

Тип ГПА	Тип двигателя	Номинальные параметры		
		Мощность ГТУ N_{e_o}, кВт	КПД ГТУ η_{e_o}	КПД газового компрессора $\eta_{н_o}$
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
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 расчёта располагаемой мощности и расхода топливного газа

Тип ГПА	Номинальная мощность N^0, *МВт*	Номинальный КПД η_e^0	Коэффициент техсостояния по мощности K_N	Коэффициент техсостояния по топливу $K_{ТГ}$	Коэффициент, учитывающий влияние температуры воздуха 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
ГТНР-25И(В)	22,2	0,347	0,95	1,05	2,0
ГТНР-25И(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 Коберра-16МГ	16,0	0,340	0,95	1,05	2,9
ГПА 25 Р Днепр	25,0	0,350	0,95	1,05	2,8

Окончание приложения 32

Тип ГПА	Номинальная мощность N^0, *МВт*	Номинальный КПД η_e^0	Коэффициент техсостояния по мощности K_N	Коэффициент техсостояния по топливу $K_{ТГ}$	Коэффициент, учитывающий влияние температуры воздуха k_t
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 ≤ T_3 ≤ 298 *K*) 3,0 (T_3 > 298 *K*)
ГПА-10Б	10,0	0,330	0,95	1,05	1,3 (T_3 ≤ 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 ≤ T_3 ≤ 313 *K*) 5,4 (T_3 > 313 *K*)
Коберра-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	0 (288 ≤ T_3 ≤ 298 *K*) 2,9 (T_3 < 288 *K*) 2,3 (T_3 > 298 *K*)
ГПА-16 Урал ГПА-16Р Урал	16,0	0,363	0,95	1,05	5,0 (T_3 > 298 *K*) 0 (288 ≤ T_3 ≤ 298 *K*) 2,7 (T_3 < 288 *K*)
ГПА-Ц-16	16,0	0,274	0,95	1,05	2,8
ГПА-Ц-18	18,0	0,294	0,95	1,05	2,8 (T_3 > 293 *K*) 2,1 (T_3 ≤ 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 ≤ T_3 ≤ 298 *K*)
ГПА-16 Волга	16,0	0,365	0,95	1,05	3,3 (T_3 > 288 *K*) 2,7 (T_3 ≤ 288 *K*)
ГПА-Ц-25	25,0	0,345	0,95	1,05	3,5 (T_3 > 288 *K*) 1,4 (263 ≤ T_3 ≤ 288 *K*) 0,6 (T_3 <263 *K*)
ГПА-25 Урал ГПА-25Р Урал	25,0	0,394	0,95	1,05	3,8 (T_3 > 288 *K*) 2,7 (T_3 ≤ 288 *K*)

Технические характеристики некоторых ЦБН и СПЧ

Тип компрессора	Тип ГПА	Тип привода	Номинальная мощность, *МВт*	Давление на выходе $p_{вых}$, *кГс/см*^{2}	$p_{вых}/p_{вх}$	Давление на входе $p_{вх}$, *кГс/см*^{2}	Производительность коммерческая, *млн м*^{3}*/сут*	Производительность объёмная, *м*^{3}*/мин*	Политропный КПД	Номинальная скорость вращения, *об/мин*	Количество рабочих колес	Тип корпуса	Диаметр рабочих колес	Масса ЦКМ, *т*	Завод-изготовитель	Год выпуска
Невский завод (НИКТИТ, Компрессорный комплекс)																
280-11-1(2)	ГТ-700-5	ГТ-700-5	4,25	56,0	1,24(1,278)	45(43,8)	12,5	179(225)	0,84(0,86)	7950	1	Баррель	600(620)	8	НЗЛ	1957
260-13-2	ГТК-5	ГТК-5	4,4	56,0	1,24	45,0	14,3	204	0,87	5500	1	Баррель	845	22	НЗЛ	1966
370-17(14)-1	ГТ-750-6, Аврора, Дон	ГТ-750-6	6,0	76,0	1,24	45,0	20,0	289	0,87	5300	1	Баррель	845	22	НЗЛ	1969
370-18-1	ГТК-10, ГПУ-10	ГТК-10, судовой	10,0	76,0	1,23	62,0	36,0	370	0,85	4800	1	Баррель	845		НЗЛ	1963
235-21-1	ГТК-10 ГПУ-10	ГТК-10, судовой	10,0	76,0	1,44	52,8	18,0	217	0,82	4800	2	Баррель	900		НЗЛ	1979
235-22-1(2)	ГТК-10, ЭГПА-12,5	ГТК-10, СТД-12,5	10,0	76,0	1,32	57,6	24,0	265	0,80	4800	2	Баррель	900		НЗЛ ХЗЭМ	1979
235-23-1	ГТК-10, ГПУ-10	ГТК-10, судовой	10,0	76,0	1,50	50,7	16,0	202	0,81	4800	2	Баррель	900		НЗЛ	1979
235-24-1	ГТК-10, ЭГПА-12,5	ГТК-10, СТД-12,5	10,0	56,0	1,44	38,9	18,0	295	0,82	4800	2	Баррель	900		НЗЛ ХЗЭМ	1979
235-21-3	ЭГПА-12,5	СТД-12,5	10,0	76,0	1,50	50,7	18,5	228	0,85	5000	2	Баррель	900		ХЗЭМ	1979
285-22-1	ЭГПА-12,5	СДГ-12,5	12,5	76,0	1,50	50,7	22,0	275	0,84	5000	2	Баррель	900		НЗЛ	1988
310-21-1	ГПУ-12,5	Судовой	12,5	76,0	1,50	50,7	22,5	282	0,83	5000	2	Баррель	900		НЗЛ	1986
310-24-1	ГПУ-12,5	Судовой	12,5	56,0	1,50	37,3	22,5	378	0,82	5000	2	Баррель	900		НЗЛ	1986
СПЧ 520-21-1	ГТНР-16	ГТНР-16, ДГ-90	16,0	56,0	1,42	39,5	33,0	528	0,81	5200	2	Баррель			НЗЛ	
СПЧ 650-23-1	ГПА-16	ДЖ-59Л$_2$, ДГ-90	16,0	76,0	1,37	55,5	37,0	420	0,834	5200	2	Баррель			НЗЛ	1993

