ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ГАЗПРОМ”

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ДОКУМЕНТЫ НОРМАТИВНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ
ОАО “ГАЗПРОМ”

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

СТО Газпром 2-3.5-051-2006

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ГАЗПРОМ”

Общество с ограниченной ответственностью
“Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ”

Общество с ограниченной ответственностью
“Информационно-рекламный центр газовой промышленности”

Москва 2006

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Обществом с ограниченной ответственностью “Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ” , Открытым акционерным обществом “Гипроспецгаз”, Открытым акционерным обществом “Гипрогазцентр”, Дочерним открытым акционерным обществом“Оргэнергогаз”
2 ВНЕСЕН	Управлением проектирования и нормирования Департамента инвестиций и строительства ОАО “Газпром”
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Распоряжением ОАО “Газпром” от 30 декабря 2005 г. № 437

© ОАО “Газпром”, 2006
© Разработка ООО “ВНИИГАЗ”, 2006
© Оформление ООО “ИРЦ Газпром”, 2006

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО “Газпром”

СОДЕРЖАНИЕ

Введение VIII
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 6
4 Сокращения 11
5 Общие положения 15
6 Линейные сооружения 18
6.1 Общие требования 18
6.2 Переходы и перемычки 21
6.3 Узлы редуцирования 22
6.4 Узлы очистки полости газопроводов 24
6.5 Запорная арматура 26
6.6 Электроснабжение линейных потребителей 28
6.7 Телемеханизация линейной части 29
6.8 Диагностика линейной части магистральных газопроводов 29
7 Компрессорные станции 31
7.1 Общие требования 31
7.2 Узел подключения и шлейфы 33
7.3 Установки компримирования газа (Группа газоперекачивающих агрегатов) 34
7.4 Установки очистки газа 36
7.5 Установки охлаждения газа 37
7.6 Трубопроводы технологического газа 37
7.7 Установка подготовки газа топливного, пускового, импульсного и собственных нужд 40
7.8 Установки воздухоснабжения и азота 41
7.9 Система маслоснабжения и горючесмазочных материалов. 42
7.10 Контроль и автоматика 43
7.11 Электроснабжение 46
7.12 Теплоснабжение. 50
7.13 Вентиляция и кондиционирование воздуха 51

8 Станции охлаждения газа 52
8.1 Общие требования 52
8.2 Парокомпрессионные СОГ 53
8.3 Турбодетандерные СОГ 56
8.4 Рекуперативные СОГ 57
8.5 Вспомогательные системы для парокомпрессионных холодильных машин 57
8.5.1 Технология 57
8.5.2 Склады хладагента 59
8.5.3 Факельная система 59
8.6 Вспомогательные системы для турбодетандерных и рекуперативных холодильных установок 61
8.7 Предохранительные клапаны 61
8.8 Системы теплоснабжения, отопления и вентиляции 61
8.9 Системы контроля и управления 61
9 Газораспределительные станции 62
9.1 Общие положения 62
9.2 Узел переключения 64
9.3 Узел очистки газа 64
9.4 Узел предотвращения гидратообразования 65
9.5 Узел редуцирования газа 66
9.6 Узел учета газа 66
9.7 Узел одоризации газа 67
9.8 Узел отбора газа на собственные нужды 68
9.9 Узел подготовки импульсного (питающего) газа 68
9.10 Система автоматического управления, связи и телемеханики 68
9.11 Электроснабжение, электрооборудование, электроосвещение, молниезащита и заземление 69
9.12 Защита от коррозии 70
9.13 Системы отопления и вентиляции 70
9.14 ГРС малой производительности 71
10 Газоизмерительные станции 72
10.1 Общие требования 72
10.2 Трубопроводы 75
10.3 Система автоматического управления, связи и телемеханики 75

11 Технологическая связь 78
12 Защита от коррозии и коррозионного растрескивания труб под напряжением (КРН) 83
12.1 Общие положения 83
12.2 Антикоррозионные защитные покрытия газопроводов 84
12.3 Электрохимическая защита 85
12.3.1 Система ЭХЗ 85
12.3.2 Установки катодной защиты 87
12.3.3 Установки протекторной защиты 89
12.3.4 Установки дренажной защиты 89
12.3.5 Контрольно-измерительные пункты 90
12.3.6 Коррозионный мониторинг 91
12.4 Защита газопроводов от коррозионного растрескивания труб под напряжением (КРН) 92
13 Требования пожарной безопасности 93
14 Охрана труда и промышленная безопасность 94
14.1 Охрана труда 94
14.2 Промышленная безопасность и анализ риска 95
15 Охрана окружающей среды 97
16 Требования к проектированию инженерных и технических средств охраны 105
16.1 Общие требования 105
16.2 Требования к инженерным и техническим средствам охраны 105
17 Принципы принятия решений по реконструкции магистральных газопроводов 109
18 Гидравлические и тепловые расчеты магистральных газопроводов 114
18.1 Общие требования 114
18.2 Теплофизические характеристики природных газов 115
18.3 Определение пропускной способности и производительности газопроводов 116
18.4 Обеспечение надежности при выборе проектного варианта магистрального газопровода 119
18.5 Расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков газотранспортных систем и магистральных газопроводов 121
18. 6 Тепловой расчет газопроводов 123

18.7 Расчет режимов работы компрессорных станций 131
18.7.1 Расчет располагаемой мощности ГПА 131
18.7.2 Расчет параметров газовых компрессоров 133
18.7.3 Расчет расхода топливного газа 137
18.7.4 Указания по определению параметров ГПА 138
18.7.5 Указания по определению параметров установки охлаждения (АВО) газа 140
Приложение А (рекомендуемое) Нормативная и методическая документация, рекомендуемая к использованию при технологическом проектировании магистральных газопроводов 142
А.1 Федеральные законы 142
А.2 Строительные нормы и правила 143
А.3 Свод правил 144
А.4 Руководящие документы 145
А.5 Нормы, инструкции, положения, руководства 151
А.6 Постановления, правила, методики 154
А.7 Государственные стандарты 159
Приложение Б (рекомендуемое) Система контроля качества строительных и монтажных работ 162
Б.1 Организации, участвующие в контроле качества 162
Б.2 Фазы производственного контроля качества строительства 162
Б.3 Основные работы и конструкции, подлежащие контролю качества 165
Приложение В (рекомендуемое) Требования к расчету численности обслуживающего персонала 166
Приложение Г (рекомендуемое) Классификация производственных и складских зданий, помещений, сооружений и наружных установок объектов магистральных газопроводов по их взрыво- и пожароопасности 168
Приложение Д (рекомендуемое) Значение параметров и коэффициентов технического состояния ГТУ для расчета располагаемой мощности и расхода топливного газа 179
Приложение Е (справочное) Зависимость барометрического давления и поправки мощности ГТУ от геометрической высоты над уровнем моря 181

Приложение Ж (рекомендуемое) Порядок формирования проектных решений по магистральным газопроводам (укрупненно) 182
Приложение И (справочное) Рекомендации по использованию коэффициентов технического состояния 183
Приложение К (справочное) Формы представления характеристик ЦБН 185
К.1 Типичная диаграмма режимов ЦБН 185
К. 2 Формы представления характеристик ЦБН 186
Библиография 187

ВВЕДЕНИЕ

СТО Газпром "Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов" разработаны на основании Перечня приоритетных научно-технических проблем ОАО "Газпром" на 2002-2006 гг., утвержденного Председателем Правления ОАО "Газпром" А.Б. Миллером (АМ-2121 от 15.04.02), п. 12.1 "Разработка и совершенствование научно-технической, нормативно-методической и нормативно-правовой документации по освоению газовых и газоконденсатных месторождений, проектированию, строительству и эксплуатации, повышению эксплуатационной надежности и безопасности, продлению ресурса объектов газовой промышленности".

Целью разработки настоящего стандарта является повышение эффективности и надежности проектируемых и реконструируемых магистральных газопроводов с применением прогрессивных технологических и научно-технических решений.

СТО Газпром "Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» разработаны ООО "ВНИИГАЗ" (разделы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 12, 14, 15, 16, 17, 18), ОАО "Гипроспецгаз" (разделы 6,7), ОАО "Гипрогазцентр" (разделы 10, 11, 13; подразделы 6.7 и 7.10), ДОАО "Оргэнергогаз" (раздел 9), при участии Управления проектирования и нормирования ОАО "Газпром", ООО "Газнадзор", ОАО "ЮЖНИИгипрогаз".

Разработка выполнена авторским коллективом в составе: Сафонов В.С., Леонтьев Е.В., Щуровский В.А., Галиуллин З.Т., Одишария Г.Э., Исмаилов И.А., Стурейко О.П., Синицин Ю.Н., Барцев И.В., Мутовин Ю.Г., Трегубов И.А., Карпов С.В., Петров Н.А., Фатрахманов Ф.К., Городниченко В.И., Алексашин А.В., Челазнов А.А., Даки Н.В., Акопова Г.С., Харионовский В.В., Черний В.П., Терехов А.Л., Бухгалтер Э.Б., Девичев В.В., Трегуб И.В. – ООО "ВНИИГАЗ"; Мещерин И.В., Герке В.Г., Арабей А.Б., Поддубский С.В., Пугаченко В.Н. – ОАО "Газпром"; Ефимов А.И., Гурин В.Ф. – Служба безопасности ОАО "Газпром"; Чернов А.Н., Бояринов Г.С. – ОАО "Гипроспецгаз"; Котляров В.В., Реунов А.В., Французова Т.Б., Калинин А.А., Громов Н.Н., Лискевич С.В., Обмелюхин Ю.А. – ОАО "Гипрогазцентр"; Клищевская В.М., Есин Ю.И., Цыбулько Н.И. – ДОАО "Оргэнергогаз"; Медведев В.Н., Кузнецов В.В., Шапиро В.Д. – ООО "Газнадзор"; Анисимов В.М., Ландо А.С., Фирсов А.Г. – ОАО "ЮЖНИИгипрогаз"; Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. – РГУНГ им. И.М. Губкина.

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГАЗПРОМ"

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Дата введения – 2006-07-03

1 Область применения

1.1 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов (далее – Нормы) устанавливают технологические требования к проектированию технологических объектов, входящих в состав магистральных и других газопроводов.

1.2 Настоящие Нормы являются обязательными при технологическом проектировании новых и реконструкции действующих газопроводов.

При проектировании расширения или реконструкции действующих предприятий требования настоящих Норм распространяются только на расширяемую или реконструируемую часть.

1.3 Настоящие Нормы должны соблюдаться при проектировании магистральных газопроводов условным диаметром 1400 мм включительно (DN 1400 по ГОСТ 28338), по которым транспортируется природный или попутный нефтяной газ с избыточным давлением свыше 1,18 МПа (12 кГс/см^2) до 15 МПа (153 кГс/см^2) включительно.

1.4 Требования настоящих Норм не распространяются на проектирование предприятий хранения и транспортировки сжиженных газов, предприятий по добыче и хранению природного газа (головные сооружения, установки комплексной и предварительной подготовки газа), магистральные газопроводы, по которым транспортируется агрессивный к металлам газ (содержащий сероводород или пылевидные частицы серы).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.563.2-97 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств

Издание официальное

ГОСТ 9.602-89	Единая система защиты от коррозии и старения материалов и изделий (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 12.0.001-82	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения
ГОСТ 12.0.003-74	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.001-89	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Ультразвук. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.002-84	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах
ГОСТ 12.1.003-83	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.
ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.006-84	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
ГОСТ 12.1.010-76	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывоопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.012-90	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.2.016.1-91 – 12.2.016.5-91	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.2.085-02	Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные
ГОСТ 12.3.002-75	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.009-83	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
ГОСТ 12.4.010-75	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия
ГОСТ 12.4.023-84	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Щитки защитные лицевые. Общие технические требования и методы контроля
ГОСТ 12.4.024-76	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Обувь специальная виброзащитная. Общие технические требования
ГОСТ 12.4.032-77	Обувь специальная кожаная для защиты от повышенных температур. Технические условия
ГОСТ 12.4.035-78	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Щитки защитные лицевые для электросварщиков. Технические условия
ГОСТ 12.4.044-87	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы женские для защиты от повышенных температур. Технические условия
ГОСТ 12.4.045-87	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы мужские для защиты от повышенных температур. Технические условия
ГОСТ 12.4.132-83	Халаты мужские. Технические условия
ГОСТ 12.4.137-84	Обувь специальная кожаная для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия
ГОСТ 12.4.183-91	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Материалы для средств защиты рук. Технические требования
ГОСТ 21.101-97	Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ 356-80 (СТ СЭВ 253-76)	Давления условные, пробные и рабочие
ГОСТ 2939-63 (Переиздание: январь 1975 г.)	Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 4401-81	Атмосфера стандартная. Параметры
ГОСТ 5542-87	Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия
ГОСТ 13109-97	Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
ГОСТ 17310-02	Газы. Пикнометрический метод определения плотности
ГОСТ 18917-82	Газ горючий природный. Метод отбора проб
ГОСТ 27577-2000	Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия
ГОСТ 28775-90	Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия
ГОСТ 28338-89	Соединения трубопроводов и арматуры. Проходы условные
ГОСТ 29335-92	Костюмы мужские для защиты от пониженных температур. Технические условия
ГОСТ 29338-92	Костюмы женские для защиты от пониженных температур. Технические условия
ГОСТ 30319.0-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения
ГОСТ 30319.1-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки
ГОСТ 30319.2-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости
ГОСТ 30319.3-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния
ГОСТ 51583-00	Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие требования
ГОСТ Р 12.0.006-02	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие требования к управлению охраной труда в организации

ГОСТ Р 12.4.013-97	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Очки защитные. Общие технические условия
ГОСТ Р 12.4.196-99	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы изолирующие. Общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ Р 12.4.208-99	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Наушники. Общие технические требования. Методы испытаний
ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89)	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества
ГОСТ Р 50775-95 (МЭК 839-1-1-88)	Системы тревожной сигнализации. Часть 1. Общие требования. Раздел 1. Общие положения
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ Р 51241-98	Средства и системы контроля и управления доступом. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний
ГОСТ Р 51330.9-99 (МЭК 60079-10-95)	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон
ГОСТ Р 51330.11-99 (МЭК 60079-12-78)	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам
ГОСТ Р 51558-2000	Системы охранные телевизионные. Общие технические требования и методы испытаний

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **баланс газа в газопроводе (в системе газоснабжения)**: Сравнительный итог поступлений газа, отборов, затрат на собственные нужды и потерь, а также изменений объемов газа в трубопроводах.

3.2 **газоперекачивающий агрегат (ГПА):** Установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

3.3 **газопровод:** Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

3.4 **газопровод магистральный:** 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.

3.5 **газопровод-отвод:** Газопровод, предназначенный для подачи газа от распределительных или магистральных газопроводов до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов или отдельных потребителей.

3.6 **газопровод-перемычка:** Газопровод, соединяющий между собой магистральные газопроводы или системы и предназначенный для обеспечения межсистемных перетоков.

3.7 **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.

3.8 **газопровод распределительный высокого давления:** Газопровод, обеспечивающий некомпримируемую подачу газа от магистрального газопровода или других объектов ЕСГ (ПХГ, месторождения) в отводы или до ГРС крупных потребителей.

3.9 **давление рабочее (нормативное):** Устанавливаемое проектом наибольшее избыточное внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода (СНиП 2.05.06 [1]); определяется по сечению на выходном трубопроводе газового компрессора.

3.10 **давление рабочее максимально разрешенное:** Устанавливаемая безопасная величина внутреннего избыточного давления, вводимая на объектах магистрального газопровода после

завершения строительства или реконструкции, проведения аварийно-восстановительных или ремонтных работ на основании результатов испытаний, дефектоскопии, обследований и расчетов на прочность.

3.11 **Единая система газоснабжения:** Имущественный производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения, поставок газа и находящийся 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.

3.12 **изоляция газопровода антикоррозионная:** Наружное покрытие трубы, предназначенное для защиты от почвенной коррозии.

3.13 **коридор магистральных газопроводов технический:** Совокупность магистральных газопроводов (или участков) и систем магистральных газопроводов (в том числе с различным рабочим давлением), обеспечивающих транспорт газа в едином направлении (транспортном потоке), проложенных параллельно по одной трассе.

3.14 **КПД ГТУ номинальный в станционных условиях:** КПД, рассчитанный для условий по ГОСТ 28775: при температуре и давлении атмосферного воздуха – плюс 15 °С и 0,1013 МПа, без отборов сжатого воздуха и с учетом гидравлических сопротивлений трактов (входного и выхлопного), при отсутствии утилизационного теплообменника.

3.15 **компрессор газовый:** Компрессорная машина, преобразующая механическую энергию привода в энергию сжатого газа; различаются по способу преобразования энергии: центробежные (нагнетатели – ЦБН), поршневые, винтовые и другие.

3.16 **КПД газового компрессора (нагнетателя) политропный:** Отношение удельной полезной политропной работы (политропного напора) к разности энтальпий (полному напору), определяемым по параметрам газа, измеренным в сечениях входного и выходного патрубков (фланцев).

3.17 **лупинг:** Трубопровод, проложенный на отдельных участках газопровода параллельно основному, для увеличения производительности и/или давления, а также надежности его работы.

3.18 **мощность ГТУ (ГПА) номинальная в станционных условиях:** Мощность на муфте ГТУ в условиях по ГОСТ 28775: при температуре и давлении атмосферного воздуха – плюс 15 °С и 0,1013 МПа, без отборов сжатого воздуха и с учетом гидравлических сопротивлений трактов (входного и выхлопного), при отсутствии утилизационного теплообменника.

3.19 **мощность КС (КЦ) установленная (рабочая):** Сумма мощностей ГПА, установленных (работающих) на КС (КЦ), измеряемых на муфтах газовых компрессоров (нагнетателей).

3.20 **мощность располагаемая:** Максимальная рабочая мощность на муфте газового компрессора (нагнетателя), которую может развивать привод в конкретных станционных условиях.

3.21 **надежность проектируемого газопровода магистрального:** Свойство проектируемого магистрального газопровода транспортировать газ в заданных объемах, не допуская ситуаций, опасных для людей и окружающей среды; является комплексным свойством, включающим безотказность, долговечность, ремонтопригодность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

3.22 **надежность проектируемого газопровода магистрального системная:** Свойства проектируемого магистрального газопровода, отражающие его влияние (после ввода в эксплуатацию) на режимы эксплуатации и надежность (участка газотранспортной системы) Единой системы газоснабжения.

3.23 **надежность Единой системы газоснабжения:** Свойство Единой системы газоснабжения осуществлять бесперебойное снабжение потребителей газом требуемого качества, не допуская ситуаций, опасных для людей и окружающей среды; является комплексным свойством, включающим безотказность, долговечность, ремонтопригодность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

3.24 **переход надземный:** Газопровод, сооружаемый над естественным или искусственным препятствиями.

3.25 **переход подземный:** Газопровод, сооружаемый под естественным или искусственным препятствиями.

3.26 **потенциально опасные участки:** Участки магистральных газопроводов, расположенные в слабонесущих, пучинистых, вечномерзлых грунтах, на территориях с эндогенными и экзогенными процессами (оползни, эрозия, тектонические разломы, сейсмические явления, сели, лавины), с условиями, способствующими возникновению коррозионного растрескивания труб под напряжением (КРН), а также особо ответственные участки магистральных газопроводов, такие как переходы через автомобильные и железные дороги, подводные переходы, надземные переходы и др.