Тип компрессора	Тип ГПА	Тип привода	Номинальная мощность, *МВт*	Давление на выходе $p_{вых}$, *кГс/см*^{2}	$p_{вых}/p_{вх}$	Давление на входе $p_{вх}$, *кГс/см*^{2}	Производительность коммерческая, *млн м*^{3}*/сут*	Производительность объёмная, *м*^{3}*/мин*	Политропный КПД	Номинальная скорость вращения, *об/мин*	Количество рабочих колес	Тип корпуса	Диаметр рабочих колес	Масса ЦКМ, *т*	Завод-изготовитель	Год выпуска
СПЧ 235-28-1	ГПА-16	ДЖ-59Л$_2$	16,0	76,0	1,40	53,5	34,6	408	0,82	5200	2	Баррель			НЗЛ	1994
СПЧ 235-1,45/76-6500	ГРП-12Р Урал	ПС-90	12,0	76,0	1,45	52,4	23,4	284	0,83	6500	2	Баррель			НЗЛ	1995
295-24-1	ГПА-12 Урал	ПС-90	12,0	56,0	1,44	38,9	24,0	400	0,85	6500	2	Баррель			НЗЛ	1996
398-21-1	ГПА-16	ДЖ-59Л2	16,0	76,0	1,44	52,8	33,0	398	0,86	5300	2	Баррель			АООТ «Компресс. компл.»	1986
398-24-1	ГПА-16	ДЖ-59Л2	16,0	56,0	1,44	38,9	32,0	540	0,86	5300	2	Баррель			АООТ «Компресс. компл.»	1986
СПЧ 235-1,4/76-16/5300	ГПА-16РП Урал	ПС-90	16,0	76,0	1,40	53,5	34,5	408	0,83	5300	2	Баррель			АООТ «Компресс. компл.»	1986
650-22-2	ГТН-25	ГТН-25	25,0	76,0	1,50	50,7	47,0	580	0,81	3700	2	Баррель			НЗЛ	1977
395-21-1	ГПА-16	ГТНР-16, ДГ-90	16,0	56,0	1,42	39,5	33,5	540	0,85	5200	2	Баррель			АООТ «Невский завод»	1997
520-12-1	ГТК-10	ГТК-10	10,0	56,0	1,27	44,0	29,0	425	0,85	4600	1	Баррель	985		НЗЛ	1967
370-21-2	ЭГПА-12,5	СТД-12,5	12,5	76,0	1,42	53,5	25,5	300	0,85	4800	2	Баррель			НЗЛ	1994
АО «Сумское машиностроительное научно-производственное объединение им М.В. Фрунзе»																
НЦ-6,3В/76-1,45	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	76,0	1,45	52,4	12,2	150	0,82	8200	2	Баррель	550	7	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1984
НЦ-6,3В/56-1,45	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А		6,3	56,0	1,45	38,6	12,0	206	0,83	8200	2	Баррель	550	7	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1984

Продолжение приложения 33

Тип компрессора	Тип ГПА	Тип привода	Номинальная мощность, *МВт*	Давление на выходе $P_{вых}$, *кГс/см*^{2}	$P_{вых}/P_{вх}$	Давление на входе $P_{вх}$, *кГс/см*^{2}	Производительность коммерческая, *млн м*^{3}*/сут*	Производительность объёмная, *м*^{3}*/мин*	Политропный КПД	Номинальная скорость вращения, *об/мин*	Количество рабочих колес	Тип корпуса	Диаметр рабочих колес	Масса ЦКМ, *т*	Завод-изготовитель	Год выпуска
НЦ-6,3В/41-1,45	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	41,0	1,45	28,3	11,5	272	0,80	8200	2	Баррель	565	7	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1985
НЦ-6,3В/29-1,7	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	29,0	1,70	17,0	7,4	297	0,78	8200	2	Баррель	630		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1985
НЦ-6,3В/76-2,2	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	76,0	2,20	34,5	4,8	91	0,75	8200	5	Баррель	550		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1987
НЦ-6,3/67К-1,7	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	67,0	1,70	39,4	8,0	132	0,80	8200	2	Баррель	590		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1687
НЦ-6,3/67К-2,2	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	67,0	2,20	30,4	4,7	103	0,75	8200	4	Баррель	535		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1986
НЦ-6,3В/41-2,2	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	41,0	2,20	18,6	4,5	170	0,76	8200	5	Баррель	550		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1987
НЦ-6,3В/21-2,2	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	21,0	2,20	9,5	4,5	332	0,77	8200	5	Баррель	550		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1987
НЦ-6,3В/125-2,2	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	125,0	2,20	56,8	4,3	48	0,74	8200	6	Баррель	510		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1985
НЦ-6,3/41-1,45	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	41,0	1,45	28,3	10,7	255	0,78	8200	2	горизонт. разъем	565		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1980
НЦ-6,3/56-1,45(Н-196)	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	56,0	1,45	38,6	10,7	196	0,82	8200	2	горизонт. разъем	545		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1978
НЦ-6,3/76-1,45	ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ, ДТ-71, Д-336	6,3	76,0	1,45	52,4	11,4	149	0,82	8200	2	горизонт. разъем	545		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1979

Тип компрессора	Тип ГПА	Тип привода	Номинальная мощность, *МВт*	Давление на выходе $p_{вых}$, *кГс/см²*	$p_{вых}/p_{вх}$	Давление на входе $p_{вх}$, *кГс/см²*	Производительность коммерческая, *млн м³/сут*	Производительность объёмная, *м³/мин*	Политропный КПД	Номинальная скорость вращения, *об/мин*	Количество рабочих колес	Тип корпуса	Диаметр рабочих колес	Масса ЦКМ, *т*	Завод-изготовитель	Год выпуска
НЦ-6,3/56-1,65	ЭГПА-Ц-6,3	СТДП-6,3	6,3	56,0	1,65	33,9	6,0	130	0,75	7974	3	Баррель	550		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1988
НЦ-6,3В/125-2,2	ЭГПА-Ц-6,3	СТДП-6,3	6,3	125,0	2,20	56,8	4,0	44	0,73	7974	6	Баррель	550		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1989
НЦ-6,3В/150-2,2	ЭГПА-Ц-6,3	СТДП-6,3	6,3	150,0	2,20	68,2	4,0	36	0,71	7692	6	Баррель	550		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1989
НЦ-16/56-1,7	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	56,0	1,70	32,9	19,0	370	0,78	5300	3	Баррель	850	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1985
НЦ-16/76-1,7 (СПЧ)	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	76,0	1,70	44,7	18,0	256	0,70	5300	2	Баррель	900	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1996
НЦ-16/100-1,44	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	100,0	1,44	70,1	32,5	283	0,825	5100	2	Баррель	835	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1982
НЦ-16/100-1,7	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	100,0	1,70	59,4	21,0	214	0,78	5300	3	Баррель	835	30	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1983
НЦ-16/125-1,7	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	125,0	1,70	74,1	18,4	160	0,77	5300	3	Баррель	835	30	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1987
НЦ-16/76-1,44	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	76,0	1,44	52,8	30,0	360	0,83	4900	2	Баррель	835	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1981
НЦ-16/76-1,44	ГПА-Ц-16, ГПУ-16, ГПА-Ц-16АЛ	НК-16СТ, ДЖ-59, ДГ-90, АЯ-31-СТ	16,0	76,0	1,44	52,8	33,0	395	0,83	5300	2	Баррель	850	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1982
НЦ-16/76-1,5	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	76,0	1,50	50,7	28,5	358	0,82	5300	2	Баррель	835	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1985
НЦ-16/76-1,25 (СПЧ)	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	76,0	1,25	60,8	54,0	559	0,83	5200	1	Баррель	890	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1989
НЦ-16/56-1,45	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	56,0	1,45	38,6	31,0	519	0,85	5300	2	Баррель	850	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1985
НЦ-16/41-1,45 (СПЧ)	ГПА-Ц-16	НК-36СТ	16,0	41,0	1,45	28,3	26,5	630	0,82	5300	2	Баррель	835	24	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1986