3.27 **производительность газопровода:** Количество газа $м^3$ при условиях по ГОСТ 2939: 293,15 К и 0,1013 МПа, транспортируемого по газопроводу за расчетный период (год, сезон, квартал, месяц).

3.28 **производительность проектная:** Производительность газопровода, принятая в проекте.

3.29 **пропускная способность газопровода (участка газопровода):** Расчетное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчетных параметрах: граничных условиях в начале и в конце газопровода, рабочем давлении по трассе, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т.п.

3.30 **пропускная способность проектная:** Пропускная способность, принятая в проекте.

3.31 **реконструкция магистрального газопровода:** Совокупность мер по полному или частичному переустройству магистрального газопровода с целью повышения его полезных свойств и технико-экономических показателей.

3.32 **система газотранспортная:** Совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы ЕСГ, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

3.33 **система магистральных газопроводов**: Совокупность магистральных газопроводов, состоящая из двух и более ниток или участков магистральных газопроводов с одинаковым рабочим давлением, связанных внутрисистемными перемычками и допускающими эксплуатацию (и, как правило, работающих) в совместном гидравлическом режиме (или с различными уровнями рабочего давления, если элементы системы соединены через узлы редуцирования).

3.34 **средства охраны инженерные:** Конструкции, сооружения, ограждения, запорные устройства и механизмы, препятствующие несанкционированному проникновению на охраняемые объекты, а также предназначенные для повышения эффективности применения технических средств охраны и действий сотрудников службы безопасности.

3.35 **средства охраны технические**: Охранная, охранно-пожарная, тревожная сигнализация, периметральная охранная сигнализация, средства оповещения, системы охранные телевизионные, средства и системы контроля и управления доступом, средства охранного освещения, интегрированные комплексные системы, программное обеспечение и другие средства, предназначенные для защиты личности и имущества.

3.36 **станция газоизмерительная:** Совокупность технологического оборудования, средств и систем для измерения расхода и качественных показателей и коммерческого учета количества природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам и поставляемого потребителям.

3.37 **станция газораспределительная:** Совокупность технологического оборудования для снижения давления, очистки, одоризации и учета количества газа перед подачей его потребителю.

3.38 **станция компрессорная:** Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

3.39 **степень повышения давления (степень сжатия):** Отношение абсолютных давлений газа, измеренных в сечениях выходного и входного патрубков (фланцев) компрессора.

3.40 **степень повышения температуры:** Отношение абсолютных температур газа на выходе и входе компрессора.

3.41 **технически возможная производительность (ТВП) эксплуатируемого магистрального газопровода:** Способность магистрального газопровода обеспечить в конкретный временной период транспортировку объемов газа от пункта приемки газа до пункта его сдачи, определенных исходя из технического состояния газопровода и допустимых технологических режимов транспортировки газа, с учетом плановых остановок для проведения ремонтных и диагностических работ, закладываемых в проекте.

3.42 **транспорт газа:** Технологический процесс подачи газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

3.43 **трубопроводы технологические основного назначения:** Трубопроводы, предназначенные для транспортировки газа в пределах промплощадки объекта (КС, СОГ, ГИС, ГРС) для выполнения основных технологических процессов (очистки, компримирования, охлаждения, измерения, редуцирования и т.д.).

3.44 **трубопроводы технологические вспомогательного назначения (вспомогательные):** Трубопроводы, предназначенные для транспортировки в пределах промплощадки объекта (КС, СОГ, ГИС, ГРС) различных веществ (масел, воды, пара, горючего и т.д.), используемых для обеспечения технологических процессов.

3.45 **узел редуцирования газа:** Совокупность оборудования, предназначенного для непрерывного снижения и автоматического поддержания заданного давления газа.

3.46 **“узкое место”:** Объект газотранспортной системы (магистральный газопровод, газопровод-отвод, газопровод-перемычка, распределительный газопровод или их участок, компрессорная станция, ГПА, станция подземного хранения газа, ГИС, узел редуцирования газа, ГРС и т.д.), техническое состояние которого не позволяет обеспечить поддержание проектных параметров по пропускной способности участка или в целом ГТС.

3.47 **цех компрессорный:** Составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

4 Сокращения

ААЗК	автоматы аварийного закрытия кранов
АБП	агрегат бесперебойного питания
АВО	аппарат воздушного охлаждения
АВР	автоматическое включение резерва
АДЭС	аварийная дизельная электростанция
АЗ	анодное заземление
АКТС	автоматическая коммутируемая телефонная сеть
АПВ	автоматическое повторное включение
АРМ	автоматизация рабочих мест
АСКУЭ	автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
АСУ Э	автоматизированная система управления энергоснабжением
АТП	автоматизация технологических процессов
АТС	автоматическая телефонная станция
АУПС	автоматическая установка пожарной сигнализации
АУПТ	автоматическая установка пожаротушения
ВКО	высокая коррозионная опасность
ВКС	видеоконференцсвязь
ВЛ	воздушная линия электропередач
ВРД	ведомственный руководящий документ
ГИС	газоизмерительная станция
ГМК	газомотокомпрессор
ГОСТ	государственный общероссийский стандарт
ГПА	газоперекачивающий агрегат
ГПП	главная понижающая подстанция
ГРС	газораспределительная станция
ГС	головные сооружения
ГСИ	государственная система обеспечения единства измерений
ГСМ	горючесмазочные материалы
ГТС	газотранспортная система
ГТУ	газотурбинная установка
ДКС	дожимная компрессорная станция

ДЛО	дома линейных обходчиков
ДО	дом оператора
ДП	диспетчерский пункт
ЕВСПД ВУ	Единая Ведомственная Сеть Передачи Данных Верхнего Уровня
ЕСГ	единая система газоснабжения
ЕСЗКС	единая система защиты от коррозии и старения материалов и изделий
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
ИСО	инженерные средства охраны
ИТ	измерительный трубопровод
ИТСО	инженерно-технические средства охраны
КИП и А	контрольно-измерительные приборы и автоматика
КПД	коэффициент полезного действия
КПП	контрольно-пропускной пункт
КПТМ	контрольные пункты телемеханики
КРН	коррозионное растрескивание труб под напряжением
КС	компрессорная станция
КТП	комплексные трансформаторные подстанции
КТС	комплекс технических средств
КЦ	компрессорный цех
ЛВС	локальные вычислительные сети
ЛПУ МГ	линейное производственное управление магистральных газопроводов
ЛЧ	линейная часть
ЛЭП	линия электропередачи
ЛЭС	линейная эксплуатационная служба
МГ	магистральный газопровод
НД	нормативная документация
НДС	напряженно-деформированное состояние
ННБ	наклонно-направленное бурение
НПБ	нормы пожарной безопасности
НПВ	нижний концентрационный предел воспламенения
НТП МГ	нормы технологического проектирования магистральных газопроводов
ОС	охранная сигнализация
ОСОДУ	отраслевая система оперативно-диспетчерского управления ЕСГ России
ОСТ	отраслевой стандарт
ПДК	предельно-допустимая концентрация

ПК	персональный компьютер
ПКО	повышенная коррозионная опасность
ПОУ	потенциально-опасные участки
ППБ	правила пожарной безопасности
ПС	пожарная сигнализация
ПСД	проектно-сметная документация
ПТК АС	программно-технический комплекс автоматизированной системы
ПТС	программно-технические средства
ПУ	пульт управления
ПУЭ	правила устройства электроустановок
ПХГ	подземное хранилище газа
ПХД	производственно-хозяйственная деятельность
ПЭБ	производственно-эксплуатационные блоки
ПЭВМ	персональная электронно-вычислительная машина
ПЭМ	производственный экологический мониторинг
РД	руководящий документ
РСПД	Региональные Сети Передачи Данных
СанПиН	санитарные правила и нормы
САУ	система автоматического управления
СвСС	связь сетевых совещаний
СЗЗ	санитарно-защитные зоны
СКУД	система контроля и управления доступом
СМГ	система магистральных газопроводов
СН	строительные нормы
СНиП	строительные нормы и правила
СОГ	станция охлаждения газа
СОТ	система охранная телевизионная
СПДС	система проектной документации для строительства
СПС и ТС	система постовой связи и тревожной сигнализации
ССБТ	система стандартов безопасности труда
СТ и А	схема технологии и автоматики
ТВП	технически возможная производительность газопровода
ТК МГ	технический коридор магистральных газопроводов

ТО	терминал оператора
ТОР	техническое обслуживание и ремонт
ТС	тревожная сигнализация
ТСО	технические средства охраны
ТУ	технические условия
ТЭО	технико-экономическое обоснование
УДЗ	установка дренажной защиты
УКВ	ультракороткие волны
УКЗ	установка катодной защиты
УПЗ	установка протекторной защиты
УПТПГ	установка подготовки газа топливного, пускового, импульсного и собственных нужд
УРГ	узлы редуцирования газа
ЦБН	центробежный нагнетатель
ЦДП	центрально-диспетчерский пункт
ЦДС	центральная диспетчерская связь
ЦОГ	цех осушки газа
ЦПДД	центральный производственно-диспетчерский департамент
ЦПО	центральный пункт охраны
ЦРП	центральный распределительный пункт
ЭГПА	электроприводной ГПА
ЭМО	электромагнитная обстановка
ЭМС	электромагнитная совместимость
ЭСН	электростанция собственных нужд
ЭХЗ	электрохимзащита

5 Общие положения

5.1 При проектировании газопровод рассматривается как объект ЕСГ, находящийся в технологическом и режимном взаимодействии с другими объектами системы.

5.2 К основным технологическим параметрам магистрального газопровода относятся: годовая производительность, диаметр, рабочее давление, протяженность, число КС, степень сжатия, температура охлаждения газа на КС.

5.3 Технологические параметры проектируемых газопроводов определяются по результатам оптимизационных расчетов, как правило, в предпроектной и проектной документации.

5.4 В состав магистральных газопроводов входят следующие сооружения:

- линейная часть (ЛЧ), включая трубопровод с отводами, лупингами, перемычками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, противоэрозионными и защитными сооружениями, узлами запуска и приема очистных устройств и дефектоскопов, узлами сбора и хранения конденсата, устройствами для ввода метанола в газопровод;

- линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики, автоматизированные системы управления технологическими процессами, устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;

- компрессорные станции (КС) и узлы их подключения, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), станции охлаждения газа (СОГ);

- газораспределительные станции (ГРС), узлы редуцирования газа (УРГ), газоизмерительные станции (ГИС);

- системы электроснабжения, электростанции собственных нужд (ЭСН), линии электропередач, подстанции, распредустройства, системы релейных защит и автоматики;

- установки электрохимической защиты (ЭХЗ) газопроводов от коррозии; линии электропередачи, предназначенные для обслуживания газопроводов;

- здания и сооружения;

- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопроводов, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов.

5.5 Проектирование газопроводов следует выполнять на основании задания на проектирование, составленного исходя из требований СНиП 11-01 [2].

5.6 Перечень нормативных и методических документов, рекомендуемых к использованию при технологическом проектировании магистральных газопроводов, приведен в приложении А настоящих Норм.

5.7 Размещение объектов МГ, содержание их территории и генпланы должны соответствовать требованиям СП 2.2.1.1312 [3].

5.8 Вдоль трассы газопровода, а также вокруг компрессорных и газораспределительных станций, газоизмерительных станций и узлов редуцирования газа следует предусматривать минимально допустимые расстояния до МГ и его объектов согласно СНиП 2.05.06 [1] с учетом охранной зоны в соответствии с требованиями "Правил охраны магистральных трубопроводов" [4].

5.9 Расчет и выбор стальных труб и соединительных деталей для сухопутных магистральных газопроводов и технологических трубопроводов на рабочее давление до 10 МПа следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06 [1], СП 101-34 [5], Р 51-31323949-58 [6], СНиП 2.04.12 [7] и СНиП 3.05.05 [8], на рабочее давление свыше 10 МПа – в соответствии со специально разрабатываемыми нормативными документами.

При комплектации технологической обвязки объектов КС в блочно-комплектном исполнении заводского изготовления технические требования к выбору труб, сварке и контролю стыков технологических блоков должны определяться заводом-изготовителем совместно с проектной организацией прежде всего с позиций нормативных требований, принятых ОАО "Газпром".

5.10 Проектирование и строительство морских магистральных газопроводов следует выполнять в соответствии со специально разрабатываемыми нормативными документами или разрешенными к применению зарубежными стандартами.

5.11 В случае, если магистральный газопровод состоит из сухопутного и морского участков, границей между ними является охранный кран на морском берегу.

5.12 При выборе материала труб с учетом климатических условий районов строительства за расчетную температуру строительства следует принимать значения средней температуры воздуха за наиболее холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92 согласно СНиП 23-01 [9].

При выборе материала труб с учетом условий эксплуатации расчетную температуру эксплуатации следует принимать в порядке, установленном Р 51-31323949-58 [6].

5.13 Должен быть предусмотрен контроль качества строительных и монтажных работ в объеме, рекомендованном в приложении Б настоящих Норм.

5.14 Предельно-допустимый суммарный объем транспортируемого газа в пределах одного технического коридора и расстояние между этими коридорами устанавливаются согласно СНиП 2.01.51.

5.15 Режим работы магистральных газопроводов непрерывный, круглосуточный, круглогодичный.

5.16 Срок безопасной эксплуатации проектируемого или реконструируемого объектов магистрального газопровода определяется проектом с учетом Федеральных законов "О техническом регулировании" [10] и "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [11], постановления Правительства Российской Федерации "О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации" [12], РД 03-484 [13], нормативов и стандартов, регламентирующих назначение сроков службы объектов и производств, и из условий экономической целесообразности эксплуатации газопровода, а также заданием на проектирование.

5.17 Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен удовлетворять требованиям ОСТ 51.40 [14]. Глубина осушки и очистки газа должна быть такой, чтобы исключались условия появления жидкой фазы в магистральном газопроводе. Для предотвращения этого необходимо, чтобы точка росы газа по влаге и углеводородам была на 5–7 К ниже наиболее низкой температуры газа при его транспортировке по газопроводу.

5.18 Для оценки качества природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, в проекте следует предусматривать мониторинг на головных КС, на границах газотранспортных предприятий и на газопроводах подключения независимых поставщиков – до смешения потоков газа и после него.

5.19 Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечения безопасности проведения газоопасных и огневых работ на газопроводах следует предусматривать применение азотных технологий для заполнения и вытеснения газа из участков технологических и магистральных газопроводов.

5.20 При разработке предпроектной и проектной документации в каждый раздел следует включать перечень используемых при проектировании данного раздела нормативных документов.

5.21 Расчет численности обслуживающего персонала на объектах магистральных газопроводов следует проводить в соответствии с рекомендациями приложения В настоящих Норм.

5.22 Основные материалы и оборудование, предусматриваемые в проекте, должны иметь разрешение на применение ОАО "Газпром".

6 Линейные сооружения

6.1 Общие требования

6.1.1 Требования настоящего раздела распространяются на линейную часть газопровода, в состав которой входят:

- трубопровод;
- отводы, лупинги, перемычки;
- запорная арматура;
- переходы через естественные и искусственные препятствия;
- противоэрозионные и защитные сооружения;
- узлы редуцирования газа;
- узлы запуска и приема очистных устройств;
- конденсатосборники и устройства для ввода метанола;
- опознавательные знаки и сигнальные знаки обозначения трассы.

6.1.2 Необходимость и количество домов линейных обходчиков (ДЛО) определяются расчетами, обосновывающими материалами.

6.1.3 Расстояние между трубопроводами в технологических коридорах магистральных газопроводов следует выбирать в соответствии со СНиП 2.05.06 [1].

6.1.4 При необходимости обеспечения и поддержания высокого уровня гидравлической эффективности заданием на проектирование следует предусматривать применение труб с внутренним гладкостным покрытием и периодическую очистку полости газопровода (без прекращения подачи газа) очистными устройствами, не подвергающими внутреннее гладкостное покрытие труб механическим повреждениям.

6.1.5 Для сокращения времени ремонтно-восстановительных работ следует предусматривать аварийный запас оборудования, труб и материалов в соответствии с ВРД 39-1.10-031 [15].

6.1.6 Для обслуживания газопровода в проекте следует предусматривать сооружения для обеспечения проезда вдоль трассы. Необходимость устройства площадок для посадки вертолетов у линейных кранов обосновывается проектом. В труднодоступных районах, определяемых гидрогеологическими условиями, при прокладке в одном техническом коридоре двух и более магистральных газопроводов в проекте следует предусматривать вдольтрассовую дорогу круглогодичного действия или вертолетно-самолетное обслуживание (со строительством аэродромов).

Необходимость сооружения дорог и строительства аэродромов (или вертолетных площадок) следует обосновывать в проекте.

6.1.7 При проектировании пересечений и сближений газопроводов с воздушными линиями электропередач, не входящих в состав газопроводов, в том числе, расположения по отношению к ним продувочных свечей, следует руководствоваться требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ) [16].

6.1.8 При прокладке силовых кабелей и кабелей связи, пересекающих действующие газопроводы, на производство строительно-монтажных работ в охранной зоне необходимо разрешение организации, эксплуатирующей газопровод, и присутствие ее представителей при проведении работ. Прокладку кабелей следует производить, в основном, с использованием технологии горизонтально-направленного бурения.

Строительно-монтажные работы следует проводить в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06 [1], СНиП III-42 [17] и "Правил охраны магистральных трубопроводов" [4].

6.1.9 Для предотвращения гидратообразования рекомендуется предусматривать устройства для ввода метанола в газопровод.

6.1.10 Склады метанола следует проектировать в соответствии с "Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности" [18] и СП 4132 [19].

Требуемый расход метанола и объемы предельно допустимых сбросов реагента следует определять по ВРД 39-1.13-010 [20].

6.1.11 Узлы линейной запорной арматуры, установки катодной защиты, усилительные пункты кабельной или радиорелейной линии технологической связи, а также контролируемые пункты телемеханики следует предусматривать, как правило, компактно.

6.1.12 Для опорожнения участков газопроводов при ремонтах и нештатных режимах эксплуатации линейных сооружений на обоих концах участков следует предусматривать установку продувочных свечей, а также предусматривать возможность опорожнения или перекачки газа передвижными компрессорными установками в рабочие участки газопроводов. Свечи двух смежных участков, как правило, следует объединять.

6.1.13 Проектирование свечей следует производить той же категории, что и категория основного газопровода и на то же рабочее давление.

6.1.14 Время опорожнения участка газопровода должно соответствовать требованиям СНиП 2.05.06 [1].

6.1.15 На участках газопроводов в границах между охранными кранами компрессорной станции следует предусматривать только гидравлическое испытание на прочность и проверку

на герметичность. Данное требование не распространяется на районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности.

6.1.16 При проектировании газопроводов в особых случаях и по согласованию с ОАО "Газпром" следует предусматривать технологии и технические средства испытаний газопроводов повышенным давлением (методом стресс-теста).