Продолжение приложения 33

Тип компрессора	Тип ГПА	Тип привода	Номинальная мощность, *МВт*	Давление на выходе $p_{вых}$, *кГс/см²*	$p_{вых}/p_{вх}$	Давление на входе $p_{вх}$, *кГс/см²*	Производительность коммерческая, *млн м³/сут*	Производительность объёмная, *м³/мин*	Политропный КПД	Номинальная скорость вращения, *об/мин*	Количество рабочих колес	Тип корпуса	Диаметр рабочих колес	Масса ЦКМ, *т*	Завод-изготовитель	Год выпуска
НЦ-16/41-2,2	ГПА-Ц-16	НК-36СТ	16,0	41,0	2,20	18,6	11,5	421	0,75	5300	4	Баррель	850	30	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1988
НЦ-16/21-2,2	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	21,0	2,20	9,5	12,3	897	0,75	5300	4	Баррель	850	30	СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1988
НЦ-25/76-1,5	ГПА-Ц-25	НК-36СТ	25,0	76,0	1,50	50,7	46,5	581	0,85	5000	2	Баррель	930		СМ НПО им. М.В. Фрунзе	1995
НЦ-16С/85-1,5	ГПА-Ц-16	ГПА-Ц-16	16,0	85,0	1,5	56,7	29,4	332	0,85	5200						
АО «Турбомоторный завод»																
Н-16-76-1,44	ГНТ-16	ГНТ-16	16,0	76,0	1,44	52,8	30,7	368	0,80	6500	1	с вертикальным разъемом	900		АО «Турбомоторный завод»	1984
Н-16-76-1,37	ГНТ-16	ГНТ-16	16,0	76,0	1,37	55,5	36,5	416	0,82	6380	1	с вертикальным разъемом	900		АО «Турбомоторный завод»	1984
Н-16-76-1,25	ГНТ-16	ГНТ-16	16,0	76,0	1,25	60,8	51,0	566	0,84	6180	1	с вертикальным разъемом	1000		АО «Турбомоторный завод»	1984
Н-300	ГТ-6-750	ГТ-6-750	6,0	56,0	1,23	45,0	18,0	260	0,84	6150	1	с вертикальным разъемом	782	20	АО «Турбомоторный завод»	
Н-6-76	ГТН-6	ГТН-6	6,3	76,0	1,23	61,8	21,0	218	0,82	6100	1	с вертикальным разъемом	780	20	АО «Турбомоторный завод»	
Н-6-56	ГТН-6	ГТН-6	6,3	56,0	1,23	45,5	21,5	303	0,85	6100	1	с вертикальным разъемом	780	20	АО «Турбомоторный завод»	
Н-6-41	ГТН-6	ГТН-6	6,3	41,0	1,23	33,1	19,5	418	0,85	6100	1	с вертикальным разъемом	780	20	АО «Турбомоторный завод»	

Тип компрессора	Тип ГПА	Тип привода	Номинальная мощность, *МВт*	Давление на выходе $p_{вых}$, *кГс/см²*	$p_{вых}/p_{вх}$	Давление на входе $p_{вх}$, *кГс/см²*	Производительность коммерческая, *млн м³/сут*	Производительность объёмная, *м³/мин*	Политропный КПД	Номинальная скорость вращения, *об/мин*	Количество рабочих колес	Тип корпуса	Диаметр рабочих колес	Масса ЦКМ, *т*	Завод-изготовитель	Год выпуска
Н-6-28	ГТН-6	ГТН-6	6,3	28,0	1,24	22,6	20,0	610	0,85	6100	1	с вертикальным разъемом	900	20	АО «Турбомоторный завод»	
Н-6-15-1,35	ГТН-6	ГТН-6	6,3	15,0	1,35	11,5	11,4	796	0,80	6100	1	с вертикальным разъемом	900	20	АО «Турбомоторный завод»	
Н-6-66-1,3	ГТН-6	ГТН-6	6,3	66,0	1,30	50,8	12,0	180	0,70	6200	1	с вертикальным разъемом	900		АО «Турбомоторный завод»	
Н-6-41-1,35	ГТН-6	ГТН-6	6,3	41,0	1,35	30,5	11,8	305	0,73	6000	1	с вертикальным разъемом	900		АО «Турбомоторный завод»	
Н-6-25-1,35	ГТН-6	ГТН-6	6,3	25,0	1,35	18,5	9,7	500	0,73	6050	1	с вертикальным разъемом	900		АО «Турбомоторный завод»	
АО «НИИтурбокомпрессор» (г. Казань)																
НЦ-16/76-1,44	НЦ-16/76-1,44 Волга		16,0	76,0	1,44	52,8	33,4	400	0,85	5300	2	Баррель			Казань	1997–1998

Приложение 34

Значения средних температур наружного (атмосферного) воздуха в различных пунктах по СНиП 23-01-99

Наименование пунктов	Температура наружного воздуха, °С																
	средняя по месяцам												средняя по кварталам				средняя 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, °С																
	средняя по месяцам												средняя по кварталам				средняя 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 г. Александров Гай	-11,0 -12,7	-11,4 -12,1	-4,8 -4,9	6,6 7,9	15,0 16,3	19,4 21,0	21,4 23,6	19,9 22,0	14,0 14,9	5,4 6,1	-2,0 -1,7	-8,3 -8,3	-9,1 -9,9	13,7 15,1	18,4 20,2	-1,6 -1,3	5,3 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 г. Ивдель г. Каменск-Уральский г. Туринск	-15,5 -19,1 -16,2 -18,0	-13,6 -16,7 -14,7 -16,2	-6,9 -8,4 -7,5 -8,3	2,7 1,4 3,5 3,0	10,0 7,6 11,2 10,8	15,1 13,9 16,2 15,7	17,2 16,6 18,1 17,8	14,9 13,9 15,7 15,0	9,2 7,8 9,9 9,5	1,2 -0,6 1,9 0,9	-6,8 -8,8 -6,5 -7,7	-13,1 -16,3 -13,5 -14,8	-12,0 -14,7 -12,8 14,2	9,3 7,6 10,3 7,5	13,8 12,8 14,6 14,1	-6,2 -8,6 -6,0 -7,2	1,2 -0,7 1,5 0,6
Смоленская обл. г. Вязьма г. Смоленск	-9,8 -9,4	-9,0 -8,4	-4,3 -4,0	4,3 4,4	11,3 11,6	15,4 15,7	16,6 17,1	15,4 15,9	10,2 10,4	4,1 4,5	-1,9 -1,0	-6,4 -5,8	-8,1 -7,9	10,5 10,8	14,5 15,0	-1,9 -1,6	3,8 4,1
Ставропольский край г. Ставрополь г. Кисловодск	-3,2 -3,3	-2,3 -2,4	1,3 1,5	9,3 8,0	15,3 13,0	19,3 16,2	21,9 18,6	21,2 18,2	16,1 13,9	9,6 8,3	4,1 3,2	-0,5 -1,1	-1,4 -2,4	14,6 12,4	19,7 16,9	4,4 3,4	9,1 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 г. Надым г. Сосьва	-19,2 -24,5 -22,7	-16,9 -24,0 -20,4	-9,4 -16,8 -12,4	0,7 -8,8 -1,8	7,7 -1,0 5,2	14,7 8,8 12,3	17,6 15,5 16,1	14,5 11,4 12,8	8,9 5,6 6,6	0,2 -5,4 -2,5	-9,8 -16,1 -12,8	-17,0 -21,9 -20,2	-15,2 -21,8 -18,4	7,7 -0,3 5,2	13,7 10,8 11,8	-8,9 -14,5 -11,8	-0,7 -6,4 -3,3
г. Сургут Ханты-Мансийской АО г. Тарко-Сале Ямало-Ненецкий АО г. Тобольск г. Тюмень г. Уренгой	-22,0 -25,1 -19,7 -17,4 -26,4	-19,6 -24,4 -17,5 -16,1 -26,4	-13,3 -18,0 -9,1 -7,7 -19,2	-3,5 -8,1 1,6 3,2 -10,3	4,1 -0,7 9,6 11,0 -2,6	13,0 9,8 15,2 15,7 8,4	16,9 15,8 18,3 18,2 15,4	14,0 12,0 14,6 14,8 11,3	7,8 6,0 9,3 9,7 5,2	-1,4 -5,0 0,0 1,0 -6,3	-13,2 -16,8 -8,4 -7,9 -18,2	-20,3 -23,1 -15,6 -13,7 -24,0	-18,3 -22,5 -15,4 -13,7 -24,0	4,5 0,3 8,8 10,0 -1,5	12,9 11,3 14,1 14,2 10,6	-11,6 -15,0 -8,0 -6,9 -16,2	-3,1 -6,5 -0,1 0,9 -7,8
Республика Удмуртия г. Глазов г. Ижевск г. Сарапул	-14,9 -14,6 -14,3	-14,0 -13,3 -13,5	-8,0 -6,7 -7,3	2,0 3,3 3,0	9,9 11,3 11,5	15,8 16,4 17,1	17,8 18,5 18,9	15,4 16,4 16,8	9,1 10,1 10,4	1,8 2,1 2,7	-6,2 -5,1 -5,5	-12,6 -11,6 -12,2	-12,3 -11,5 -11,7	9,2 10,3 10,5	14,1 15,0 15,4	-5,7 -4,9 -5,0	1,3 2,3 2,3
Челябинская обл. г. Верхнеуральск г. Челябинск	-16,4 -15,8	-15,9 -14,3	-9,0 -7,4	2,9 3,9	11,1 11,9	15,9 16,8	17,6 18,4	15,5 16,2	9,8 10,7	1,5 2,4	-6,5 -6,2	-14,0 -12,9	-13,8 -12,5	10,0 10,9	14,3 15,1	-6,3 -5,6	1,0 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, °С																
	средняя по месяцам												средняя по кварталам				средняя 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 объёма газа на одно срабатывание пневмокрана, $м^3$
50	0,03
80	0,07
100	0,16
150	0,50
200	0,90
250	0,70
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	$Н^{о}_{мг}$, *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

Окончание приложения 36

Тип ГПА	Тип двигателя	$Н^{о}_{мг}$, *кг у.т./(кВт·ч)*
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 16Р Урал; 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
ГТНР-25И (С)	M 5322 R (C)	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, °*C*												Среднегодовая температура, °*C*
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
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, °*С*												Среднегодовая температура, °*С*
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
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
Издель	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
Каракалпакская 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

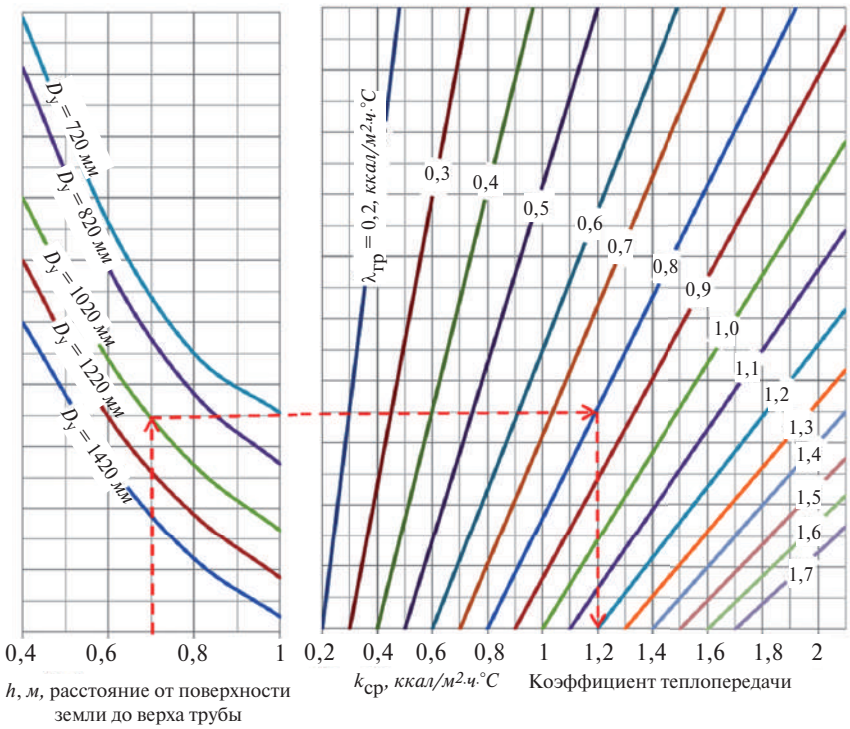
Пункты	Глубина грунта, *м*	Среднемесячная температура, °*C*												Среднегодовая температура, °*C*
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Мурманск	0,8 1,2 1,6	-2,4 -0,6 0,7	-2,6 -1,1 0,3	-2,3 -1,5 0,2	-1,2 -0,5 0,1	0,6 0,1 0,2	5,4 2,8 1,3	10,2 9,7 7,6	10,8 9,7 7,6	7,1 7,2 6,8	3,2 4,5 5,2	1,2 1,7 2,8	-1,4 0,5 1,4	2,4 2,6 2,7
Надым–Уренгой	0,4 0,8 1,6	-9,3 -6,6 -2,5	-9,4 -8,8 -4,6	-8,6 -6,8 -5,6	-7,6 -5,4 -4,4	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –	– – –
Одесса	0,8 1,2 2,4	4,0 5,4 9,5	2,8 4,0 7,8	3,2 3,9 6,5	6,7 6,3 6,3	11,7 10,3 8,2	15,4 13,7 10,8	18,4 16,6 13,1	19,5 17,9 15,1	18,3 17,3 15,9	15,0 15,6 15,2	10,7 11,9 13,6	6,5 8,2 11,5	11,0 11,0 11,0
Орёл	0,8 1,2 1,6	1,0 2,2 3,6	0,3 1,4 2,5	0,2 1,0 1,1	1,4 1,4 2,0	7,4 5,8 4,9	12,6 10,7 9,1	15,6 13,8 12,1	16,2 14,8 13,5	13,7 13,4 13,0	9,5 10,2 10,7	5,2 6,6 7,7	2,1 3,7 5,1	7,1 7,1 7,1
Пенза	0,4 0,8 1,6	-2,3 0,4 3,4	-2,7 -0,4 2,4	-1,7 -0,4 1,9	1,4 0,7 1,9	9,6 7,0 4,7	15,3 12,5 8,8	18,4 15,7 11,7	18,1 16,4 13,3	13,9 14,0 13,0	7,5 9,4 10,6	2,4 5,0 7,5	-0,7 2,1 5,1	6,6 6,9 7,0
Пермь	0,4 0,8 1,6	-0,4 0,6 2,4	-0,8 0,2 1,7	-0,6 -0,1 1,3	0,6 0,2 1,1	6,8 4,0 2,3	12,6 9,6 6,1	15,9 12,9 9,1	15,4 13,6 10,8	10,6 10,8 10,4	5,3 6,7 8,2	1,8 3,3 5,5	0,1 1,4 3,6	5,6 5,3 5,2
Ростов-на-Дону	0,8 1,2 1,6	2,4 5,1 6,7	1,8 3,9 5,4	2,1 3,6 4,7	6,3 5,8 5,8	12,8 10,4 9,3	17,2 14,4 12,8	20,0 17,2 15,4	20,8 18,5 17,0	18,2 17,6 16,9	13,8 13,6 13,9	9,2 11,1 12,2	5,3 7,6 9,2	10,8 10,7 10,8
Самарканд	0,8 1,2 1,6	5,1 7,2 9,0	5,3 6,7 8,0	7,9 8,1 8,6	12,1 11,2 10,8	17,6 15,6 14,4	22,4 20,1 18,2	25,8 23,4 21,2	26,2 24,5 22,6	23,5 23,1 22,0	18,4 19,2 19,5	12,4 14,2 15,6	7,6 9,8 11,7	15,4 15,3 15,1
Саратов	0,8 1,2 1,6	0,8 2,3 3,7	0,1 1,4 2,7	0,0 1,1 2,2	1,6 1,9 2,4	7,4 6,1 5,3	12,0 10,1 8,8	14,9 13,0 11,4	15,9 14,4 12,9	14,1 13,6 12,9	10,1 10,7 11,0	5,7 7,3 8,3	2,5 4,2 5,7	7,1 7,2 7,3
Свердловск	0,4 0,8 1,9	-0,8 0,6 2,4	-1,2 0,0 1,7	-0,9 -0,1 1,2	1,0 0,7 1,2	6,9 5,1 3,2	12,2 9,8 6,7	15,0 12,9 9,7	14,6 13,5 11,1	11,2 11,4 10,7	5,9 7,3 8,5	1,9 3,6 5,6	0,1 1,7 3,6	5,5 5,5 5,5
Сыктывкар	0,4 0,8 1,9	-0,8 0,6 2,4	-1,2 0,0 1,7	-0,9 -0,1 1,2	1,0 0,7 1,2	6,9 5,1 3,2	12,2 9,8 6,7	15,0 12,9 9,7	14,6 13,5 11,1	11,2 11,4 10,7	5,9 7,3 8,5	1,9 3,6 5,6	0,1 1,7 3,6	5,5 5,5 5,5
Сочи	0,8 1,2 1,6	8,9 10,1 11,2		,6 9,0 9,6	11,6 11,0 11,0	15,3 14,1 13,4	19,0 17,4 16,2	22,2 20,3 18,9	23,6 22,0 20,8	22,2 21,5 21,0	18,7 19,0 19,2	15,1 16,0 16,8	11,2 12,4 13,5	15,4 15,1 15,1
Ставрополь	0,4 0,8 1,6	1,2 3,0 5,0	1,3 1,9 4,0	2,7 2,5 3,8	7,7 6,0 5,3	13,8 11,5 8,8	17,9 15,4 12,2	20,3 17,6 14,4	19,6 17,6 15,7	15,4 15,3 15,1	11,4 12,2 12,7	6,0 7,8 9,7	2,8 4,6 6,8	10,0 9,6 9,5
Тамбов	0,8 1,2 1,6	0,0 1,2 4,2	-1,2 0,6 3,4	-0,9 0,4 2,5	1,7 1,3 2,3	10,0 8,7 5,7	15,8 13,3 9,6	19,1 18,8 12,3	17,6 16,7 13,3	13,3 13,9 12,7	7,6 1,5 10,5	2,7 5,1 7,8	0,6 2,4 5,6	7,2 7,5 7,5
Ташкент	0,8 1,2 1,6	4,1 6,8 9,6	4,5 6,2 8,2	7,7 8,2 8,9	13,3 12,3 11,7	19,3 17,2 15,7	25,0 22,3 20,0	29,3 26,4 23,9	29,7 27,8 25,7	26,1 25,6 24,8	19,6 21,2 21,5	12,4 15,5 16,9	7,0 10,4 12,7	16,3 16,7 16,6