6.1.17 В проектах следует предусматривать технические решения, обеспечивающие очистку, удаление воды и осушку полости трубопроводов после строительства и реконструкции, включая:

- полный цикл технологических процедур по испытаниям, очистке, удалению воды, осушке трубопроводов;

- штатные узлы для подключения внешнего оборудования к трубопроводам (опрессовочные агрегаты, установки осушки, временные технологические трубопроводы);

- раздельные гидравлические испытания элементов трубных систем (ЛЧ, крановые узлы, перемычки и др.), включая очистку, удаление воды, осушку трубопроводов с последующим их соединением;

- водосборные продувочные линии на перемычках между действующими и строящимися трубопроводами и в нижних точках профиля трубопроводов технологических обвязок производственных объектов (КС, ГРС и пр.).

Осушку газопроводов после гидравлических испытаний и очистки рекомендуется осуществлять до температуры точки росы по влаге минус 20 °С.

6.1.18 Для обнаружения утечек углеводородов на газопроводах в проектах необходимо предусматривать специальные технические средства контроля дистанционного и контактного типов. Обнаружение и измерение объемов утечек метана контактным методом следует производить в соответствии с ВРД 39-1.13-040 [21]. Для дистанционного контроля следует использовать разрешенные к применению ОАО "Газпром" средства измерения объемов утечек природного газа.

6.1.19 Подключение газопроводов-отводов (подводящих газопроводов) к действующим магистральным газопроводам следует предусматривать с использованием технологии врезки под давлением согласно инструкции по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением, утвержденной в установленном порядке.

6.1.20 Для предотвращения принятия газопроводом непроектных пространственных положений в проектах следует предусматривать комплекс мероприятий по снижению уровня грунтовых вод.

6.2 Переходы и перемычки

6.2.1 Диаметр рабочих ниток перехода, как правило, следует принимать одинаковым с диаметром магистрального газопровода.

6.2.2 Необходимость строительства резервных ниток на подводных переходах определяется требованиями СНиП 2.05.06 [1].

6.2.3 Для однониточного газопровода количество и диаметр резервных ниток подводных переходов следует принимать из условия обеспечения проектной пропускной способности газопровода при выходе из строя основной нитки.

6.2.4 Количество и диаметр резервных ниток подводных переходов двух и более газопроводов, проходящих в одном техническом коридоре и работающих с одинаковым давлением, следует определять в проекте. Допускается предусматривать одну общую резервную нитку для газопроводов, проходящих в одном техническом коридоре и работающих с одинаковым рабочим давлением, при соответствующем обосновании в проекте.

Метод испытания рабочих и резервных ниток и способ удаления воды из резервной нитки при гидравлическом испытании должны быть регламентированы проектом.

6.2.5 Надземные переходы магистральных газопроводов могут представлять собой следующие конструкции:

- балочные;
- шпренгельные;
- арочные;
- висячие;
- вантовые;
- мостовые переходы.

Надземные переходы должны проектироваться с учетом возможного пропуска по ним очистных и диагностических устройств, заполнения газопровода водой при гидростатических испытаниях, а также колебаний конструкций переходов в ветровом потоке.

В случае протяженных надземных переходов проектом должны предусматриваться и “закладываться” в смету затраты на технические средства и приспособления для осмотра и окраски газопровода.

6.2.6 При параллельной прокладке двух и более магистральных газопроводов следует предусматривать:

- для газопроводов с одинаковым давлением – перемычки с запорной арматурой;
- для газопроводов с различным давлением – перемычки с узлами редуцирования.

При прокладке перемычки от строящегося газопровода к действующему необходимо учитывать техническое состояние последнего.

6.2.7 На газопроводах с одинаковым рабочим давлением количество и месторасположение перемычек следует определять проектом.

6.2.8 На газопроводах с одинаковым рабочим давлением перемычки на участках, прокладываемых в районе с холодным климатом, а также в труднодоступных местах, следует предусматривать у каждого линейного крана.

6.2.9 Минимально допустимое отношение внутреннего диаметра перемычки к внутреннему диаметру наименьшей из параллельных ниток соединяемых магистральных газопроводов следует принимать равным не менее 0,7.

6.2.10 На перемычках должна быть предусмотрена установка изолирующих вставок согласно ВСН 39-1.22-007 [22] и ВСН 39-1.8-008 [23].

6.2.11 При строительстве переходов через железные и автомобильные дороги, а также через водные преграды, при соответствующем обосновании, целесообразно использовать методы наклонно-направленного бурения.

6.2.12 Участки магистральных газопроводов, проходящие в резкопересеченной горной местности, допускается прокладывать в тоннелях. Внутренний диаметр тоннеля определяется в зависимости от конструктивного решения тоннеля, из условий производства работ и последующего его обслуживания. Внутренний диаметр тоннеля должен превосходить наружный диаметр газопровода не менее, чем на 200 мм.

6.2.13. Конструктивные решения и геометрические параметры перемычек, надземных переходов и тоннельных участков магистральных газопроводов должны определяться из расчетов на прочность и устойчивость в соответствии со СНиП 2.05.06 [1]. В необходимых случаях следует устанавливать компенсационные устройства в виде обычных компенсаторов различной конфигурации или компенсаторов-упоров (на подземных участках).

6.3 Узлы редуцирования

6.3.1 Узлы редуцирования газа подразделяются на узлы постоянного и периодического действия.

6.3.2 Узлы редуцирования газа постоянного действия предназначены для непрерывного снижения и автоматического поддержания заданного давления газа. Узлы редуцирования газа постоянного действия могут устанавливаться в местах подачи газа потребителям.

6.3.3 В составе узлов редуцирования газа постоянного действия следует предусматривать:

- узел измерения расхода газа;
- редуцирующие линии (рабочую и резервную);

- линию связи и систему телемеханики;
- электроснабжение;
- систему автоматического управления и охранные системы;
- узел очистки (при необходимости);
- молниезащиту.

6.3.4 На каждой редуцирующей линии следует предусматривать (по ходу газа):

- кран с ручным приводом или с дистанционно управляемым приводом;
- регулятор давления газа;
- кран с ручным приводом или дистанционно управляемым приводом.

Установку предохранительных клапанов следует предусматривать в узлах редуцирования, предназначенных для подачи газа потребителю. Пропускная способность предохранительных клапанов должна составлять не менее 5 % проектного расхода через узел редуцирования.

Для узлов редуцирования, устанавливаемых на перемычках между магистральными газопроводами (системами МГ), установку предохранительных клапанов допускается не предусматривать.

6.3.5 Для защиты газопровода после узла редуцирования газа постоянного действия от превышения и понижения давления газа следует предусматривать переключение рабочей линии узла на резервную.

6.3.6 Узлы редуцирования газа периодического действия предназначены для передачи газа между газопроводами с различным рабочим давлением по перемычкам у линейных кранов при нештатных ситуациях.

6.3.7 В составе узлов редуцирования газа периодического действия следует предусматривать:

- трубопровод с регулятором давления газа и узлом управления (одна рабочая нитка);
- линию связи и телемеханики;
- электроснабжение;
- молниезащиту.

6.3.8 В узлах редуцирования периодического действия на линии редуцирования следует устанавливать последовательно (по ходу газа):

- кран с дистанционно управляемым приводом;
- регулятор давления газа;
- кран с дистанционно управляемым приводом.

6.3.9 Вместо регулятора давления газа для узлов редуцирования периодического действия допускается предусматривать ручной дросселирующий кран или аналогичное устройство.

6.3.10 Краны на входе и выходе узлов редуцирования газа периодического действия следует предусматривать с дистанционно управляемыми приводами с автоматической системой защиты от превышения давления.

Перед краном на выходе узла редуцирования следует устанавливать манометр, после крана – манометр и предохранительный клапан.

Пропускная способность предохранительных клапанов должна составлять не менее 5 % проектного расхода через узел редуцирования.

6.3.11 Узлы редуцирования газа следует оснащать редуцирующими устройствами с местным и дистанционным управлением задатчиком давления.

Запорные краны должны иметь местное и дистанционное управление из диспетчерского пункта по каналам телемеханики.

По системе телемеханики диспетчеру должны передаваться:

- сигнализация положения запорных кранов;
- значения давления до и после узла редуцирования;
- значение расхода газа через узел (при необходимости измерения расхода).

Узел измерения расхода газа следует размещать до редуцирующего устройства.

6.4 Узлы очистки полости газопроводов

6.4.1 Узлы очистки полости газопроводов предназначены для обеспечения проектного гидравлического состояния магистральных газопроводов пропуском специальных очистных устройств.

Узлы очистки полости трубопровода следует предусматривать при длине газопровода более 5 км, а также при наличии протяженных подъемов трассы.

Технология очистки полости газопровода должна быть предусмотрена в составе проекта.

6.4.2 Оборудование для очистки полости газопровода должно обеспечивать выполнение всех необходимых технологических операций по пуску, приему очистных устройств и средств внутритрубной дефектоскопии, а также контролю за прохождением их по участку.

6.4.3 Конструкция очистных устройств должна исключать возможность перетока через него загрязнений при движении устройств по всей длине очищаемого участка.

6.4.4 Узлы очистки газопровода, в зависимости от взаимного расположения компрессорных станций и переходов через естественные и искусственные препятствия, должны обеспечивать:

- прием и запуск очистных устройств;
- запуск очистных устройств;
- прием очистных устройств;

- транзитный пропуск очистных устройств и средств внутритрубной диагностики.

6.4.5 Узлы очистки полости газопровода, как правило, включают:

- камеры приема и запуска очистных устройств;
- трубопроводы, арматуру и продувочные свечи;
- механизмы для извлечения, перемещения и запасовки очистных устройств;
- сигнализаторы прохождения очистных устройств;
- щит управления узлом очистки;
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода от действия перепада температур и внутреннего давления;
- узел сбора продуктов очистки;
- электроснабжение;
- молниезащиту;
- охранную сигнализацию.

6.4.6 На переходах через естественные и искусственные препятствия при разных диаметрах рабочей нитки перехода и газопровода следует предусматривать перед и после перехода узлы приема и запуска очистных устройств. На резервных нитках переходов следует предусматривать перед переходом – узел запуска очистных устройств и после перехода – узел приема.

6.4.7 При характеристике очистных устройств, допускающей транзитный пропуск, минуя одну или две компрессорные станции, у компрессорных станций следует устанавливать вместо узлов приема и запуска устройства транзитного пропуска очистных устройств.

6.4.8 Для контроля положения очистных устройств в газопроводе следует предусматривать установку сигнализаторов (датчиков) на расстоянии 1000 м до узла приема очистных устройств и после узла запуска очистных устройств.

Сигналы от датчиков следует выводить на щит управления узлом очистки, а также на диспетчерский пункт компрессорной станции.

6.4.9 Управление запорной арматурой узла очистки газопровода следует предусматривать дистанционным.

6.4.10 Размещение узлов очистки полости газопровода определяется проектом.

6.4.11 Для сбора, временного хранения и вывоза продуктов очистки следует предусматривать коллектор-сборник, сооружаемый из газопроводных труб, соответствующих участкам категории В.

Категорийность участков МГ в местах монтажа коллекторов-сборников должна оговариваться в проекте.

6.4.12 На узлах очистки с камерами приема и устройствами транзитного пропуска очистных устройств следует предусматривать узлы сбора продуктов очистки полости газопровода.

6.4.13 Объем коллектора-сборника в составе узла очистки полости газопровода определяется расчетно. Допускается объем коллектора-сборника приближенно принимать:

- для газопроводов с условным диаметром D_y 1000 (DN по ГОСТ 28338 – условный проход; номинальный размер) и менее: до 50 м^3;
- для газопроводов D_y 1200: до 60 м^3;
- для газопроводов D_y 1400: до 75 м^3.

6.4.14 Конструкция коллектора-сборника должна обеспечивать возможность:

- определения объема загрязнений, находящихся в коллекторе, по усмотрению заказчика;
- стравливания газа в атмосферу;
- перекачку жидкости в автоцистерны для вывоза на утилизацию;
- перемещение шлама в автоцистерны на вывоз и последующее обезвреживание;
- очистки нижней части коллектора-сборника.

6.4.15 Коллекторы-сборники газопровода следует размещать на расстоянии не менее 15 м от газопровода с устройством ограждения.

6.4.16 Свечу для сброса газа из коллектора-сборника следует размещать на расстоянии не менее 60 м от коллектора-сборника.

6.5 Запорная арматура

6.5.1 Запорная арматура – основное средство управления газовыми потоками на магистральных газопроводах. Наиболее эффективной конструкцией запорной арматуры являются шаровые равнопроходные краны D_y 50 - 1400; P_y 8,0; 10,0; 12,5 16,0 МПа (P_y – давление условное по ГОСТ 356) отечественного и зарубежного производства, оборудованные (по усмотрению заказчика) автоматами аварийного закрытия кранов (ААЗК).

ААЗК, как правило, устанавливают на базовых однониточных газопроводах, работающих в стабильном технологическом режиме (скорость изменения рабочего давления в точке установки ААЗК составляет не более 10 % в минуту). Окончательная настройка ААЗК должна производиться эксплуатационным персоналом в зависимости от фактического режима работы газопровода.

При наличии системы телемеханического контроля и управления ААЗК предусматривать не следует.

6.5.2 Запорную арматуру на трассе газопровода следует устанавливать в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06 [1].

6.5.3 Газопроводы, арматуру и обвязку линейной запорной арматуры (байпасы, продувочные линии и перемычки), находящиеся под давлением, следует предусматривать в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки. Доступ обслуживающего персонала должен предусматриваться только к приводу арматуры.

6.5.4 Площадки крановых узлов следует проектировать с учетом планировки, водоотведения поверхностных вод, освещения (по требованию заказчика), молниезащиты, ограждения, периметральной сигнализации и т.д.

6.5.5 На территории площадки должен предусматриваться дренирующий тип покрытия.

6.5.6 Для обслуживания крановых площадок должны предусматриваться подъездные дороги (вдольтрассовый проезд, съезды к крановым площадкам на перемычках).

6.5.7 На трубопроводах сброса газа (свечах) должны применяться оголовки только заводского изготовления с самооткидывающейся крышкой (захлопкой).

6.5.8 Расположение кранов, опор, площадок обслуживания на крановых узлах должно обеспечивать:

- нормальное обслуживание приводов;

- исключение отрывов и механических повреждений трубок кранов, вызванное перемещением корпуса крана в грунте.

6.5.9 Запорная арматура диаметром 400 мм и более должна устанавливаться на фундаменты. Тип фундамента следует принимать исходя из геологических условий площадки.

6.5.10 Рекомендуется предусматривать укрытие кранов с учетом климатических условий и требований заказчика.

6.5.11 При размещении крановых площадок вблизи населенных пунктов должны учитываться требования промышленной и экологической безопасности.

6.5.12 Ограды крановых площадок должны выполняться с учетом требований ВРД 39-1.10.-006 [24] и “Типовых правил охраны объектов ОАО “Газпром” [25].

6.5.13 При параллельной прокладке газопровода в коридоре существующих газопроводов длина участка II категории у узла линейной запорной арматуры проектируемого газопровода должна увеличиваться и охватывать проекцию участка существующей соседней нитки, проходящей в одном створе с проектируемым газопроводом.

6.5.14 Линейная запорная арматура на трассе газопровода должна иметь привод и устройства системы управления, обеспечивающие возможность ручного, местного и дистанционного управления.

6.5.15 Линейные краны, краны на врезках газопроводов-отводов, на перемычках должны быть оснащены техническими манометрами для измерения давления газа до кранов и после них. Линейные краны должны иметь обводную линию.

6.5.16 Для управления линейными кранами, кранами на врезках газопроводов-отводов, на перемычках, оборудованных пневмогидроприводом, должна быть предусмотрена система резервирования импульсного газа. Отбор импульсного газа следует предусматривать как до крана, так и после него, в ресивер с обратным клапаном на входе. Объем газа в резервуаре должен обеспечивать двухразовое переключение запорной арматуры.

Импульсный газ для управления запорной арматурой при необходимости должен иметь систему подготовки.

6.6 Электроснабжение линейных потребителей

6.6.1 Проектирование систем электроснабжения линейных потребителей регламентируется ПУЭ [16]. Необходимость обеспечения источником электроснабжения конкретных линейных потребителей должна определяться в проекте.

Категории электроприемников по условиям надежности электроснабжения следует определять в соответствии с ВРД 39-1.21-072 [26].

6.6.2 Электроснабжение линейных потребителей магистральных газопроводов, как правило, должно осуществляться от вдольтрассовых ВЛ-10(6) кВ по III категории надежности в соответствии с ПУЭ [16].

При наличии потребителей II и I категории необходимо предусматривать резервный источник электроснабжения. В этом случае выбор системы электроснабжения должен подтверждаться ТЭО. В целях сокращения сроков и затрат на производство строительно-монтажных работ необходимо предусматривать применение блочно-комплектных комбинированных устройств электроснабжения полной заводской готовности и оборудованных системами дистанционного контроля и управления, климатическими и противопожарными системами, системами защиты от несанкционированного доступа.

6.6.3 При сооружении вдольтрассовых ВЛ-10(6) кВ необходимо предусматривать:

- гальваническую развязку ВЛ от шин питающей подстанции или распредустройства, обеспечивающую возможность длительного режима работы ВЛ с заземленной фазой;

- преимущественное применение изолированных проводов для вдольтрассовых ВЛ (применение голого провода допускается только при наличии соответствующего обоснования);

- применение типов (габаритов) опор, соответствующих классу напряжения вдольтрассовой ВЛ (строительство ВЛ в габаритах 35 кВ и выше допускается только при наличии соответствующего обоснования);

- применение стальных опор на свайных и лежневых фундаментах при строительстве вдольтрассовых ВЛ в заболоченной местности и в условиях вечномерзлых грунтов;

- применение дистанционно-управляемой коммутационной аппаратуры (реклоузеров) для секционирования и управления отпайками ВЛ;

- применение устройств дистанционного определения мест повреждения ВЛ.

6.6.4 Наименьшее расстояние от проводов вдольтрассовых ВЛ-10(6) кВ, входящих в состав газопроводов, до продувочных свечей газопроводов должно быть не менее полуторократной высоты опоры с учетом расположения свечей в соответствии с “розой ветров”.

6.7 Телемеханизация линейной части

6.7.1 При проектировании телемеханизации линейных сооружений газопровода следует руководствоваться действующими нормативными документами по телемеханизации и “Отраслевой системой оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемными техническими требованиями” [27] газотранспортных предприятий.

6.7.2 Место размещения аппаратуры телемеханики определяется проектом (как правило, в диспетчерском пункте).

6.7.3 Необходимость обогрева помещений контролируемых пунктов линейной телемеханики (КП ТМ) в макроклиматическом районе с холодным климатом определяется климатическими характеристиками аппаратуры и требованиями заказчика.

6.7.4 Аппаратуру контролируемых пунктов следует размещать напротив крановых площадок газопроводов. Расстояния от КП ТМ до газопроводов следует принимать в соответствии со СНиП 2.05.06 [1].

6.7.5 Требования к надежности электроснабжения системы телемеханики определяются ВРД 39-1.21-072 [26].

6.8 Диагностика линейной части магистральных газопроводов

6.8.1 На этапе проектирования согласно “Положению по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ” [28] необходимо определить потенциально опасные участки.

6.8.2 Для получения информации об изменениях параметров напряженно-деформированного состояния металла труб и изоляционного покрытия необходимо предусматривать на потенциально опасных участках устройство базовых шурфов и установку автоматизированных систем мониторинга (“интеллектуальные вставки”) технического состояния и параметров напряженно-деформированного состояния (НДС).