Окончание приложения 37

Пункты	Глубина грунта, *м*	Среднемесячная температура, °*С*												Среднегодовая температура, °*С*
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
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



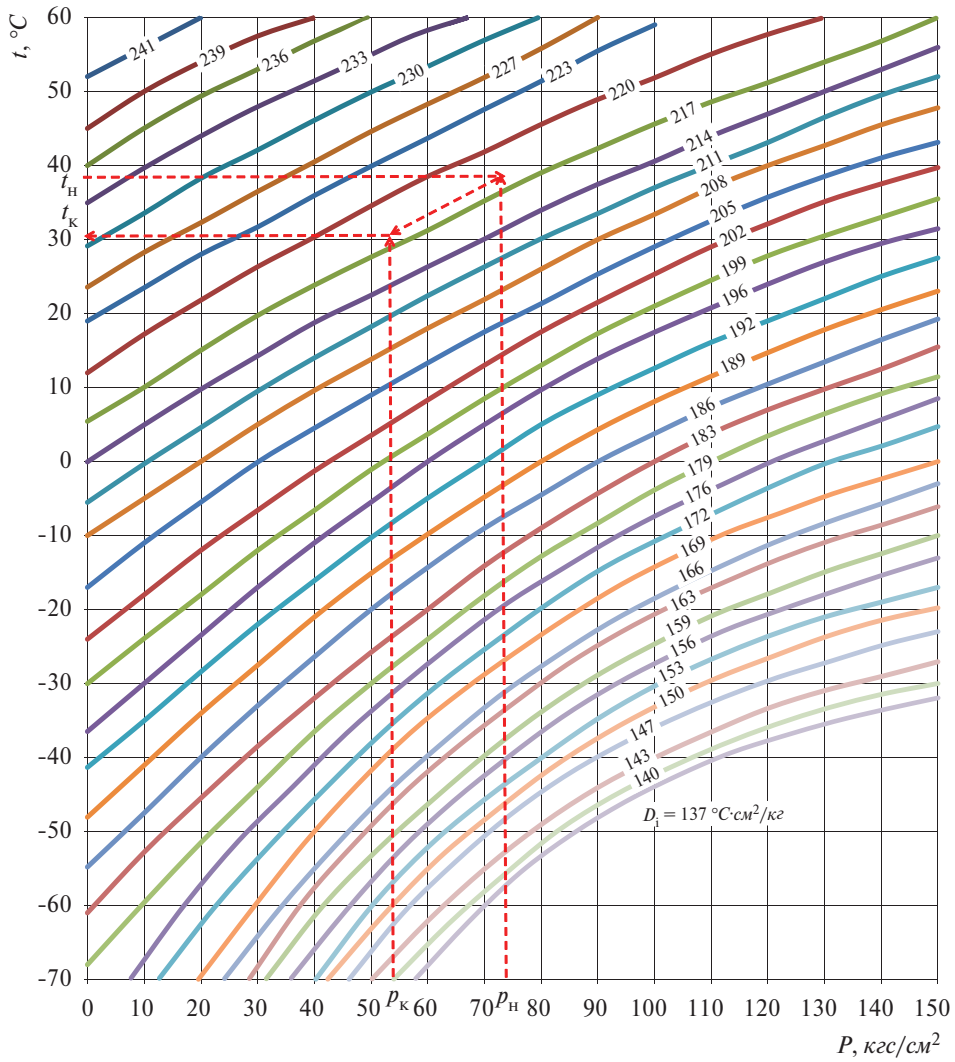
Приложение 39

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

Объёмный вес, *т/м*^{3}	Суммарная влажность грунта, *доли ед.*	Коэффициент теплопроводности грунта, *ккал/(м*^{2}*·ч·°С)*						Объёмная теплоёмкость грунта, *м*^{3}*·°С*	
		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	0,10	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 расчёта газопровода