6.8.3 С целью обеспечения непрерывного контроля технического состояния и параметров напряженно-деформированного состояния газопровода необходимо предусмотреть в

производственно-технологической связи специальные каналы для передачи данных измерений в центры мониторинга газопровода.

6.8.4 На потенциально опасных участках для измерения пространственного положения трубопровода необходимо предусмотреть установку опорных реперов геодезической сети. Опорные реперы на равнинной местности необходимо устанавливать равномерно парами через 5–7 километров, не менее чем в 10 метрах от оси газопровода. На крутых склонах опорные реперы устанавливают на всех существующих перегибах ската поверхности грунта. На переходах рек с шириной зеркала воды в межень более 30 метров закладываются по два репера на каждом берегу, на переходах рек шириной менее 30 метров – по одному пункту на каждом берегу. При установке опорных реперов должно выполняться основное требование, предъявляемое к пунктам опорной геодезической сети – неизменность их пространственного положения на весь период наблюдения за газопроводом.

6.8.5 Для осуществления внутритрубной диагностики на участке магистрального газопровода, расположенного между компрессорными станциями, камеры приема и запуска внутритрубных инспекционных снарядов и маркеры необходимо располагать так, чтобы была обеспечена диагностика всей трассы газопровода. Расстояние между маркерами определяется согласно РД 51-2 [29].

6.8.6 Магистральные газопроводы должны быть оборудованы сигнальными приборами, регистрирующими прохождение внутритрубных инспекционных снарядов.

6.8.7 Для магистральных газопроводов с внутренним гладкостным покрытием использование существующих средств внутритрубной дефектоскопии возможно только после соответствующей их подготовки, заключающейся в устранении острых кромок на элементах конструкции дефектоскопа, контактирующих (способных контактировать) с гладкостным покрытием трубы.

6.8.8 Для позиционирования газопроводов в процессе строительства (до засыпки траншеи) в проекте необходимо предусматривать использование, помимо традиционных приборов (электронных теодолитов, дальномеров, тахеометров), спутниковые приемники геодезического класса в режиме постобработки или реального времени. Для позиционирования уже эксплуатируемых газопроводов (засыпанных), в дополнение к вышеперечисленным приборам, необходимо предусматривать использование трассоискателя с точностью измерения 10 % от глубины заложения трубы.

7 Компрессорные станции

7.1 Общие требования

7.1.1 В состав компрессорной станции могут включаться следующие объекты, системы, сооружения:

- узел подключения КС к магистральному газопроводу;
- площадка газоперекачивающих агрегатов (ГПА с оборудованием, трубопроводами и системами, обеспечивающими его работу);
- установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки;
- установка охлаждения газа;
- установка подготовки топливного, пускового газа и импульсного газа;
- технологические трубопроводы и запорная арматура;
- система электроснабжения, молниезащиты и заземления;
- автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- система технологической связи;
- система маслоснабжения;
- система водоснабжения и канализации;
- система отопления и вентиляции (в составе зданий и сооружений);
- система теплоснабжения;
- система пожарной сигнализации;
- система пожарного водоснабжения;
- система автоматического пожаротушения;
- система газоснабжения (собственные нужды КС);
- система электрохимзащиты;
- система обеспечения инертными газами;
- производственно-энергетический блок;
- установка воздухоснабжения (при необходимости для ГПА);
- система охраны и охранной сигнализации;
- служебно-эксплутационный блок КС;
- проходная.

Набор зданий, сооружений, установок и систем на КС должен определяться конкретно для каждой станции исходя из задачи строительства (новая КС, расширение или реконструкция) и местных условий расположения КС (климат, степень развития инфраструктуры).

Компрессорный цех (КЦ) – составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа). КЦ включает в себя:

- газоперекачивающие агрегаты;
- установку очистки газа;
- установку охлаждения газа;
- технологические трубопроводы с запорно-регулирующей арматурой;
- систему подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- электрические устройства цеха;
- цеховую систему автоматического управления;
- вспомогательные системы и устройства.

7.1.2 Проектирование КС должно выполняться в соответствии с ВРД 39-1.8-055 [30] и обеспечивать ее эксплуатацию в соответствии с ВРД 39-1.10-006 [24].

7.1.3 Основное и вспомогательное технологическое оборудование, связанное с процессом компримирования газа, следует размещать в производственной зоне компрессорной станции.

7.1.4 Здания и сооружения, не относящиеся к основной технологии транспорта газа, рекомендуется размещать за пределами площадки КС в зоне служебно-вспомогательного производственного комплекса вблизи населенных пунктов и не менее 350 м от линейной части магистрального газопровода.

Рекомендуемый перечень таких зданий и сооружений:

- ремонтно-эксплуатационный блок;
- гаражи;
- топливозаправочный пункт;
- склады отапливаемые;
- склад метанола;
- склад баллонов;
- склад материалов и реагентов;
- склад оборудования трубопроводов и арматуры;
- пожарное депо;
- подсобно-производственные и складские здания, а также административно-бытовые помещения, обеспечивающие нормальные условия труда обслуживающего персонала и персонала служб централизованного ремонта.

7.1.5 Оборудование, установки, трубопроводы и системы КС должны обеспечивать возможность контроля их технического состояния (непрерывно или периодически в соответствии с регламентом их эксплуатации и технического обслуживания).

В проектах КС должны предусматриваться технические решения и диагностические средства с учетом их наличия в составе оборудования, а также централизованных систем диагностического обслуживания.

7.1.6 В проектах МГ следует предусматривать кустовые и центральные ремонтные базы с производственным циклом агрегатно-узлового ремонта:

- газоперекачивающих агрегатов;
- технологического оборудования компрессорных станций и станций охлаждения;
- электрооборудования;
- средств автоматики и телемеханики, катодных и дренажных преобразователей;
- автотракторной и строительной техники.

Размещение ремонтных баз должно соответствовать генеральной схеме обслуживания газопроводов.

7.1.7 При проектировании первой нитки магистральных газопроводов в зоне компрессорных станций следует предусматривать закрытые склады и площадки для хранения оборудования, средств автоматики и запасных частей.

7.2 Узел подключения и шлейфы

7.2.1 Оборудование, трубы, арматура и фасонные детали на всасывающих и нагнетательных линиях компрессорных станций и узла подключения КЦ должны рассчитываться на прочность по максимальному расчетному давлению нагнетания.

7.2.2 Дистанционным управлением должна быть оснащена следующая запорная арматура (нумерация кранов по ВРД 39-1.10-006 [24]):

- охранные краны;
- краны перемычек между газопроводами в пределах охранных кранов КС;
- краны всасывающих и нагнетательных шлейфов (№ 7, 7а и 8);
- краны секущие обводной линии КС (№ 20);
- краны рециркуляционной линии КЦ;
- краны на продувочных свечах (№ 17, 18);
- краны межцеховых перемычек.

Указанная арматура должна иметь также местное управление.

7.2.3 На трубопроводах, соединяющих узел подключения и площадку КС (шлейфы, импульсный газ, газ на собственные нужды), может быть предусмотрена установка изолирующих вставок (определяется проектом).

7.2.4 Для повышения надежности управления узлом подключения, охранными и межсистемными перемычками должна быть предусмотрена система резервирования каналов кон-

троля и управления кранами (использование блоков экстренного управления или радиомодема).

7.2.5 При подключении одного компрессорного цеха на две и более ниток газопровода должны быть предусмотрены дополнительные общие отсечные краны на входном и выходном шлейфах с соответствующей обвязкой.

7.2.6 Для осуществления геодезического контроля на узле подключения должна быть предусмотрена установка геодезических реперов и марок.

7.2.7 Для улавливания залповых поступлений жидкости на входном шлейфе должны быть предусмотрены устройства улавливания жидкости (пробкоуловители). Необходимость и местоположение установки пробкоуловителей должны определяться совместно проектной и эксплуатационной организациями.

7.2.8 На входном шлейфе КЦ необходимо предусматривать устройство технологического замера расхода газа.

7.2.9 На каждом нагнетательном шлейфе следует предусматривать обратный клапан.

7.2.10 Место расположения узла подключения (в пределах ограждения площадки КС или за ее пределами) определяется проектом.

7.3 Установки компримирования газа (Группа газоперекачивающих агрегатов)

7.3.1 Установки компримирования газа могут быть оснащены:

- газоперекачивающими агрегатами с газотурбинным приводом центробежного компрессора (нагнетателя) газа;

- газоперекачивающими агрегатами с электрическим приводом центробежного компрессора (нагнетателя) газа;

- газоперекачивающими агрегатами поршневого типа (газомотокомпрессорами).

7.3.2 Установка ГПА может предусматриваться в индивидуальных легкосборных укрытиях, в блочно-контейнерном исполнении или в общем здании.

7.3.3 Отключение каждого газоперекачивающего агрегата от газовых коллекторов должно обеспечиваться при помощи запорной арматуры с дистанционно управляемым приводом (краны № 1, 2, 4, 5, 6), устанавливаемой, как правило, вне укрытия (здания, контейнеры).

7.3.4 На линии заполнения нагнетателя газом (обвод крана № 1) должны предусматриваться два запорных органа: кран с ручным приводом и кран с дистанционно управляемым приводом (№ 4), а также дроссельная шайба. Параметры дроссельной шайбы должны определяться при проектировании исходя из объема обвязки ГПА, типа ГПА и нагнетателя.

7.3.5 На трубопроводах обвязки нагнетателя, на входе после крана № 1 и выходе газа из нагнетателя перед обратным клапаном должны предусматриваться технологические люки.

7.3.6 На трубопроводе входа газа в нагнетатель после технологического люка рекомендуется устанавливать съемную защитную решетку. Потери давления на решетке не должны превышать 0,01 МПа.

7.3.7 При коллекторной обвязке ГПА на нагнетательном трубопроводе, по ходу газа, перед краном (№ 2) устанавливаются обратный клапан и свеча с дистанционно управляемым приводом. Параметры трубопровода свечи определяются в проекте для обвязки конкретного ГПА.

7.3.8 Для антипомпажного регулирования и функционирования автоматизированных систем управления на каждом газоперекачивающем агрегате должно быть предусмотрено измерение расхода газа через нагнетатель. В качестве средств для измерения расхода рекомендуется использовать входной внешний тарированный конфузор нагнетателя.

7.3.9 На агрегатной линии пускового контура должна быть предусмотрена установка автоматического регулирующего клапана с осесимметричным направлением (течением) потока газа и запорного крана № 6 с дистанционно управляемым приводом (по ходу газа – за регулирующим клапаном). Установку обратного клапана не предусматривать. Защита от возможной обратной раскрутки ротора нагнетателя должна обеспечиваться алгоритмом запуска и остановки ГПА.

7.3.10 На нагнетательной линии центробежного компрессора (нагнетателя) предохранительные клапаны не предусматривать.

7.3.11 На каждом ГПА следует предусматривать измерение расхода топливного газа.

7.3.12 В компрессорных цехах, оборудованных газомотокомпрессорами, для гашения пульсации газового потока, уменьшения вибраций и резонансных колебаний при необходимости следует предусматривать буферные емкости и акустические фильтры на всасывающих и нагнетательных трубопроводах.

7.3.13 После поршневых газомоторных компрессоров на нагнетательных линиях за сборными коллекторами по ходу газа следует устанавливать маслоуловители и маслосборники.

7.3.14 Каждый поршневой газомоторный компрессор должен иметь обводную рециркуляционную линию, предохранительные и обратные клапаны на стороне нагнетания и линию сброса газа на свечу.

7.3.15 Выбор конфигурации трубопроводов наружной газовой обвязки компрессорного цеха, а также конструкции (регулируемые, фиксирующие, пружинные, скользящие и т.п.) и расположения опор следует выполнять с учетом обеспечения компенсации продольных перемещений от изменения температуры стенок труб и напряжений от вибрационных нагрузок во время работы газоперекачивающих агрегатов.

7.3.16 Дренажные линии, продувочные и сбросные свечи должны проектироваться на максимальное рабочее давление в соответствующих аппаратах и трубопроводах, кроме сбросных све-

чей с предохранительных клапанов. Трубопроводы сброса газа с предохранительных клапанов должны проектироваться на расчетное давление выходного фланца клапана. Запрещается объединять между собой свечи продувочные, сбросные и сброса газа с предохранительных клапанов.

7.3.17 Выбросы газа из продувочных свечей должны предусматриваться в местах, обеспечивающих безопасные условия рассеивания газа с учетом местных климатических факторов, включая "розу ветров".

7.3.18 На свечах сброса газа с контура нагнетателя, турбодетандера, трубопроводов топливного и пускового газа должна быть предусмотрена установка глушителей.

7.3.19 Должны быть предусмотрены сигнализация и защита от превышения температуры и давления газа после компримирования.

7.4 Установки очистки газа

7.4.1 Количество твердых и жидких примесей в газе после установки очистки должно соответствовать требованиям технической документации оборудования КЦ.

7.4.2 Допускается предусматривать групповую и индивидуальную (поагрегатную) компоновку аппаратов очистки газа. Для варианта групповой установки должны предусматриваться мероприятия для обеспечения равномерного распределения газа по аппаратам очистки газа.

7.4.3 При необходимости следует принимать аппараты очистки газа, конструкция которых предусматривает подачу "промывочной" жидкости.

7.4.4 Очистка газа должна предусматриваться, как правило, в одну ступень в пылеуловителях.

7.4.5 Вторая ступень очистки газа в фильтрах-сепараторах может предусматриваться на отдельных компрессорных станциях с повышенной вероятностью поступления жидких фракций. Решение о применении одно- или двухступенчатой очистки газа должно приниматься совместно на стадии подготовки технического задания проектной и эксплуатационной организациями и заказчиком с учетом расположения КС.

7.4.6 Для отключения пылеуловителей и фильтров-сепараторов установки очистки газа от коллекторов должны предусматриваться краны, как правило, с ручным приводом.

7.4.7 Для заполнения аппаратов перед запуском на кране трубопровода входа газа в каждый аппарат установки очистки следует предусматривать обвод с краном.

7.4.8 Количество аппаратов установки очистки газа должно определяться по паспортным характеристикам аппарата таким образом, чтобы при отключении одного из них нагрузка на оставшиеся не выходила за пределы их максимальной производительности, а при работе всех аппаратов – не выходила за пределы минимальной производительности.

7.4.9 Обводные линии пылеуловителей и, как правило, фильтров-сепараторов не предусматривать.

7.4.10 Не предусматривать при проектировании двухступенчатой установки очистки газа разделительную арматуру между пылеуловителями и фильтрами-сепараторами равной производительности.

7.4.11 Дренажные системы и устройства должны проектироваться в соответствии с рекомендациями ВРД 39-1.8-055 [30] с учетом местных условий.

7.4.12 При проектировании должны быть предусмотрены устройства для возможности утилизации (нейтрализации) производственных отходов.

7.4.13 Технологическая обвязка аппаратов установки очистки газа должна:

- обеспечивать доступ к обслуживаемым элементам установки;

- исключать возможность попадания газа внутрь аппаратов при проведении в них осмотров, ревизий и ремонтных работ;

- обеспечивать возможность установки силовых заглушек для проведения гидравлических испытаний аппаратов.

7.5 Установки охлаждения газа

7.5.1 Количество аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа должно определяться на основе гидравлических и тепловых расчетов газопровода в соответствии с рекомендациями раздела 18 настоящих Норм.

7.5.2 Допускается предусматривать групповую и индивидуальную (поагрегатную) компоновку АВО газа.

7.5.3 Следует предусматривать предупредительную сигнализацию и аварийное отключение компрессорной станции при повышении температуры газа на выходе установки охлаждения газа выше допустимой для данного проекта.

7.5.4 Общецеховая установка охлаждения газа должна иметь коллекторную обвязку, обеспечивающую равномерное распределение газа по аппаратам охлаждения газа.

7.5.5 Обводную линию установки охлаждения газа, как правило, не предусматривать.

7.6 Трубопроводы технологического газа

7.6.1 Конструктивное исполнение трубопроводов технологического газа КЦ (входные и выходные шлейфы, коллекторы, обвязка установок очистки и охлаждения газа, обвязка нагнетателей, межцеховые перемычки) должно обеспечивать безопасность эксплуатации с учетом статических и динамических нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации в пределах, допускаемых проектной и нормативно-технической документацией.

7.6.2 Работоспособность трубопроводов технологического газа (включая запорно-регулирующую арматуру, изоляцию и другие устройства) между ГПА и установкой охлаждения должна быть обеспечена при максимальных расчетных температурах газа, в том числе на пусковых режимах ГПА.

В необходимых случаях в соответствии с заданием на проектирование должна быть предусмотрена возможность увеличения температуры газа в процессе планируемого жизненного цикла использования КЦ.

7.6.3 Конструкция подземных трубопроводов должна обеспечивать их осушку после гидроиспытаний.

7.6.4 В проектах многоцеховых (два и более цехов с одинаковым рабочим давлением) КС должны быть предусмотрены межцеховые перемычки на коллекторах после установки очистки газа и перед установкой охлаждения (АВО) газа с двумя разделительными кранами с дистанционно управляемым приводом и сбросными трубопроводами между ними. Разделительные краны должны автоматически закрываться при аварийном отключении любого из соединенных КЦ.

7.6.5 На крышках технологических люков входных и выходных трубопроводов обвязки нагнетателя должны быть предусмотрены мероприятия для гашения пульсаций потока.

7.6.6 Расстояние между фланцами последовательно установленной запорно-регулирующей арматуры должно быть не менее диаметра соединяющего ее трубопровода.

7.6.7 На режимах запуска и остановки ГПА скорости потока газа в линии рециркуляции не должны превышать 50 м/с.

7.6.8 При скоростях потока газа в кольцевых коллекторах от 11 м/с и более рекомендуется предусматривать перемычки между противоположными сторонами коллектора.

7.6.9 Опорная система надземных трубопроводов должна обеспечивать:

- компенсацию весовых нагрузок, в том числе в процессе гидроиспытаний трубопроводов;
- компенсацию изменения высотного положения трубопроводов;
- снижение нагрузок на нагнетатель;
- компенсацию тепловых деформаций трубопровода;
- работу системы электрохимзащиты.

7.6.10 Между опорными конструкциями опор и телом трубы должна предусматриваться установка прокладок, обеспечивающих электрическую изоляцию трубопроводов и низкий коэффициент трения.

7.6.11 Конструкция и установка разгрузочных опор должны обеспечивать уровень нагрузок (усилий и моментов) на фланцы нагнетателя, допускаемых техническими условиями, и уровень напряжений в трубопроводах, соответствующий нормативной документации.

7.6.12 Дистанционно управляемую запорную арматуру рекомендуется оснащать приводами, обеспечивающими нормальное положение "закрыто"/ "открыто" в обесточенном состоянии блоков управления.

7.6.13 Продувочные линии трубопроводов технологического газа рекомендуется оснащать шаровыми кранами.

7.6.14 Давление гидравлических испытаний дренажных линий, продувочных и сбросных свечей должно приниматься равным давлению гидравлических испытаний соответствующих основных трубопроводов и оборудования. Давление гидроиспытаний трубопроводов сброса газа с предохранительных клапанов должно приниматься с учетом расчетного давления выходного фланца соответствующего предохранительного клапана.

7.6.15 Для надземных трубопроводов должно предусматриваться защитное покрытие, обеспечивающее:

- теплозащиту (при необходимости);
- коррозионную защиту;
- виброшумоглушение (при необходимости).

7.6.16 Проекты трубопроводных обвязок КЦ должны в установленном порядке подвергаться экспертизе на статическую и динамическую прочности.

7.6.17 При проектировании газовой обвязки КЦ должна предусматриваться возможность проведения специальными средствами периодического контроля и диагностики технического состояния трубопроводов, оборудования и фундаментов.

7.6.18 На площадке КЦ должна быть предусмотрена установка геодезических реперов, а на подземных газопроводах "высокой стороны" КЦ – стационарных геодезических марок.

7.6.19 Потери давления газа в трубопроводах и оборудовании КЦ следует рассчитывать: в трубопроводной обвязке – по проектным геометрическим характеристикам; в оборудовании – по техническим характеристикам изготовителей оборудования.

Потери давления газа (между точками на выходе ГПА и около крана № 20), как правило, не должны превышать величин, приведенных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Потери давления газа в трубопроводах и оборудовании КЦ

01>G55 402;5=85 (871KB>G=>5), 0	>B5@8 402;5=8O 3070, 0			
	=0 2E>45 &		=0 2KE>45 &	
	?@8 >4=>ABC?5=G0B>9 >G8AB:5 3070	?@8 >942CEABC?5=G0B>9 >G8AB:5 3070	?@8 =0;8G88 3070	?@8 >BACBAB28 3070
5,40	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	0,05
15,00	0,15	0,25	0,10	0,07

7.6.20 Рекомендуемые скорости газа и жидкости в трубопроводах компрессорной станции приведены в таблице 7.2.

Рекомендуемые значения скоростей не должны превышаться не только для номинального (расчетного) режима, но и во всем диапазоне режимов, которые допускаются для оборудования КЦ, за исключением кратковременных (пусковых) режимов.

Таблица 7.2 – Рекомендуемые скорости газа и жидкости в трубопроводах компрессорной станции

Наименование	Скорость, м/с
Технологический газ	до 20
Топливный газ:	
а) в трубопроводах	до 20
б) в коллекторах компрессорного цеха	до 5
Пусковой газ:	
а) в трубопроводах	до 25
б) в коллекторах компрессорного цеха	до 5
Масло	1,2
Охлаждающая вода:	
а) на всасывании насосов	до 1
б) на нагнетании насосов	до 2

7.7 Установка подготовки газа топливного, пускового, импульсного и собственных нужд

7.7.1 Установка (система) подготовки газа топливного, пускового, импульсного и собственных нужд должна обеспечивать:

- подготовку топливного и пускового (при необходимости) газа в соответствии с нормативной документацией ГПА и техническими условиями ГПА;

- очистку и редуцирование газа собственных нужд КЦ;

- подготовку (очистку и осушку) импульсного газа;

- измерение и учет расхода газа.

7.7.2 Установка (или ее элементы) может предусматриваться индивидуально на каждый цех или индивидуально для каждого ГПА.

7.7.3 Отбор газа на цеховую установку должен предусматриваться:

- от узла подключения КЦ (до и после обводного крана станции);

- после установки очистки газа (основной отбор);

- перед установкой охлаждения газа (при необходимости).

7.7.4 Цеховая система подогрева газа должна включать не менее двух подогревателей, в том числе один резервный.

Не рекомендуется применение подогревателей прямого (без промтеплоносителя) подогрева газа.

7.7.5 Осушка импульсного газа должна осуществляться до точки росы не выше минус 50 °С.

7.7.6 Прокладку цеховых коллекторов топливного, пускового и импульсного газа рекомендуется предусматривать с уклоном ($i \geq 0{,}002$). Коллекторы должны иметь продувочные, выпускные и дренажные трубопроводы.

7.7.7 На входном газопроводе в цеховую установку должна предусматриваться отсечная и выпускная арматура с дистанционным управлением.

7.7.8 При необходимости между двумя КЦ должны предусматриваться межцеховые перемычки газопроводов топливного и пускового газа с установкой отсечной арматуры дистанционного управления на границе каждого КЦ и свечи с ручным краном.

7.7.9 В цеховой системе редуцирования давления топливного газа должно быть предусмотрено:

- 100 %-ный резерв регуляторов давления;

- автоматическое переключение рабочей и резервной линий;

- обвод регуляторов давления для обеспечения плавного заполнения линии.

7.8 Установки воздухоснабжения и азота

7.8.1 Установки воздухоснабжения предназначены для подачи сжатого воздуха для технологических нужд ГПА или других установок, для использования в качестве командного (импульсного) агента для приборов КИП и А и приводов запорной и регулирующей арматуры, а также для ремонтных нужд (подключение пневмоинструмента, продувка и т.д.).

7.8.2 Стационарные установки воздухоснабжения (стационарная воздушная компрессорная с сетями воздухоснабжения) должны проектироваться только в случае необходимости подачи воздуха на технологические нужды или при использовании воздуха в качестве коман-

дного агента. Обеспечение воздухом для ремонтных нужд должно предусматриваться от передвижных компрессоров.

7.8.3 Для обеспечения техобслуживания и ремонта оборудования могут быть предусмотрены мобильные (передвижные) и стационарные установки по производству азота.

7.9 Система маслоснабжения и горючесмазочных материалов

7.9.1 Выбор системы маслоснабжения компрессорных станций рекомендуется проводить в зависимости от типа газоперекачивающих агрегатов и расположения компрессорной станции.

Для газоперекачивающих агрегатов с большим удельным расходом масел рекомендуется следующий состав склада горючесмазочных материалов (склада ГСМ):

- резервуарный парк;
- насосная масел;
- внутриплощадочные трубопроводы.

Допускается вместо внутриплощадочных трубопроводов для транспортировки масел к компрессорному цеху использовать передвижную маслозаправочную станцию.

Для газоперекачивающих агрегатов с небольшим удельным расходом масел допускается хранение масел осуществлять на складе масел в таре, а подачу масел к маслобакам газоперекачивающих агрегатов производить с помощью передвижной маслозаправочной станции.

7.9.2 Вместимость резервуаров смазочного масла должна обеспечивать подпитку газоперекачивающих агрегатов маслом в течение трех месяцев, а также 50 %-ный запас объема маслосистемы всех установленных газоперекачивающих агрегатов, трансформаторного масла – не менее 10 % от количества, залитого в трансформаторы и масляные выключатели, других масел – не менее двухмесячного расхода. При значительных трудностях в доставке вместимость резервуарного парка должна обеспечивать шестимесячный запас горючесмазочных материалов.

7.9.3 Вместимость резервуара для отработанного масла должна быть не менее объема маслосистемы двух газоперекачивающих агрегатов.

7.9.4 Технологическая схема склада горючесмазочных материалов должна обеспечивать:

- прием чистого масла в соответствующие резервуары склада;
- очистку масла от механических примесей и воды;
- подачу чистого масла в компрессорный цех;
- прием отработанного масла из компрессорного цеха на склад;
- перекачку горюче-смазочных материалов из резервуара в резервуар;
- подачу чистого и отработанного масел на вывоз.

7.9.5 Склад масел в таре должен предусматривать хранение чистого масла для подпитки системы маслоснабжения ГПА. Вместимость склада в таре должна обеспечивать трехмесячный расход масла для всех установленных агрегатов.

7.9.6 Склад дизтоплива должен включать в себя резервуарный парк, состоящий из резервуаров дизельного топлива, насосного оборудования для подачи дизтоплива в бак аварийно-дизельной электростанции (АДЭС) или в автоцистерну (топливозаправщик).

7.9.7 Емкость резервуара для дизтоплива должна приниматься из расчета 3-суточной работы АДЭС в зонах с умеренным климатом и 10-суточной работы в зонах холодного климата. Допускается размещение резервуара для дизтоплива на складе горючесмазочных материалов.

7.9.8 Для аварийного слива топлива от АДЭС должен предусматриваться подземный резервуар.

7.9.9 Необходимость склада метанола определяется проектом на стадии подготовки технического задания.

7.9.10 Технологическая схема склада метанола должна обеспечивать:

- прием метанола, керосина, одоранта в соответствующие резервуары склада;
- приготовление раствора метанола, керосина, одоранта;
- внутрискладскую перекачку метанола;
- подачу метанола, керосина потребителям;
- замер метанола при выдаче потребителю.

7.9.11 Вместимость резервуаров для метанола следует принимать не более 100 м^3. При значительных трудностях в доставке метанола вместимость резервуаров для метанола допускается принимать до 300 м^3.

7.10 Контроль и автоматика

7.10.1 При проектировании системы контроля и управления компрессорной станции следует руководствоваться документами: “Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа” [31], “Основные положения по автоматизации объектов энергообеспечения ОАО “Газпром” [32], “Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования” [27], ВРД 39-1.8-055 [30], настоящими Нормами.

7.10.2 Диспетчерский пункт компрессорной станции следует размещать в зоне служебно-производственного комплекса КС (вне производственной зоны). Диспетчерский пункт КС следует предусматривать, как правило, в составе первой очереди строительства КС.

7.10.3 Комплексы технических средств автоматизированных систем управления КС (КЦ) должны обеспечивать контроль, управление и регулирование работы КС, КЦ и ГПА и поддер-

жание заданных величин расхода, давления и температуры газа на выходе компрессорной станции (цеха), антипомпажное регулирование и защиту нагнетателей ГПА (отдельно или в составе автоматики газоперекачивающих агрегатов).

Комплексы технических средств станционного (цехового) уровня, выполненные на базе микропроцессорных устройств, должны иметь резервирующие устройства, обеспечивающие аварийное переключение кранов КС (КЦ) и остановку ГПА по физическим линиям или другим каналам связи, дублирующим цифровые каналы.

Комплексы технических средств должны обеспечивать дистанционное управление кранами (индивидуально или по заданным алгоритмам) с помощью основных средств управления и групповое аварийное переключение кранов через резервное средство управления (от комплекса аварийного отключения) на всасывающих и нагнетательных шлейфах компрессорной станции, кранами газовой обвязки компрессорного цеха и на продувочных свечах, охранными кранами и кранами на перемычках.

Охранные краны, краны на перемычках могут иметь основное или резервное управление с использованием систем телемеханики (или аналогичных). Допускается использование только одной системы для управления охранными кранами и кранами на перемычках.

При использовании резервных каналов связи они должны прокладываться отдельно от основных.

7.10.4 В комплексе средств автоматизации компрессорной станции (цеха) следует предусматривать системы защиты, обеспечивающие отключение компрессорной станции (цеха) при:

- аварийном превышении давления газа на выходе станции (цеха);
- аварийном падении давления газа на всасывающем трубопроводе компрессорной станции (цеха);
- разрыве подключающих шлейфов КЦ;
- аварийном превышении температуры газа на выходе станции (цеха);
- пожаре на двух и более ГПА;
- аварийной загазованности на двух и более ГПА (при работающей аварийно-вытяжной вентиляции);
- аварийной загазованности здания установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа (УПТПГ) (при работающей аварийно-вытяжной вентиляции);
- других аварийных условиях, нарушающих безопасную эксплуатацию объекта;
- дополнительных аварийных условиях конкретного проекта.

Автоматическое аварийное отключение КЦ без стравливания газа следует предусматривать при аварийном превышении давления или температуры газа на выходе станции (цеха),

аварийном падении давления газа на входном трубопроводе цеха (станции) и загазованности УПТПГ, при этом для УПТПГ следует предусматривать аварийное отключение со стравливанием газа.

Автоматическое аварийное отключение КЦ со стравливанием газа следует предусматривать при пожаре, разрыве подключающих шлейфов КЦ, аварийной загазованности на двух и более ГПА.

Для защиты компрессорного цеха от повышения давления выше допустимого на нагнетании, от понижения давления ниже допустимого на всасе (по предупредительной границе) следует предусматривать автоматическое открытие кранов № 36 и 36а (р) на обводе цеха с подачей сигнала диспетчеру.

7.10.5 Подачу команды "на аварийное отключение" компрессорного цеха обслуживающим персоналом следует предусматривать как минимум из двух любых пунктов управления (помещений) из числа перечисленных ниже:

- диспетчерского пункта станции (ДП КС);

- помещения операторной цеха (ДП КЦ);

- помещения с постоянным присутствием дежурного персонала (узла связи, проходной) или другого доступного для сменного персонала места с ограниченным доступом посторонних лиц.

Из каждого пункта управления должна быть предусмотрена возможность подачи команд аварийной остановки КЦ через основные программно-технические средства (ПТС) и/или через комплекс аварийного отключения КЦ.

Команда аварийного отключения оборудования КЦ, в том числе кранов, подается параллельно из ДП КЦ, ДП КС или другого охраняемого помещения с постоянным присутствием персонала и имеет наивысший приоритет.

Следует предусматривать раздельную прокладку линий связи (кабелей) на каждый пункт управления.

7.10.6 Питание узлов управления агрегатных кранов осуществляется очищенным и осушенным импульсным газом из цеховой (агрегатной) системы импульсного газа.

Питание узлов управления кранов № 7, 7а, 8, 17, 18, 20 может осуществляться:

- из цеховой системы импульсного газа (для кранов № 7, 7а, 17 и № 8, 18 через резервуары с обратными клапанами, объем газа в резервуаре должен обеспечивать двухразовое переключение кранов);

- из локальной системы с отбором газа от газопровода до и после кранов через штатные фильтры-осушители газа с установкой у каждого крана резервуара с обратным клапаном.

Питание узлов управления охранных кранов и кранов на перемычках осуществляется газом от газопровода через штатные фильтры-осушители газа с установкой у каждого крана резервуара с обратным клапаном. Объем газа в резервуаре должен обеспечивать двухразовое переключение кранов.

7.10.7 На компрессорных станциях следует предусматривать системы:

- контроля загазованности;

- пожарной сигнализации (ПС) и пожарообнаружения в составе автоматических установок пожаротушения (АУПТ).

Необходимо предусматривать сигнализацию о возникновении пожара и загазованности диспетчеру КЦ (КС). Системы контроля загазованности, пожарной сигнализации и пожарообнаружения должны быть сблокированы с системами управления вентиляционными установками и системами автоматического управления технологическим оборудованием ГПА, КЦ, КС и с системами аварийного отключения КЦ.

7.10.8 Для автоматизации вспомогательных установок и оборудования компрессорной станции (цеха) следует предусматривать локальные системы автоматического управления и регулирования, а также средства контроля.

7.11 Электроснабжение

7.11.1 При проектировании систем электроснабжения компрессорных станций следует руководствоваться: ПУЭ [16], ВРД 39-1.8-055 [30], СО 153-34.21.122 [33], ВРД 39-1.10-071 [34], “Положением о разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов” [35], “Указаниями по построению электрических схем компрессорных станций магистральных газопроводов” [36], а также требованиями настоящих Норм.

7.11.2 Категорийность потребителей электроэнергии компрессорной станции по надежности их электроснабжения следует определять в соответствии с ПУЭ [16], ВРД 39-1.21-072 [26].

7.11.3 Проектирование систем электроснабжения компрессорных станций необходимо осуществлять на основании результатов технико-экономического сравнения следующих вариантов:

- внешнее электроснабжение (от сетей энергосистемы);

- автономное электроснабжение (от автономной ЭСН);

- смешанное электроснабжение (от ЭСН со связью с энергосистемой).

В случае равнозначности технико-экономических показателей предпочтение следует отдавать варианту смешанного электроснабжения.

В составе проекта необходимо разрабатывать раздел "Расчет режимов работы источников электроснабжения".

7.11.4 Источники электроснабжения компрессорных станций (ЭСН, главная понижающая подстанция (ГПП), технологическое ЗРУ) должны размещаться на площадке КС или в непосредственной близости от нее с соблюдением необходимых разрывов от взрывоопасных зон согласно ПУЭ [16]. Расстояние от продувочных свечей КС до открытых распределительных устройств 35–220 кВ должно определяться величиной взрывоопасной зоны, но не менее 300 м.

7.11.5 Мощность силовых трансформаторов понижающей подстанции должна определяться из расчета покрытия всех нагрузок компрессорной станции в случае выхода из строя одного из трансформаторов.

7.11.6 В случае применения смешанной системы электроснабжения в качестве основного источника электроэнергии должны предусматриваться агрегаты (энергоблоки) ЭСН, сети внешнего электроснабжения (энергосистема и т.п.) – в качестве резервного источника.

7.11.7 Электростанция собственных нужд должна проектироваться на площадке компрессорной станции с возможностью ее расширения при подключении последующих цехов КС.

7.11.8 Мощность и количество агрегатов ЭСН должны определяться исходя из расчетной электрической нагрузки КС согласно "Указаниям по построению электрических схем компрессорных станций магистральных газопроводов" [36] и РД 51-31323949-31 [37] с учетом требуемого уровня надежности электроснабжения компрессорной станции и обеспечения взаимного резервирования агрегатов ЭСН при аварийных отключениях и планово-предупредительных ремонтах. Агрегаты электростанций собственных нужд должны быть автоматизированы и запускаться из "горячего" резерва в течение не более пяти минут.

7.11.9 Топливом для агрегатов электростанции собственных нужд должен быть природный газ, транспортируемый по газопроводу и подготовленный согласно требованиям ГОСТ 27577.

7.11.10 Напряжение сети внутреннего электроснабжения компрессорной станции следует принимать 10 кВ (допускается 6 кВ при наличии электродвигателей и генераторов на 6 кВ).

Напряжение низковольтных нагрузок следует принимать 380/220 В.

7.11.11 Для компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами необходимо проектировать совмещенное технологическое закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ-10 кВ), размещаемое на площадке компрессорной станции и подключаемое к трансформаторам главной понижающей подстанции шинопроводами.

7.11.12 Главные схемы технологических распределительных устройств (ЗРУ или центральный распределительный пункт (ЦРП)) должны разрабатываться с учетом требуемого уровня надежности электроснабжения компрессорной станции. Для распределительных устройств должно применяться оборудование комплектной заводской поставки.

Для распределительных устройств должны применяться, как правило, двухсекционные схемы (или одна секционированная система шин). Применение схем распределительных устройств с тремя и более секциями шин требует дополнительного обоснования.

Схемы управления вводными и секционными выключателями распределительных устройств должны предусматривать возможность автоматического повторного включения вводов (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР) на секционных выключателях и питающих вводах.

7.11.13 В схемах электроснабжения компрессорных станций следует предусматривать автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

7.11.14 Для питания потребителей компрессорной станции на напряжении 380/220 В следует применять комплектные трансформаторные подстанции (КТП) заводской поставки.

Подключение подстанций, обеспечивающих электроэнергией потребителей I категории, следует предусматривать по радиальным схемам 10 кВ.

Подстанции потребителей II и III категорий допускается при необходимости подключать по магистральным или кольцевым схемам.

Размещение комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, их количество и мощность трансформаторов должны обеспечивать минимальные потери электроэнергии при минимальном расходе оборудования и кабельной продукции.

7.11.15 В схемах электроснабжения компрессорных станций следует предусматривать мероприятия в соответствии с действующими нормативными документами по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях 10 (6) и 0,4 кВ и обеспечению качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109.

7.11.16 Для обеспечения непрерывной работы ответственных вспомогательных механизмов газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, а также работы системы водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции и освещения компрессорной станции с различными типами газоперекачивающих агрегатов при прекращении электроснабжения от основных источников энергии на компрессорной станции следует предусматривать агрегаты аварийного электроснабжения согласно РД 51-0158623-06 [38].