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta z_{ср} T_{ср}}}$
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

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta z_{ср} T_{ср}}}$
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

Продолжение приложения 42

$d_{\text{нар}} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_{\text{T}} = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}}$
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
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	0,7829
426×1	5,9438	9,7478	0,7730

$d_{\text{нар}} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_{\text{T}} = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}}$
920×9	47,975	78,679	6,2394
920×10	47,696	78,221	6,2030
920×11	47,411	77,754	6,1660
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

Окончание приложения 42

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta z_{ср} T_{ср}}}$
478×4	8,8084	14,446	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

$d_{нар} \cdot \delta$	$d^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6}$	$k_T = 1{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{1}{\Delta z_{ср} T_{ср}}}$
529×7	11,173	18,324	1,4531
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
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

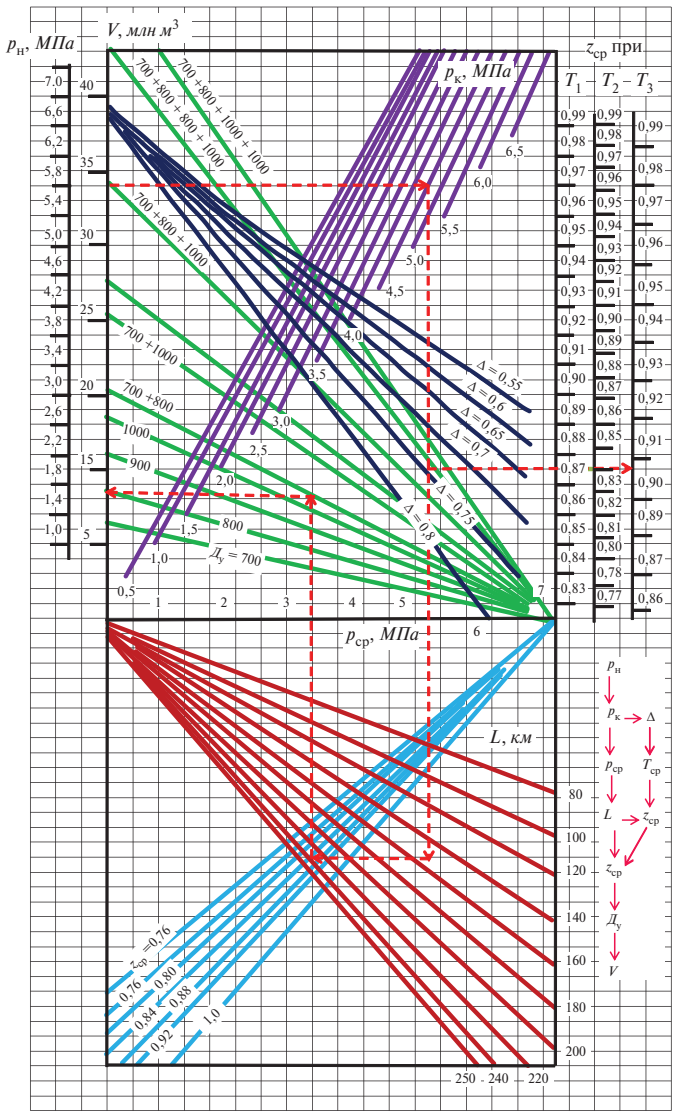
Приложение 43

Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \le 1000$ *мм* и $L \le 250$ *км*

$T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K*

$T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K*

$T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*



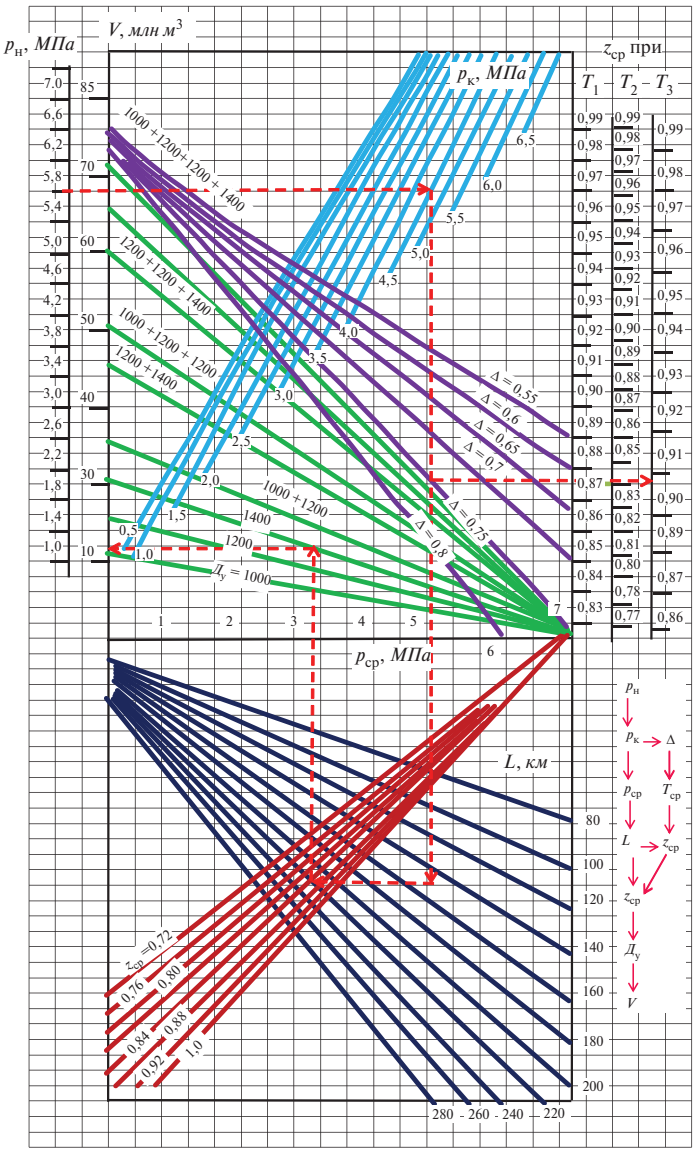
Приложение 44

Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \geq 1000$ *мм* и $L \leq 250$ *км*

$T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K*

$T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K*

$T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*



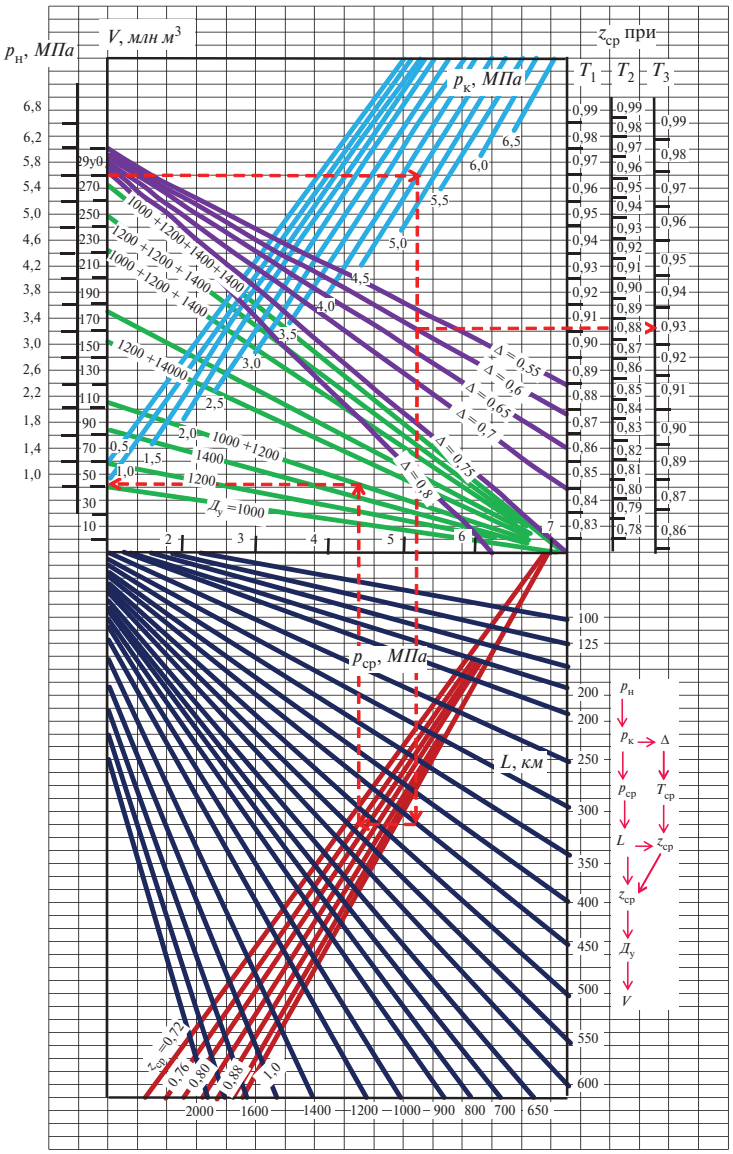
Приложение 45

Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_у \le 1000$ *мм* и $L \le 2000$ *км*

$T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K*

$T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K*

$T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*



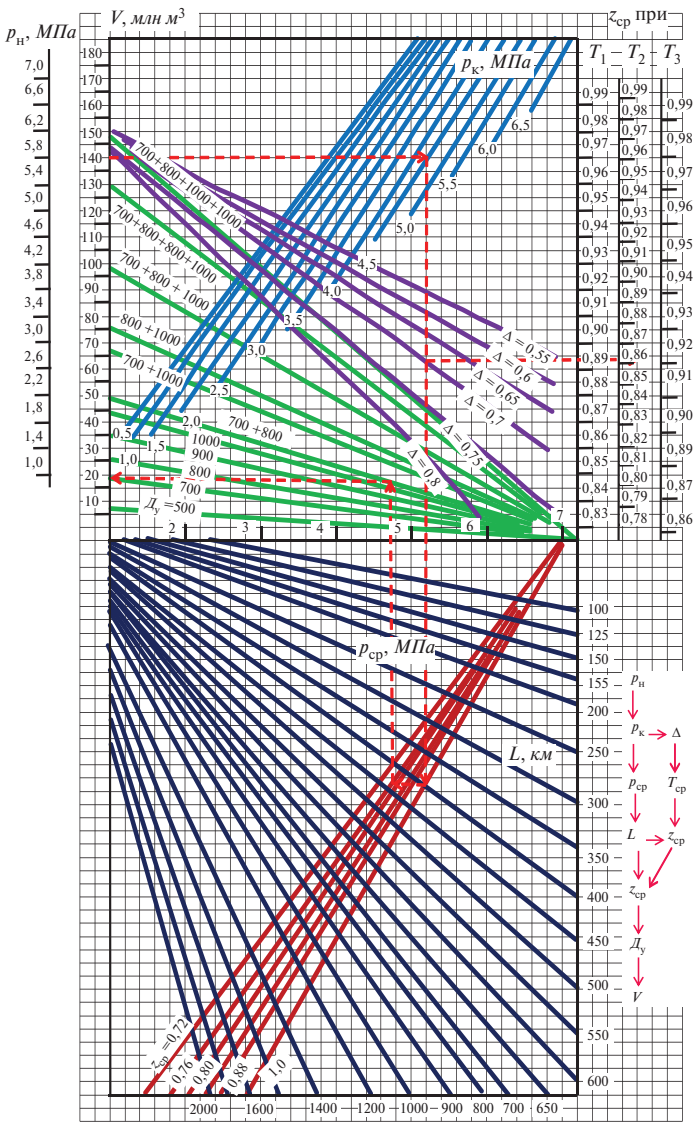
Приложение 46

Определение среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_у \geq 1000$ *мм* и $L \leq 2000$ *км*

$T_{ср.} = T_1 = 298–323$ *K*

$T_{ср.} = T_2 = 283–298$ *K*

$T_{ср.} = T_3 = 332–348$ *K*



Приложение 47

Перечень зон входа в ЕСГ

Номер	Название зоны	Название месторождений (точки входа), относящихся к зоне входа
1	Ямбург	Ямбургское
		Харвутинское
		Анерьяха
		Находкинское
		Уренгойское (север)
		Северо-Уренгойское
		Юрхаровское
		Песцовое
2	Пуровская	Уренгойское (центр)
		Самбургское
3	Уренгой	Уренгойское (юг)
		Ен-Яхинское
		Ново-Уренгойское
		Восточно-Уренгойское
		Береговое
		Ево-Яхинское
		Северо-Есетинское
		Яро-Яхинское
		Тазовское
4	Пангоды	Юбилейное
		Ямсовейское
		Медвежье
5	Тарко-Сале	Западно-Таркосалинское
		Восточно-Таркосалинское
		Ханчейское
		Юмантыльское
		Северо-Губкинское
		Стерховое
		Хадырьяхинское
		Пырейное
6	Губкинская	Губкинское
		Тарасовское
		Губкинский ГПЗ
		Комсомольское
		Вьюжное

Продолжение приложения 47

Номер	Название зоны	Название месторождений (точки входа), относящихся к зоне входа
		Северо-Комсомольское
		Вынгаяхинское
		Еты-Пуровское
		Муравленковское
7	Вынгапур	Ноябрьское ГПП (Муравленковский ГПЗ и пр.)
		Вынгапуровское
		Вынгапуровский ГПЗ
		Новогоднее
8	Таёжная	Красноленинский ГПЗ
9	Нижневартовский	Нижневартовский ГПЗ
		Белозерный ГПК (ГПЗ)
10	Вертикос	Северо-Васюганское
		Мыльджинское
		Лугинецкое
11	Вуктыл	Вуктыльское
		Печорокожвинское
		Сосногорский ГПЗ
12	Оренбург	Оренбургский ГПЗ
13	Астрахань	Астраханский ГПЗ
14	Локосово	Локосовский ГПК (ГПЗ)
15	Южно-Балыкск	Южно-Балыкский ГПК
16	Заполярное	Заполярное
		Южно-Русское
17	Бованенковское	Бованенковское
18	Берёзовская	Сысконсыньинское
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

Окончание приложения 47

Номер	Название зоны	Название месторождений (точки входа), относящихся к зоне входа
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 выхода из 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

Продолжение приложения 48

Номер	Наименование зон выхода
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
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 (север)

Окончание приложения 48

Номер	Наименование зон выхода
64.2	Ханты-Мансийский автономный округ (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).*

Продолжение приложения 49

Единицы измерения объёмного 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

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 расчётах 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.*

Продолжение приложения 49

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.