7.11.17 В качестве аварийных источников электроснабжения компрессорных станций необходимо применять автоматизированные электроагрегаты на жидком топливе.

Для потребителей особой группы надежности электроснабжения допускается подключение в цеховой аварийной электростанции, при условии соответствующей мощности аварийного источника. При этом наличие АБП с аккумуляторной батареей, обеспечивающей переключение источников без перерыва электропитания, для потребителей особой группы обязательно.

Для компрессорной станции с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами аварийные агрегаты оснащаются автоматикой запуска по исчезновению напряжения на шинах 0,4 кВ КТП (ПЭБа, цеха) со временем запуска (до принятия нагрузки) 30 секунд. Продолжительность работы аварийных агрегатов следует рассчитывать на время, необходимое для восстановления и включения одного из основных источников электроснабжения, но не менее 24 часов. Для климатического района с холодным климатом пополняемый запас топлива должен обеспечивать продолжительность работы аварийных агрегатов не менее десяти суток.

Отключение аварийной дизельной электростанции предусматривается оператором (вручную по месту или дистанционно).

7.11.18 На компрессорной станции должно быть предусмотрено устройство гарантированного питания группы особо ответственных потребителей, обеспечивающих работу в течение 30 минут и безаварийное отключение компрессорной станции при полной потере напряжения переменного тока (контрольно-измерительные приборы, системы автоматики, резервные насосы смазки, аварийное электроосвещение).

В качестве источника электроэнергии системы гарантированного питания следует применять аккумуляторную батарею 220 (110) В. Емкость аккумуляторной батареи должна обеспечивать работу системы гарантированного питания в течение не менее 30 минут.

7.11.19 На компрессорной станции должна быть запроектирована автоматизированная система управления электроснабжением (АСУ Э) согласно “Основным положениям по автоматизации объектов энергообеспечения ОАО “Газпром” [32] и ВРД 39-1.8-055 [30].

7.11.20 Для электроприводных ГПА и электродвигателей приводов механизмов основных и вспомогательных технологических процессов компримирования газа при необходимости рекомендуется применение плавного запуска и частотного регулирования.

7.11.21 В зданиях и сооружениях компрессорной станции должно проектироваться рабочее электрическое освещение, а также устройства для подключения ремонтного освещения и электрооборудования.

7.11.22 Аварийное освещение с автоматическим переключением на аварийный источник питания должно быть предусмотрено в компрессорных цехах, индивидуальных зданиях газоперекачивающих агрегатов, энергоблоке операторной, аккумуляторной, электрической

станции, закрытом распределительном устройстве 10 кВ, наружной обвязке кранов компрессорной станции, узле связи, котельной, служебно-эксплуатационном и ремонтном блоке, а также насосной автоматического пожаротушения.

7.11.23 Источником аварийного освещения компрессорной станции, как правило, следует принимать аккумуляторную батарею, предусматриваемую для технологических целей.

При отсутствии батареи источником аварийного освещения допускается принимать одну из секций шин 0,4 кВ комплектной трансформаторной подстанции, к которой не подключено рабочее освещение, но подключен агрегат аварийного электроснабжения.

7.11.24 На площадках компрессорных станций главные проезды, открытые склады и подходы к цехам должны иметь наружное электрическое освещение. Управление наружным электроосвещением – автоматическое (по естественной освещенности) и дистанционное – из диспетчерского пункта станции.

7.11.25 Освещенность площадок, находящихся вне зданий, главных и вспомогательных проездов компрессорной станции должна соответствовать СНиП 23-05 [39].

7.11.26 Внутриплощадочные электрические сети необходимо предусматривать в кабельном исполнении с прокладкой по эстакадам (отдельным или совмещенным с технологическими). Применение других способов прокладки внутриплощадочных электросетей требует дополнительного обоснования.

7.11.27 Молниезащита зданий и сооружений компрессорной станции от прямых ударов молнии в соответствии с требованиями СО 153-34.21.122 [33], как правило, должна выполняться отдельно стоящими стержневыми молниеотводами или молниеотводами, совмещенными с прожекторными мачтами наружного электрического освещения.

7.11.28 При проектировании микропроцессорных систем релейной защиты, автоматики, АСУ и связи должны выполняться мероприятия по электромагнитной совместимости (ЭМС) микропроцессорных устройств с электромагнитной обстановкой (ЭМО) на объектах в соответствии с действующими стандартами.

7.12 Теплоснабжение

7.12.1 Выбор схемы теплоснабжения и тип основного и резервного источника тепла должен быть определен на основе технико-экономического сравнения на стадии общих технических решений и согласован с заказчиком и эксплуатационной организацией.

7.12.2 В случае равнозначных показателей в качестве основного и резервного источников теплоснабжения приоритетным должен считаться вариант децентрализованного теплоснабжения.

7.12.3 В качестве основных источников децентрализованного теплоснабжения должны предусматриваться автономные источники тепла:

- котельные: встроенные, пристроенные, блок-модульные, крышные;

- темные лучистые обогреватели в соответствии с действующими нормами и правилами;

- местные отопительные приборы.

7.12.4 В качестве основных источников централизованного теплоснабжения должны предусматриваться:

- утилизаторы тепла электростанций собственных нужд;

- утилизаторы тепла ГПА;

- центральные котельные: блок-модульные, размещаемые в отдельно стоящих зданиях и пристроенные.

7.12.5 Системы утилизации следует предусматривать прежде всего на агрегатах электростанций собственных нужд.

7.12.6 При применении в качестве основных источников тепла утилизаторов электростанций собственных нужд или ГПА или их комбинации должны быть предусмотрены независимые резервные источники тепла.

7.12.7 Тепловая мощность резервных источников тепла должна обеспечивать 100%-ность максимального теплопотребления, при основных источниках тепла от утилизаторов электростанций собственных нужд или ГПА.

7.12.8 Для котельных, являющихся единственным источником тепла, как правило, должна быть предусмотрена установка резервной тепловой мощности в размере 50 % от расчетной теплопроизводительности котельной (100 % для северной строительно-климатической зоны).

7.12.9 При проектировании объектов теплоснабжения магистральных газопроводов следует руководствоваться: ПБ 10-573 [40], ПБ 10-574 [41], ПБ 10-575 [42], ПБ 03-576 [43], СП 41-104 [44], СНиП II-35 [45], СНиП 41-02 [46], а также требованиями настоящих Норм.

7.13 Вентиляция и кондиционирование воздуха

7.13.1 Вентиляция зданий и сооружений КС должна обеспечивать:

- нормативные кратности обмена воздуха в производственных, административно-бытовых и вспомогательных помещениях;

- ассимиляцию избыточных тепловыделений;

- разбавление до предельно допустимой концентрации рабочей зоны вредных веществ, обращающихся в технологических процессах;

- разбавление до 10 % нижней концентрации предела распространения пламени горючих и взрывоопасных веществ, обращающихся в технологических процессах;

- нормативные допустимые значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха.

7.13.2 Воздухообмены для ассимиляции избыточных тепловыделений в теплый период года должны приниматься по параметрам "А".

8 Станции охлаждения газа

8.1 Общие требования

8.1.1 Станции охлаждения газа (СОГ) предназначены для охлаждения газа, подаваемого в магистральный газопровод, до температуры ниже температуры окружающего воздуха. Как правило, этот газ поступает из аппаратов воздушного охлаждения компрессорных станций. В холодный период охлаждение газа осуществляется в АВО в обход СОГ или круглогодично на СОГ, оснащенных специальными насосными агрегатами для циркуляции холодильного агента в зимний период.

8.1.2 Станции охлаждения газа могут использовать следующие холодильные циклы: парокомпрессионные; турбодетандерные; рекуперативные; комбинации парокомпрессионных и турбодетандерных циклов с рекуперативными теплообменными аппаратами.

Выбор холодильного цикла и схемы СОГ следует проводить на стадии технико-экономического обоснования строительства газотранспортной системы.

8.1.3 Исходные данные для проектирования станций охлаждения на период эксплуатации: сезонная производительность и пропускная способность магистрального газопровода, давление газа на входе СОГ, температура газа на входе СОГ (должны приниматься на основании гидравлического и теплового расчетов магистрального газопровода), а также потери давления газа на станции и состав природного газа. Температура газа на выходе СОГ должна приниматься в зависимости от геокриологических характеристик грунта по трассе и учитываться в расчете газопровода.

8.1.4 Основные расчетные параметры холодильного цикла (температуры испарения и конденсации хладагента, давление перед детандером и т.д.) следует принимать на основе оптимизационных расчетов с учетом технических характеристик принятого оборудования, а также расчетной температуры атмосферного воздуха.

8.1.5 Расчетную температуру атмосферного воздуха для определения холодопроизводительности станции охлаждения газа, расчета холодильного цикла и технологического оборудо-

вания следует принимать равной средней максимальной температуре наиболее теплого месяца по СНиП 23-01 [9].

8.1.6 Температура атмосферного воздуха для перехода на последовательное охлаждение газа в АВО КС и СОГ и обратно только в АВО должна определяться на основании технико-экономических расчетов. Загрузка одного холодильного агрегата при переключении должна быть выше 70 %. При этой температуре определяется количество необходимого оборудования СОГ и АВО газа.

8.1.7 Технико-экономические и технологические показатели СОГ определяются совместно с сопряженной КС.

8.1.8 При температуре окружающего воздуха, превышающей расчетную, допускается снижение холодопроизводительности станции не более, чем на 25 %. Количество установленного оборудования на станции должно обеспечить это требование при максимальной летней температуре воздуха. Должно быть определено максимально допустимое повышение температуры газа на выходе СОГ и время работы в этом режиме.

8.1.9 При превышении температуры воздуха выше расчетного значения допускается подключение резервного оборудования (холодильные агрегаты, теплообменные аппараты).

8.1.10 СОГ следует размещать на площадке компрессорной станции с выделением их в отдельную производственную зону.

8.1.11 СОГ могут проектироваться как на каждый магистральный газопровод, так и на группу газопроводов параллельной прокладки.

8.1.12 Подключение основного оборудования СОГ по холодильному агенту и охлаждаемому газу следует предусматривать по коллекторной схеме.

8.1.13 Все трубопроводы СОГ в пределах зоны обслуживания, имеющие температуру выше 55 °С, должны быть изолированы в соответствии со СНиП 41-03 [47].

8.1.14 При подключении СОГ к выходным газопроводам КС (после АВО) предусмотреть установку запорной арматуры с дистанционным и местным управлением на байпасе СОГ, на входных и выходных газопроводах СОГ, на продувочных свечах входных и выходных газопроводов.

8.1.15 Станционные системы СОГ и КС должны содержать все необходимые средства (САУ и др.), обеспечивающие их взаимодействие во всех режимах, включая нештатные и аварийные ситуации.

8.2 Парокомпрессионные СОГ

8.2.1 В технологической схеме станций охлаждения газа должно быть предусмотрено по хладагенту:

- компримирование;

- охлаждение и конденсация паров;
- переохлаждение жидкого хладагента (при необходимости);
- дросселирование и испарение;
- перегрев паров;
- сепарация паров, поступающих на компримирование;
- предотвращение вакуума в системе;
- отделение инертных газов;
- выделение тяжелых углеводородов (в случае необходимости).

В составе станции охлаждения газа следует предусматривать системы и установки:

- резервное оборудование;
- автоматизированную систему управления технологическими процессами СОГ (АСУ ТП СОГ);
- технологические и аварийные дренажные системы;
- факельную систему;
- системы приема, хранения и подпитки хладагента;
- обеспечение инертным газом;
- систему удаления неконденсирующихся газов из контура холодильного агента;
- систему, обеспечивающую работоспособность холодильных агрегатов при кратковременных сбоях в электроснабжении;
- противопожарную систему;
- систему основного и аварийного электроснабжения;
- систему обеспечения турбокомпрессорных агрегатов топливным, пусковым и импульсным газами;
- систему маслоснабжения;
- систему воздухоснабжения;
- систему теплоснабжения;
- систему водоснабжения и канализации.

8.2.2 Количество работающих холодильных агрегатов в расчетном режиме должно быть не менее двух для повышения надежности работы СОГ и для обеспечения его работоспособности при аварийной остановке одного из агрегатов. Загрузка агрегатов в этом режиме должна составлять 70–100 %.

8.2.3 Рекомендуемые перепады температур на холодном конце испарителей – от 3 до 6 °С, воздушных конденсаторов – от 8 до 15 °С уточняются технико-экономическим расчетом на стадии проектирования.

8.2.4 На станциях охлаждения газа следует предусматривать резерв компрессорных агрегатов, испарителей, воздушных конденсаторов хладагента, равный 10 %, но не менее 1 шт.

8.2.5 Общую вместимость линейных ресиверов следует принимать из условия обеспечения запаса хладагента на время работы от 8 до 12 мин. Геометрический объем одного ресивера должен быть не более 100 $м^3$.

8.2.6 Скорость хладагента в технологических трубопроводах в расчетном режиме следует определять на основании гидравлических и технико-экономических расчетов при потерях давления, не превышающих: во всасывающей линии от испарителей до компрессоров – 0,0098 МПа (0,1 $кГс/см^2$); в межтрубном пространстве испарителей – не более 0,0245 МПа (0,25 $кГс/см^2$); в нагнетательной линии до конденсатора – 0,0098 МПа (0,1 $кГс/см^2$); в воздушных конденсаторах хладагента – 0,0098 МПа (0,1 $кГс/см^2$).

Потери давления природного газа в испарителях – не более 0,0392 МПа (0,4 $кГс/см^2$).

Потери давления природного газа в обвязке испарителей – не более 0,0098 МПа (0,1 $кГс/см^2$).

Необходимо принимать следующие скорости:

- для паров хладагента: на стороне всасывания (не более) – 10–12 м/с; на стороне нагнетания (не более) – 12–15 м/с;

- для жидкого хладагента в линиях от конденсаторов до ресиверов, от ресиверов до переохладителей и от переохладителей до потребителей холода – не более 0,8 м/с.

8.2.7 Потери холода во внешнюю среду следует принимать в пределах от 3 до 5 % от номинальной производительности установки.

8.2.8 Арматура для технологических трубопроводов хладагента должна быть стальной с расчетным давлением не менее 2,45 МПа.

8.2.9 Для надежного отключения компрессоров от обвязочных коммуникаций по хладагенту необходимо предусматривать фланцы для заглушек или люки для установки шаров-разделителей, а также свечи.

Люки должны предусматриваться вне зданий (контейнеров) компрессорных агрегатов. Свеча должна предусматриваться между люком и запорным устройством.

8.2.10 В обвязке каждого компрессора следует предусматривать обводную линию, обратные клапаны на стороне нагнетания и линию сброса паров.

Сброс паров хладагента из обвязочных трубопроводов и компрессора следует предусматривать на факел. Выбросы от дыхательных и суфлирующих свечей следует предусматривать в атмосферу с обеспечением рассеивания газа в соответствии с нормативной документацией.

8.2.11 В нижней части всасывающих патрубков компрессора предусматривать дренажные линии для продувки всасывающих коллекторов перед запуском компрессора.

8.2.12 Регулирующие клапаны следует размещать непосредственно у каждого испарителя, на удобной для обслуживания площадке.

Необходимо предусматривать обводы регулирующих клапанов, оснащенные двумя ручными кранами.

8.2.13 Уклон трубопроводов между конденсаторами холодильного агента и линейными ресиверами должен быть таким, чтобы обеспечить слив холодильного агента в линейные ресиверы – самотеком.

8.2.14 При подводе сливного коллектора холодильного агента в линейные ресиверы сверху отбор потока в отделитель инертов осуществляется из верхней части линейных ресиверов. При подводе сливного коллектора холодильного агента в линейные ресиверы снизу отбор потока в отделитель инертов осуществляется из верхней части линейных ресиверов и выходного коллектора конденсаторов. При подводе сливного коллектора к линейным ресиверам снизу и сверху жидкий хладагент должен сливаться в нижнюю часть ресиверов (под слой жидкости).

8.2.15 Оборудование станций охлаждения газа должно соответствовать требованиям "Правил технической безопасности на холодильных станциях предприятий Мингазпрома" [48] и "Правил устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем" [49].

8.2.16 Изолировать трубопроводы и арматуру по линии холодильного агента от нагнетательного коллектора компрессора до входа в испарители, а также на линии сброса хладагента не требуется, кроме участков, где требуется защита от воздействия на человека.

8.3 Турбодетандерные СОГ

8.3.1 В технологической схеме станций охлаждения газа должно быть предусмотрено по хладагенту:

- компримирование природного газа до расчетного давления перед детандером. Компрессорная установка для компримирования газа вводится (включается) в действие при падении давления ниже расчетного;

- расширение газа в турбодетандере.

8.3.2 В схеме станций охлаждения газа также следует предусматривать:

- резервное оборудование;

- систему автоматики и регулирования, включая аварийное отключение станции;

- систему, обеспечивающую устойчивую работоспособность холодильных агрегатов при кратковременных перерывах в электроснабжении.

8.3.3 Количество работающих холодильных агрегатов в расчетном режиме должно быть не менее двух для повышения надежности работы СОГ и для обеспечения его работоспособности при аварийной остановке одного из агрегатов. Загрузка агрегатов в этом режиме должна составлять 70–100 %.

8.3.4 Скорость потока природного газа в технологических трубопроводах и аппаратах СОГ в расчетном режиме следует определять по п. 7.6.20 настоящих Норм.

8.3.5 На станциях охлаждения газа следует предусматривать резерв турбодетандерных агрегатов, аппаратов воздушного охлаждения, равный 15 %, но не менее 1 шт.

8.4 Рекуперативные СОГ

8.4.1 В технологической схеме станций охлаждения газа должно быть предусмотрено по хладагенту:

- нагрев газа низкого давления, входящего в КС (холодный поток);
- компримирование в КС;
- охлаждение газа в АВО КС;
- охлаждение газа высокого давления после АВО газа (горячий поток).

8.4.2 В схеме станций охлаждения газа также следует предусматривать:

- резервное оборудование;
- систему автоматики и регулирования, включая аварийное отключение станции;
- систему, обеспечивающую устойчивую работоспособность холодильных агрегатов при кратковременных перерывах в электроснабжении.

8.4.3 Рекомендуется использовать рекуперативную систему охлаждения газа, если температура природного газа на входе в ДКС, по крайней мере, на 10 градусов ниже, чем температура на входе в МГ.

8.4.4 Рекомендуется использовать рекуперативную систему в качестве предварительного охлаждения в парокомпрессионных холодильных циклах или в детандерных установках. Температурный уровень охлаждения в рекуператорах определяется технико-экономическим расчетом.

8.4.5 Не рекомендуется использование рекуперативных систем охлаждения газа на нескольких линейных станциях подряд. Должно осуществляться чередование рекуперативных и парокомпрессионных или детандерных холодильных установок.

8.5 Вспомогательные системы для парокомпрессионных холодильных машин

8.5.1 Технология

8.5.1.1 Следует предусматривать систему технологических дренажей для сбора жидкого хладагента из аппаратов и обвязочных коммуникаций компрессоров.

8.5.1.2 Постоянный отвод жидкости из отделителей жидкости должен выполняться самотеком в специальные сборники на аппаратах или в отдельно стоящие дренажные ресиверы вместимостью не менее 5 $м^3$ каждый.

Отвод жидкости из всасывающих и нагнетательных трубопроводов следует предусматривать самотечным в специальный дренажный ресивер.

8.5.1.3 Для опорожнения от хладагента отдельного оборудования или коммуникаций следует принимать установку дренажного ресивера вместимостью, равной наибольшей вместимости технологического аппарата.

8.5.1.4 Для опорожнения отдельных аппаратов СОГ от хладагента следует предусматривать аварийный дренажный резервуар вместимостью, равной вместимости наибольшего аппарата СОГ.

Аварийное опорожнение всей СОГ следует предусматривать в резервуары склада хладагента, специально приспособленные для приема хладагента.

Слив хладагента в аварийный дренажный резервуар и резервуары склада должен производиться самотеком.

Аварийная дренажная система должна обеспечивать опорожнение системы за время, не более 1 часа.

Во время работы СОГ аварийный дренажный резервуар и аварийные резервуары склада должны содержаться в постоянной готовности для приема хладагента.

Резервуар следует размещать вне габаритов установки охлаждения газа, определяемых выступающими частями оборудования или трубопроводов; расстояние от резервуара до установки должно быть не менее 10 м.

8.5.1.5 На станциях охлаждения газа следует устанавливать вспомогательный компрессорно-конденсаторный агрегат (для отсоса паров хладагента из системы, передавливания парами высокого давления жидкого хладагента и других операций) и вакуум-насос.

8.5.1.6 В системе отделения инертов, предназначенной для удаления из холодильного контура неконденсирующихся газов, следует предусматривать установку специальных теплообменников-испарителей для конденсации паров хладагента (кипящим жидким хладагентом), содержащих инерты со сбросом последних в факельную систему.

Отбор паров хладагента для установки отделения инертов предусматривать в следующих точках:

- на выходных коллекторах обвязки конденсаторов;
- на линейных ресиверах.

8.5.1.7 Для предотвращения разряжения в аппаратах холодильной установки в холодный период следует обеспечивать подачу инертного или природного газа. Допустимое минимальное давление в системе не должно быть ниже 0,15 МПа (абс.).

8.5.1.8 Для удаления накапливающихся в испарителе (для однокомпонентного холодильного агента) высококипящих примесей (масла, тяжелых углеводородов и др.) следует предусматривать ресивер вместимостью 10 м^3 с подогревателем для отпарки хладагента.

8.5.1.9 Необходимо предусматривать продувку инертным газом (азотом) всех отключаемых аппаратов или отдельных участков трубопроводов холодильной установки. Применение продуктов сгорания природного газа не рекомендуется.

Неснижаемый запас инертного газа должен быть не менее трех объемов наибольшего аппарата станции охлаждения газа.

8.5.2 Склады хладагента

8.5.2.1 Объем хладагента, хранимого на складе, следует определять с учетом возможности его получения и транспортных средств. При доставке хладагента только водным путем следует предусматривать хранение его годового запаса.

8.5.2.2 При работе станций охлаждения газа на смеси хладагентов необходимо предусматривать резервуары для хранения отдельных компонентов, а также резервуары и установки для приготовления смесей.

8.5.2.3 В составе склада следует предусматривать: резервуарный парк для приема и хранения хладагента; резервуар или баллоны для хранения инертного газа (азота); насосно-компрессорное отделение для разгрузки хладагента, подачи на станцию охлаждения газа и внутрискладских перекачек; свечу рассеивания; сливо-наливные устройства (эстакады).

8.5.2.4 При проектировании склада хладагента следует руководствоваться СНиП 42-01 [50].

8.5.3 Факельная система

8.5.3.1 На станции охлаждения газа следует предусматривать факельную систему для отвода и сжигания паров хладагента, поступающего при срабатывании предохранительных клапанов, а также периодических сбросах при продувках компрессоров, аппаратов и трубопроводов станции охлаждения.

8.5.3.2 В составе факельной системы следует предусматривать:

- факельные трубы (факелы);
- дренажные устройства;
- газопроводы от установок до факела с системой автоматики;
- трубопроводы топливного газа, воздуха, инертного газа.

8.5.3.3 Диаметр трубопроводов сбросных газов должен определяться с учетом наибольшего сброса газа одной из подключаемых установок станции охлаждения газа или склада хладагента с коэффициентом 1,2.

Наибольший аварийный сброс следует принимать на станции охлаждения газа – от предохранительных клапанов трех соседних аппаратов с наибольшим сбросом паров.

8.5.3.4 Допустимые потери давления в факельной системе (до верха факельной трубы при максимальном сбросе) следует принимать 0,1 МПа.

8.5.3.5 Факельное устройство должно проектироваться в соответствии с ПБ 03-591 [51].

8.5.3.6 Факельные трубы следует предусматривать:

- с электрозапальным устройством с дистанционным управлением и автоматическим зажиганием факела;

- с горелками постоянного действия;

- с огнепреградителем (предпочтительно типа “газостатический затвор”), устанавливаемым под факельной горелкой.

Во избежание попадания воздуха в факельную систему должна предусматриваться подача затворного газа в ствол факела.

Расчет количества затворного газа следует производить в соответствии с ПБ 03-591 [51].

8.5.3.7 Верхнюю часть факельной трубы (не менее 4 м) необходимо предусматривать из жаропрочной стали с ветрозащитным устройством.

На факеле следует предусматривать лестницу тоннельного типа с площадками через каждые 6 м и площадку для обслуживания запальных устройств и горелок постоянного действия.

8.5.3.8 Трубопроводы для сброса паров хладагента на факел следует выполнять надземно с уклоном не менее 0,002 по ходу, 0,003 – против хода. При невозможности выполнения одностороннего уклона в наиболее низких точках необходимо предусматривать дренажные устройства.

8.5.3.9 Для проведения ремонтных работ на факельных трубопроводах допускается установка задвижек, которые должны быть опломбированы в открытом положении на границе каждой секции станции охлаждения газа.

8.5.3.10 Обогрев трубопроводов и арматуры сброса хладагента допускается не проектировать.

8.5.3.11 При использовании в качестве хладагента аммиака аварийные сбросы следует направлять в атмосферу через свечи рассеивания, которые следует проектировать в соответствии с ПБ 09-592 [52] и действующими “Методиками расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий” ОНД [53].

8.6 Вспомогательные системы для турбодетандерных и рекуперативных холодильных установок

Для турбодетандерных и рекуперативных СОГ все вспомогательные системы следует проектировать в соответствии с требованиями раздела 7 настоящих Норм.

8.7 Предохранительные клапаны

8.7.1 На трубопроводах с жидким хладагентом, ограниченных запорными устройствами, для защиты их от повышения давления при нагреве солнечными лучами, параллельно запорному устройству следует предусматривать обвод (D_y 15–25) с обратным клапаном, обеспечивающим пропуск жидкости в емкостные аппараты, или предохранительный клапан.

8.7.2 На аппаратах следует устанавливать не менее двух предохранительных клапанов (рабочий и резервный). Количество рабочих клапанов определяется расчетом. Количество резервных клапанов принимается равным рабочему.

8.7.3 Предохранительные клапаны на резервуарах должны устанавливаться, как правило, через переключающий трехходовой кран.

8.7.4 Сброс от предохранительных клапанов следует предусматривать в факельную систему.

8.7.5 Расчет предохранительных клапанов на сосудах и аппаратах следует выполнять в соответствии с ПБ 09-592 [52] с учетом отвода всего количества хладагента во время пожара.

8.8 Системы теплоснабжения, отопления и вентиляции

8.8.1 Проектирование теплоснабжения, отопления и вентиляции зданий и помещений станций охлаждения газа следует выполнять в соответствии с ВРД 39-1.8-055 [30].

8.8.2 Установку утилизаторов тепла на агрегатах предусматривать не следует, учитывая, что в холодный период года станция искусственного охлаждения не работает.

8.8.3 При проектировании систем теплоснабжения СОГ необходимо руководствоваться требованиями раздела 7 настоящих Норм.

8.9 Системы контроля и управления

8.9.1 Станция охлаждения должна иметь централизованное управление и контроль из резервного пункта управления СОГ и операторной СОГ-КЦ.

8.9.2 Основные параметры, характеризующие работу станций охлаждения, должны выноситься на диспетчерский пункт КС: температура газа на входе и выходе; давление газа; состояние компрессорных агрегатов (включен, выключен); сигнал загазованности и о пожаре; нерасшифрованный предупредительный сигнал и сигнал об аварийных ситуациях.

В системе должен быть предусмотрен алгоритм аварийного отключения СОГ со сливом и без слива холодильного агента из контура СОГ.

9 Газораспределительные станции

9.1 Общие положения

9.1.1 ГРС предназначены для подачи газа населенным пунктам, промышленным предприятиям и другим потребителям в заданном объеме с определенным давлением, необходимой степенью очистки, одоризации и учетом количества газа. В состав газораспределительной станции входят:

а) узлы:

- переключения;
- очистки газа;
- предотвращения гидратообразования;
- редуцирования газа;
- учета газа;
- одоризации газа;
- отбора газа на собственные нужды;
- подготовки импульсного (питающего) газа;

б) системы:

- автоматического управления;
- электроснабжения;
- связи и телемеханики;
- защиты от коррозии;
- отопления и вентиляции;
- контроля загазованности;
- молниезащиты;
- заземления;
- охранной и пожарной сигнализации;
- водоснабжения и канализации.

В состав ГРС с производительностью более 2 тыс. $м^3/ч$ при условии экономической целесообразности могут быть включены установки по утилизации энергии транспортируемого газа.

9.1.2 Газ, подаваемый из ГРС, должен соответствовать ГОСТ 5542 .

9.1.3 В соответствии с техническим заданием на проектирование ГРС должна быть определена расчетом минимальная и максимальная допустимая пропускная способность ГРС.

Выбор технологического оборудования и систем автоматики и телемеханики по обеспечению безопасной эксплуатации ГРС должен осуществляться с учетом максимальной и минимальной проектной производительности ГРС.

9.1.4 Технологическое оборудование ГРС, до выходного крана включительно, должно быть рассчитано на рабочее давление подводящего газопровода-отвода. В случае использования регуляторов давления газа с отсекателем (клапан-отсекатель и регулятор) и установки дополнительного предохранительного клапана перед выходным краном в каждой линии редуцирования допускается производить подбор оборудования ГРС после регулятора на рабочее выходное давление.

9.1.5 На ГРС регламентируются следующие минимально допустимые расстояния:

- 15 м от огневой стороны подогревателя газа до всех технологических сооружений;
- 5 м от отдельно стоящего узла переключения или дополнительных отключающих устройств до здания ГРС.

9.1.6 На ГРС с производительностью более 5 тыс. м^3/ч при превышении допустимого уровня шума необходимо предусматривать меры по шумоглушению – установки устройств шумоглушения и нанесения звукопоглощающей изоляции на трубопроводы после редуцирования газа до выходных кранов, а также на трубопровод обводной линии (по требованию заказчика).

9.1.7 Скорость газа в трубопроводах ГРС не должна превышать 25 м/с. Допускается повышение скорости газа до 50 м/с при подаче газа по обводной линии.

9.1.8 Рекомендуется определять на стадии проектирования наиболее напряженные участки газопроводов ГРС для последующего проведения их диагностического обследования в процессе эксплуатации.

9.1.9 Формы обслуживания ГРС (централизованная, периодическая, надомная и вахтенная) и требования к ним, а также другие требования, не вошедшие в настоящие Нормы, необходимо принимать в соответствии с ВРД 39-1.10-069 [54].

9.1.10 В проекте необходимо предусматривать возможность свободного доступа к обслуживаемым приборам и устройствам.

9.1.11 Для обеспечения непрерывной подачи газа потребителю в период реконструкции рекомендуется предусматривать места подключения “передвижной Мини-ГРС” (производительностью 10 тыс. м^3/ч).

9.1.12 Охранный кран необходимо располагать на расстоянии не более 500 м от ГРС. Кран должен иметь дистанционное управление.

9.2 Узел переключения

9.2.1 Узел переключения ГРС предназначен для изменения направления потока газа высокого давления с основной линии редуцирования на обводную линию.

9.2.2 В узле переключения ГРС следует предусматривать:

- краны с дистанционно управляемым приводом на газопроводах входа и выхода;
- предохранительные клапаны (не менее двух) для сброса газа;
- обводную линию, соединяющую газопроводы входа и выхода ГРС, обеспечивающую кратковременную подачу газа потребителю;
- свечу (свечи) сброса газа с предохранительных клапанов, вынесенную, как правило, на 10 м за ограждение ГРС;
- свечу с дистанционно управляемым краном для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов, расположенных после входного крана и перед линией редуцирования. Для ГРС с производительностью более 150 тыс. $м^3$/ч данная свеча должна быть вынесена на 10 м за ограждение ГРС.

Объединение свечей из технологических установок и предохранительных клапанов с различными давлениями запрещено.

Допускается объединять сбросные свечи одинакового давления, в том числе с различных выходов.

9.2.3 Пропускная способность предохранительных клапанов должна быть не менее 10 % от максимальной производительности выходного газопровода ГРС.

9.2.4 Обводная линия должна быть оснащена (по ходу газа):

- отключающим краном с дистанционно управляемым приводом (допускается установка крана с ручным приводом);
- краном-регулятором или задвижкой с ручным приводом.

9.2.5 Обводная линия должна быть оснащена приборами контроля давления газа, видимыми с места регулирования.

9.2.6 Обводная линия должна обеспечивать проектную производительность ГРС.

9.2.7 Входной и выходной краны ГРС должны иметь дистанционное управление.

9.2.8 Для ГРС, узел переключения которых располагается в одном здании (блок-боксе) с остальными узлами станции, на входном газопроводе устанавливается дополнительное отключающее устройство с дистанционно управляемым приводом.

9.3 Узел очистки газа

9.3.1 Для очистки газа на ГРС должны применяться пылевлагоулавливающие устройства, обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС и потребителя.

9.3.2 Количество аппаратов очистки газа определяется расчетом, но не менее двух (один резервный). По согласованию с заказчиком на ГРС производительностью до 10 тыс. $м^3/ч$ может применяться один аппарат очистки газа с байпасом.

9.3.3 Узел очистки газа должен быть оснащен устройствами автоматического удаления конденсата в сборные резервуары и системой контроля утечек продуктов очистки газа.

9.3.4 Вместимость резервуара должна определяться из условия слива примесей в течение 10 суток, но не менее – 1 $м^3$.

9.3.5 Резервуары (емкости) сбора продуктов очистки газа должны быть рассчитаны на рабочее давление подводящего газопровода-отвода и оборудованы сигнализатором верхнего уровня жидкости.

При использовании газоотделяющих устройств, полностью исключающих возможность попадания газа в сборные емкости высокого давления, резервуары (емкости) для сбора продуктов очистки могут рассчитываться на максимальное давление, подаваемое для их опорожнения. Не допускается оснащать дыхательным клапаном емкости, находящиеся при эксплуатации под давлением.

9.3.6 Технологический процесс сбора продуктов очистки из резервуаров должен исключать возможность пролива и попадания конденсата на грунт. Слив (налив) конденсата в резервуары (емкости) должен производиться под слоем жидкости.

9.4 Узел предотвращения гидратообразования

9.4.1 Узел предотвращения гидратообразования предназначен для исключения обмерзания оборудования и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях.

9.4.2 В качестве мер по предотвращению гидратообразования применяются общий или частичный подогрев газа с помощью подогревателей газа. При опасности образования гидратных пробок необходимо использовать ввод метанола в газопроводные коммуникации.

9.4.3 Количество и тип подогревателей газа следует определять исходя из значения температуры газа на выходе ГРС – не ниже минус 10 °С (на пучинистых грунтах не ниже 0 °С). Необходимость резервного подогревателя определяет заказчик.

9.4.4 Надземные трубопроводы и арматура при наружной прокладке, на выходе из подогревателей, должны быть защищены тепловой изоляцией.

9.4.5 Отключающие и байпасный краны узла подогрева газа должны располагаться не ближе 15 м от огневой части подогревателя.

9.4.6 Для подогревателей с промежуточным теплоносителем необходимо предусматривать защиту и сигнализацию при прорыве газа в полость теплоносителя.

9.5 Узел редуцирования газа

9.5.1 Узел редуцирования предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителю.

9.5.2 В узле редуцирования ГРС количество редуцирующих линий следует принимать не менее двух (одна резервная). Допускается применять три и более линий редуцирования равной производительности (не менее одной резервной). При обосновании допускается предусматривать линию постоянного расхода, рассчитанную на 35—40 % проектной производительности по данному выходу.

9.5.3 В узле редуцирования при необходимости допускается предусматривать линию малых расходов для работы в начальный период эксплуатации ГРС.

9.5.4 Линии редуцирования газа должны быть оборудованы сбросными свечами.

9.5.5 Линии редуцирования должны иметь автоматическую защиту от отклонения рабочих параметров за допустимые пределы и автоматическое включение резерва.

9.5.6 Линии редуцирования должны выполняться по одной из следующих схем (по ходу газа):

- кран с дистанционно управляемым приводом, регулятор давления или регулирующий клапан, или дискретный клапан-дроссель, кран ручной или с дистанционно управляемым приводом (защита на входном кране);

- кран ручной или с дистанционно управляемым приводом, два последовательно установленных регулятора давления: первый – контрольный, второй – рабочий (защита контрольным регулятором), кран ручной или с дистанционно управляемым приводом;

- кран ручной или с дистанционно управляемым приводом, отсекатель, регулятор, кран ручной или с дистанционно управляемым приводом (защита отсекателем).

Линия постоянного расхода выполняется по следующей схеме – кран с дистанционно управляемым приводом, задвижка или постоянный дроссель, кран ручной (защита на кране с дистанционно управляемым приводом).

9.5.7 Для поддержания установленного режима газопотребления следует предусматривать установку регуляторов-ограничителей расхода газа.

Регулятор – ограничитель расхода газа может устанавливаться как в узле редуцирования, так и на выходе ГРС.

9.6 Узел учета газа

9.6.1 Узлы учета газа предназначены для коммерческого учета газа, подаваемого потребителю, и учета газа на собственные нужды.

9.6.2 Узел учета газа должен проектироваться в соответствии с требованиями Федерального закона "Об обеспечении единства измерений" [55]. Средства измерения (вычисления) расхода газа должны иметь сертификат Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Ростехрегулирование) об утверждении средств измерения.

9.6.3 Измерительные комплексы учета расхода газа должны устанавливаться после узла очистки, перед узлом редуцирования, или за ним.

9.6.4 Узел учета газа должен обеспечивать измерение расхода газа во всем диапазоне работы ГРС.

9.6.5 На ГРС рекомендуется предусматривать измерительные линии расхода газа для каждого выхода (потребителя) с одним измерительным комплексом на каждой линии. Узел учета газа на собственные нужды допускается выполнять без резервирования. Дополнительные требования по резервированию и дублированию узлов учета газа устанавливает заказчик.

9.7 Узел одоризации газа

9.7.1 Узел одоризации предназначен для придания запаха газу, подаваемому потребителю.

9.7.2 Норма вводимого одоранта (этилмеркаптан) должна быть 16 г на 1000 м^3 газа, приведенного к стандартным условиям.