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;*

Продолжение приложения 49

- *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 объёму

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.*

Продолжение приложения 49

Единицы измерения теплоёмкости газа

Удельная теплоёмкость

$1\ Дж/(кг\cdot К) = 1\ Дж/(кг\cdot °С) = 10\cdot 104\ эрг/(г\cdot К) = 10\cdot 104\ эрг/(г\cdot °С) = 2{,}388\cdot 10^{-4}\ кал/(г\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-4}\ кал/(г\cdot °С)$

$1\ Дж/(кг\cdot °С) = 1\ Дж/(кг\cdot К) = 10\cdot 10^{4}\ эрг/(г\cdot К) = 10\cdot 10^{4}\ эрг/(г\cdot °С) = 2{,}388\cdot 10^{-4}\ кал/(г\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-4}\ кал/(г\cdot °С)$

$1\ эрг/(кг\cdot К) = 1\cdot 10^{-4}\ Дж/(кг\cdot °С) = 1\cdot 10^{-4}\ Дж/(кг\cdot К) = 1\ эрг/(г\cdot °С) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/(г\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/\ (г\cdot °С)$

$1\ эрг/(г\cdot °С) = 1\cdot 10^{-4}\ Дж/(кг\cdot °С) = 1\cdot 10^{-4}\ Дж/(г\cdot К) = 1\ эрг/(г\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/(г\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/\ (г\cdot °С)$

$1\ кал/(г\cdot К) = 4186{,}8\ Дж/(кг\cdot °С) = 4186{,}8\ Дж/(кг\cdot К) = 41{,}868\cdot 10^{6}\ эрг/(г\cdot К) = 41{,}868\cdot 10^{6}\ эрг/(г\cdot °С) = 1\ кал/(г\cdot °С)$

$1\ кал/(г\cdot °С) = 4186{,}8\ Дж/(кг\cdot °С) = 4186{,}8\ Дж/(кг\cdot К) = 41{,}868\cdot 10^{6}\ эрг/(г\cdot К) = 41{,}868\cdot 10^{6}\ эрг/(г\cdot °С) = 1\ кал/(г\cdot К)$

Объёмная теплоёмкость

$1\ Дж/(м^{3}\cdot К) = 1\ Дж/(м^{3}\cdot °С) = 10\ эрг/(см^{3}\cdot К) = 10\ эрг/(м^{3}\cdot °С) = 2{,}388\cdot 10^{-6}\ кал/(м^{3}\cdot °С) = 2{,}388\cdot 10^{-6}\ кал/(см^{3}\cdot °С)$

$1\ Дж/(м^{3}\cdot °С) = 1\ Дж/(м^{3}\cdot К) = 10\ эрг/\ (см^{3}\cdot К) = 10\ эрг/(см^{3}\cdot °С) = 2{,}388\cdot 10^{-6}\ кал/(см^{3}\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-6}\ кал/(см^{3}\cdot °С)$

$1\ эрг/(см^{3}\cdot К) = 0{,}1\ Дж/(м^{3}\cdot °С) = 0{,}1\ Дж/\ (м^{3}\cdot К) = 1\ эрг/(см^{3}\cdot °С) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/(см^{3}\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/(см^{3}\cdot °С)$

$1\ эрг/(см^{3}\cdot °С) = 0{,}1\ Дж/(м^{3}\cdot °С) = 0{,}1\ Дж/(м^{3}\cdot К) = 1\ эрг/(см^{3}\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/(см^{3}\cdot К) = 2{,}388\cdot 10^{-8}\ кал/(см^{3}\cdot °С)$

$1\ кал/(см^{3}\cdot К) = 4{,}1868\cdot 10^{-6}\ Дж/(м^{3}\cdot °С) = 4{,}1868\cdot 10^{-6}\ Дж/(м^{3}\cdot К) = 41{,}868\cdot 10^{-6}\ эрг/(см^{3}\cdot К) = 41{,}868\cdot 10^{-6}\ эрг/(см^{3}\cdot °С) = 1\ кал/(см^{3}\cdot °С)$

Продолжение приложения 49

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)

Молярная теплоёмкость

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;*

Продолжение приложения 49

- *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;*
- *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 объёма 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^2

Продолжение приложения 49

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;*
- *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)=

Окончание приложения 49

= 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) = $2{,}39 \cdot 10^{-3}$ 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;*
- *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.*



Посягин Борис Сергеевич родился 26 ноября 1944 года в селе Курья Малмыжского района Кировской области. В 1967 году окончил Уфимский нефтяной институт по специальности «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз».

С 1967 по 1975 год работал в районных управлениях магистрального газопровода Средняя Азия – Центр, а с 1975 года – в производственном объединении «Саратовтрансгаз» Главюгтрансгаза Министерства газовой промышленности СССР. В 1981–1985 годах – начальник отдела по эксплуатации компрессорных станций Главюгтрансгаза, с 1985 по 1988 год – заместитель начальника Главвостоктрансгаза. С 1988 года – заместитель генерального директора «Государственного предприятия «Волготрансгаз», а с 1992 года – заместитель генерального директора производственного предприятия «Мострансгаз». В 1994 году возглавил дочернее предприятие «Центральное производственно-диспетчерское управление» РАО «Газпром». С 1997 по 2003 год – начальник Центрального производственно-диспетчерского управления ОАО «Газпром». С 2003 года – начальник Центрального производственно-диспетчерского департамента ОАО «Газпром».

Почётный работник газовой промышленности, Ветеран труда газовой промышленности, Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награждён медалью «За доблестный труд в ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина», орденом «За заслуги перед Отечеством» II степени. За особые заслуги при обеспечении поставок природного газа и многолетнюю добросовестную работу награждён орденом Дружбы (Указ Президента РФ от 11 октября 2009 г. № 1141), а также высшим знаком отличия ОАО «Газпром» «За особые заслуги». Лауреат премии ОАО «Газпром» в области науки и техники 2010, 2014 гг. Кандидат технических наук.



Герке Виктор Георгиевич родился 19 апреля 1951 года в г. Бельцы Молдавской ССР. В 1973 году окончил Брянский институт транспортного машиностроения по специальности «Турбиностроение».

С 1973 по 1978 год работал в Александров-Гайском линейном производственном управлении магистральных газопроводов производственного объединения «Саратовтрансгаз», с 1978 по 1989 год – главный инженер Хустского линейно-производственного управления магистральных газопроводов производственного объединения «Прикарпаттрансгаз». В 1989 году назначен начальником производственно-диспетчерского отдела производственно-технического предприятия «Липецкгазэнергоремонт» предприятия «Мострансгаз». С 1992 по 1998 год работал заместителем начальника отдела по эксплуатации компрессорных станций, начальником технического отдела предприятия «Мострансгаз».

С 1998 по 2011 год работал в Центральном производственно-диспетчерском департаменте ОАО «Газпром», в том числе в должности начальника диспетчерско-технологического управления. С ноября 2011 года и по настоящее время работает в ООО «НИИгазэкономика».

Почётный работник газовой промышленности, Ветеран труда газовой промышленности. Награждён памятной медалью «За строительство газопровода «Союз».

Лауреат премии ОАО «Газпром» в области науки и техники за 2006, 2010, 2013 гг.

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ
ДЛЯ РАБОТНИКОВ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ
ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Ответственный за выпуск *С.А. Дроздова*
Компьютерная верстка *Ю.Е. Шипилова, А.И. Шалобановой*
Корректура *А.В. Казаковой, В.И. Кортиковой, О.Я. Проскуриной*

Подписано в печать 03.08.2015 г.
Формат 70×100/16. Тираж 1000 экз.
Уч.-изд. л. 77,0. Заказ 133720.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-72.

Отпечатано в ООО «ИПП «КУНА»

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