9.7.3 Газ, подаваемый промышленным предприятиям и электростанциям, по согласованию с потребителем и органами Ростехнадзора может не одорироваться.

9.7.4 При наличии централизованного узла одоризации газа, расположенного на магистральном газопроводе, допускается не предусматривать узел одоризации газа на ГРС.

9.7.5 Узел одоризации устанавливается на выходе станции после обводной линии. Подача одоранта допускается как с автоматической (основной режим работы), так и с ручной регулировкой.

9.7.6 На ГРС необходимо предусматривать емкости для хранения одоранта. Объем емкостей должен быть таким, чтобы заправка их производилась не чаще одного раза в два месяца. В емкостях для хранения одоранта должны быть предусмотрены средства контроля его уровня. Заправка емкостей одорантом должна осуществляться только закрытым способом [56].

9.7.7. Емкости хранения одоранта должны быть оборудованы системой контроля утечек одоранта.

9.7.8 Технология утилизации оборудования одоризации газа должна предусматривать разработку согласованных с органами государственного надзора подготовительных мероприятий по демонтажу оборудования одоризации газа и последующей передаче для его утилизации.

9.8 Узел отбора газа на собственные нужды

9.8.1 Отбор газа на собственные нужды следует предусматривать от выходящего газопровода ГРС (после обводной линии и узла одоризации) с редуцированием давления газа до заданного значения.

9.8.2 Допускается выполнять отбор газа на собственные нужды с высокой стороны.

9.8.3 Газ, используемый на собственные нужды, должен учитываться и быть одорированным. Газ, сжигаемый в блоках подогрева, расположенных на открытых площадках, допускается не одорировать.

9.9 Узел подготовки импульсного (питающего) газа

9.9.1 Отбор газа для узла подготовки импульсного газа необходимо проводить с высокой стороны после узла очистки газа.

9.9.2 Импульсный газ должен быть дополнительно осушен и очищен.

9. 10 Система автоматического управления, связи и телемеханики

9.10.1 Система автоматического управления (САУ) ГРС должна проектироваться с учетом требований “Основных положений по автоматизации, телемеханизации, автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа” [31], “Отраслевой Системы Оперативно-Диспетчерского Управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования” [27] и “Основных положений по автоматизации газораспределительных станций” [57].

9.10.2 Электропитание САУ ГРС должно быть выполнено от сети 220 В, 50 Гц и от резервной сети (аккумуляторная батарея). Емкость аккумуляторной батареи определяется проектом и должна обеспечивать непрерывную работу САУ, с сохранением всех ее функций, в течение суток.

9.10.3 Обмен данными САУ ГРС с ДП ЛПУ МГ осуществляется по каналу телемеханики. Выбор способа интеграции САУ ГРС в систему телемеханики осуществляется на этапе проектирования ГРС по техническим условиям заказчика.

9.10.4 Технические средства связи должны обеспечивать надежную и бесперебойную связь с ЛПУ МГ и потребителями согласно разделу 11 настоящих Норм.

9.10.5 ГРС должна иметь местную телефонную связь с потребителями, строительство которой выполняет потребитель.

9.11 Электроснабжение, электрооборудование, электроосвещение, молниезащита и заземление

9.11.1 Система электроснабжения предназначена для обеспечения электроэнергией всех электроприемников ГРС и включает в себя:

- источники электроснабжения;
- электрооборудование и аппаратуру распределения электроэнергии.

9.11.2 Устройство, условия применения на ГРС и техническая эксплуатация электрооборудования должны удовлетворять требованиям ПУЭ [16], "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" [58], РД 153-34.0-03.150 [59] , РД 34.45-51.300 [60], а также Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [11].

9.11.3 Система электроснабжения должна проектироваться с учетом наличия на ГРС электроприемников различной категории надежности по классификации ПУЭ [16]. Как правило, система электроснабжения должна предусматривать в качестве основного источника ввод от сети переменного тока 230/400В (ввод от собственной подстанции 6-10/0,4кВ или ввод 230/400В от местной сети). Такие электроприемники, как САУ, устройства контроля загазованности и устройства коммерческого учета газа, относятся к первой категории надежности и должны иметь электроснабжение от двух независимых источников: ввод от сети 230/400В (основной источник) и агрегат бесперебойного питания (АБП) с аккумуляторной батареей (резервный источник).

Емкость аккумулятора АБП должна обеспечивать его непрерывную работу в течение 24 часов. Допускается применение на крупных ГРС нескольких АБП, работающих автономно и питающих САУ, средства коммерческого учета газа и других электроприемников первой категории.

9.11.4 В обоснованных случаях допускается совместно с АБП применение в качестве основных и резервных источников электроснабжения автоматизированных электроагрегатов на базе поршневых газовых двигателей внутреннего сгорания, газовых микротурбин, или электроагрегатов на базе турбодетандеров, снабженных средствами АВР.

9.11.5 Установки катодной защиты обеспечиваются электроэнергией по III категории надежности.

При наличии в здании ГРС аварийных вентиляторов (зал редуцирования, расходомерная), включаемых автоматически от датчиков контроля загазованности, их электроснабжение следует выполнять по I категории надежности.

9.11.6 На ГРС должно быть предусмотрено рабочее и аварийное освещение в соответствии со СНиП 23-05 [39]. Наружное освещение должно быть преимущественно прожектор-

ным. Для аварийного освещения допускается использовать переносные фонари во взрывозащищенном исполнении.

9.11.7 Схема управления наружным электроосвещением должна предусматривать возможность выбора режима: ручной или автоматический, а также выбор количества включенных прожекторов (светильников) для дежурного освещения.

9.11.8 Здание ГРС и наружные установки должны быть защищены от прямых ударов молний отдельно стоящими молниеотводами в соответствии с СО 153-34.21.122 [33].

9.11.9 Заземление электроустановок ГРС и защитные меры электробезопасности должны соответствовать требованиям действующих ПУЭ [16] и стандартам электробезопасности.

9.12 Защита от коррозии

9.12.1 Электрохимзащиту оборудования и трубопроводов от коррозии следует предусматривать в соответствии с требованиями раздела 12 настоящих Норм.

9.12.2 На ГРС следует предусматривать комплексную защиту от коррозии защитными покрытиями и площадочными установками электрохимической защиты. На входных и выходных газопроводах ГРС необходимо устанавливать изолирующие вставки (фланцы).

9.12.3 В составе электрохимзащиты следует предусматривать преимущественно сетевые установки катодной защиты и контрольно-измерительные пункты.

9.13 Системы отопления и вентиляции

9.13.1 Системы отопления, вентиляции и температура воздуха в помещениях ГРС должны соответствовать требованиям СНиП 41-01 [61] и техническим требованиям заводов-изготовителей оборудования, систем, устройств и приборов.

9.13.2 Кратность воздухообмена в помещениях ГРС принимается в соответствии с действующими нормами:

- в помещении редуцирования – 3;
- в помещении с приборами, стравливающими газ – 3;
- в одоризационной – 10.

В щитовой, операторной и других помещениях с нормальной средой – не нормируются.

9.13.3 Для производственных помещений категорий А следует предусматривать аварийную вентиляцию с искусственным побуждением на восьмикратный воздухообмен, включаемую при срабатывании датчика контроля загазованности в этих помещениях или вручную. С наружной стороны дверей необходимо устанавливать средства световой и звуковой сигнализации о загазованности этих помещений и кнопочные посты управления аварийной вентиляцией.

9.13.4 Рекомендуется размещение котельной в едином здании ГРС. При проектировании встроенных котельных следует руководствоваться СП 41-104 [44].

9.14 ГРС малой производительности

9.14.1 Настоящие положения распространяются на ГРС производительностью не более 2 тыс. $м^3/ч$ (далее – мини ГРС).

9.14.2 Требования к узлам, отдельным элементам узлов и системам мини ГРС, не отраженные в настоящем подразделе, должны приниматься в соответствии с подразделами 9.1– 9.13 настоящих Норм.

9.14.3 Для мини ГРС блочного исполнения допускается размещение свечей для сброса газа непосредственно на блок – боксе. Высота оголовка свечей – не менее 4 м от уровня земли.

9.14.4 На территории отдельно стоящих мини ГРС допускается не предусматривать вспомогательные сооружения (туалет, мастерскую, операторную).

9.14.5 В узле переключения допускается предусматривать:

- кран с дистанционно управляемым приводом или кран ручной на входном газопроводе, кран ручной на выходном газопроводе;

- два предохранительных сбросных клапана (рабочий и резервный).

При проектировании мини ГРС допускается отсутствие обводных линий, соединяющих газопроводы входа и выхода при условии наличия резервных устройств очистки, подогрева и редуцирования газа в технологической схеме.

9.14.6 Пропускная способность предохранительного сбросного клапана должна приниматься равной 100 % производительности выходного газопровода, на котором установлен указанный клапан. Требование относится как к рабочему, так и к резервному клапанам.

9.14.7 Оборудование узла очистки газа устройствами автоматического удаления жидкости определяется требованиями заказчика.

9.14.8 Для отдельно стоящих мини ГРС объем резервуара для сбора продуктов очистки газа определяется проектом с учетом местных условий.

9.14.9 Уровень автоматизации – обеспечение сигнализации об аварийном состоянии на удаленный пульт (дом операторов, диспетчерская ЛПУ МГ).

В отдельно стоящих мини ГРС допускается не предусматривать устройства связи с ЛПУ и потребителями газа.

9.14.10 Для мини ГРС шкафного исполнения допускается не нормировать кратность воздухообмена в отсеках.

10 Газоизмерительные станции

10.1 Общие требования

10.1.1 Газоизмерительные станции (ГИС) – совокупность технологического оборудования, средств и систем для измерения расхода и качественных показателей и коммерческого учета количества природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам и поставляемого потребителям.

10.1.2 ГИС по своему назначению, уровню и объемам автоматизации подразделяются на:

- хозрасчетные (коммерческие) для взаимных расчетов между поставщиками и потребителями;

- технологические для контроля, оптимизации и управления режимами транспорта газа.

10.1.3 ГИС устанавливаются на магистральном газопроводе или на обводной линии.

10.1.4 На ГИС следует предусматривать:

а) узлы:

- подключения (только для ГИС на обводной линии);

- очистки газа (при необходимости);

- учета газа;

- контроля качества газа;

б) системы:

- оперативного контроля и управления технологическим оборудованием;

- связи;

- контроля загазованности;

- охранной сигнализации;

- пожарной сигнализации;

- автоматического пожаротушения (для пограничных ГИС);

- электроснабжения;

- отопления, вентиляции и, при необходимости, кондиционирования воздуха;

- водоснабжения и канализации (при необходимости);

- молниезащиты;

- защиты от коррозии;

- защитного заземления.

Набор помещений ГИС определяет заказчик.

10.1.5 Для ГИС, устанавливаемой на обводной линии, на подводящем и отводящем газопроводах следует предусматривать отключающие краны с местным и дистанционным управлением. На линейной части магистрального газопровода должны быть установлены два

секущих крана с возможностью сброса давления между ними на свечу. Краны должны оснащаться пневмо- и гидроприводами, имеющими местное и дистанционное управление из операторной ГИС, КС или по системе телемеханики.

Для технологических ГИС допустима установка на МГ одного секущего крана.

На подводящем и отводящем газопроводах ГИС для обеспечения эффективной работы ЭХЗ газопровода рекомендуется устанавливать электроизолирующие вставки согласно ВСН 39-1.22-007 [22] и ВСН 39-1.8-008 [23].

10.1.6 При установке ГИС непосредственно на магистральном газопроводе должны быть обеспечены следующие условия:

- возможность прохождения очистного устройства;

- отсутствие необходимости сброса газа из МГ для извлечения замерных устройств;

- отсутствие необходимости очистки газа на площадке ГИС для работы замерных устройств.

10.1.7 Трубопроводы в пределах площадки ГИС должны приниматься категории В в соответствии со СНиП 2.05.06 [1].

10.1.8 Трубопроводы в пределах узла подключения ГИС следует принимать категории В в соответствии со СНиП 2.05.06 [1]. Участки МГ длиной по 250 м в обе стороны от секущих кранов ГИС должны приниматься I категории в соответствии со СНиП 2.05.06 [1].

10.1.9 Скорость газа в трубопроводах ГИС не должна превышать 25 м/с.

10.1.10 Оборудование, трубопроводы, запорная арматура и фитинги должны рассчитываться на прочность по максимальному рабочему давлению МГ.

10.1.11 Потери давления газа на ГИС следует рассчитывать (при необходимости):

- в технологических трубопроводах – по проектным геометрическим характеристикам;

- в оборудовании, в том числе запорной арматуре – по техническим характеристикам заводов-изготовителей.

10.1.12 ГИС должны обеспечивать измерение расхода газа, приведенного к стандартным условиям, обработку, хранение и предоставление информации в соответствии с действующими нормативно-техническими документами. Измерение расхода газа на хозрасчетных ГИС, располагающихся на границах организаций системы ОАО “Газпром”, должно предусматриваться на базе методик измерения, действующих как нормативные документы, утвержденные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Ростехрегулирование – бывш. Госстандарт РФ). На ГИС, располагающихся на границах организаций системы ОАО “Газпром”, и на технологических ГИС допускается предусматривать измерение расхода газа на базе других методик по согласованию с метрологической службой ОАО “Газпром”.

10.1.13 Для выполнения условий хозрасчетного учета расхода газа на ГИС должны осуществляться измерения качественных характеристик природного газа:

- состава газа;
- температуры точки росы по воде;
- температуры точки росы по углеводородам;
- содержания сероводорода, меркаптановой и общей серы (при необходимости).

10.1.14 Для отбора проб контроля качества измеряемых газовых потоков на ГИС следует предусматривать пробоотборное устройство. Отбор проб газовых потоков производят в соответствии с требованиями ГОСТ 18917 и ГОСТ 8.563.2.

10.1.15 Информация о работе ГИС в объеме, определяемом нормативными документами, должна передаваться в пункт управления вышестоящего уровня (ЛПУ МГ, предприятия). ГИС должны быть обеспечены телефонной связью.

10.1.16 Комплекс технических средств (КТС) ГИС должен обеспечивать функционирование как в составе информационно-измерительной системы верхнего уровня (газотранспортного предприятия), так и в автономном режиме.

10.1.17 Расстояние от площадки ГИС (за исключением установки непосредственно на МГ в соответствии с п.п. 10.1.3, 10.1.6 настоящих Норм) до основной трассы МГ должно определяться условиями обеспечения монтажа, ремонта и безопасной эксплуатации оборудования. Допускается принимать это расстояние в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06 [1] для территорий ГРС, АГРС, регуляторных станций, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом объектов магистрального газопровода.

Расстояние от измерительных трубопроводов до расходомерной и помещения контроля качества газа, содержащих измерительное оборудование во взрывозащищенном исполнении, технологически связанное с измерительными трубопроводами, не регламентируется.

10.1.18 При необходимости предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в измерительные трубопроводы ГИС могут применяться установки (аппараты) очистки газа от твердых и жидких примесей (пылеуловители, сепараторы или фильтры) с учетом требований подраздела 7.4 настоящих Норм.

10.1.19 Количество аппаратов очистки газа следует определять по требуемой пропускной способности ГИС, но не менее двух (один – резервный).

Допускается предусматривать индивидуальную установку очистки газа на каждом измерительном трубопроводе ГИС с обеспечением требуемой пропускной способности трубопровода.

10.1.20 Для отключения аппаратов очистки газа на подводящем и отводящем трубопроводах каждого аппарата должны предусматриваться краны с ручным или пневматическим приводом. Должна быть предусмотрена возможность сброса газа из отключенных аппаратов.

В случае включения аппаратов очистки газа в состав измерительных трубопроводов отдельные отключающие устройства для них не требуются. Отключение в этом случае производится совместно с измерительным трубопроводом.

10.1.21 Необходимость автоматизации процесса удаления жидкости в сборные емкости определяет заказчик в зависимости от конкретных условий эксплуатации объекта.

10.1.22 На ГИС следует предусматривать централизованную очистку и осушку импульсного газа пневмоприводных кранов. Допускается не предусматривать централизованную очистку и осушку импульсного газа при наличии таких функций в составе пневмоприводных кранов.

10.2 Трубопроводы

10.2.1 Диаметр коллекторных устройств $D_к$ на входе и выходе ГИС следует определять по выражению $D_к \geq D \cdot [0,5 \cdot (n+1)]^{0,5}$ (рекомендуется соблюдение дополнительного условия $D_к > D \cdot n^{0,5}$), где D – диаметр измерительного трубопровода (ИТ), n – общее число рабочих ИТ одинаковой конструкции, обеспечивающее максимальный расчетный поток газа через ГИС.

На ГИС с двумя измерительными трубопроводами, из которых один является рабочим, а другой – резервным, допускается принимать $D_к = D$. Выбор труб производится проектными организациями в зависимости от конкретных условий работы газопроводов по действующим НД и техническим условиям.

10.2.2 Число рабочих измерительных трубопроводов на ГИС следует определять исходя из необходимого максимального объемного расхода измеряемого газового потока, протекающего по МГ, а общее число ИТ находят с учетом резервных ИТ (один или два в зависимости от схемных технологических решений и режимных условий работы ГИС). При расположении расходомеров непосредственно на МГ резервные ИТ не предусматриваются.

10.3 Система автоматического управления, связи и телемеханики

10.3.1 Система автоматики ГИС должна проектироваться с учетом требований документов: “Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа” [31] и “Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования” [27].

Система автоматики ГИС (САУ ГИС, АСУ ГИС) является составной частью АСУ ТП пред-

приятия и должна обеспечивать выполнение основной задачи ГИС (измерение количественных и качественных показателей газа), создавать условия для автоматического сохранения работоспособности ГИС и поддержания оптимальных условий выполнения измерений.

Система автоматики ГИС должна содержать:

- систему контроля качественных показателей газа и учета расхода газа;
- систему контроля и управления технологическим оборудованием ГИС;
- систему жизнеобеспечения и безопасности ГИС.

10.3.2 Система контроля качественных показателей газа и учета расхода газа предназначена для реализации следующих функций:

- определения химического (компонентного) состава газа, его влажности и плотности, теплоты сгорания газа (газохроматограф, анализатор точки росы, измеритель плотности газа);
- измерения текущих значений параметров расхода газа на измерительных трубопроводах (датчики давления и температуры газа, датчики перепада давления или другие средства измерения расхода газа);
- расчета мгновенных и интегральных расходов газа по измерительным трубопроводам и в целом по трубопроводу, расчета общей энергии газа.

10.3.3 Для хозрасчетных ГИС автоматическое непрерывное определение расхода и объемного количества транспортируемого природного газа по каждому измерительному трубопроводу должно выполняться двумя независимо работающими линейными вычислительными комплексами (основным и дублирующим).

Система автоматики ГИС должна обеспечивать периодическое сравнение значений текущих измеренных параметров и вычисленного значения расхода от основного и дублирующего линейных вычислительных комплексов одного измерительного трубопровода с выдачей сигнала рассогласования на экран терминала оператора.

Система автоматики ГИС должна обеспечивать формирование отчетов по каждому измерительному трубопроводу и по ГИС в целом на основе данных, полученных от линейных вычислительных комплексов, выбранных в качестве основных.

10.3.4 Система контроля и управления технологическим оборудованием ГИС предназначена для реализации следующих функций:

- управления кранами на входе и выходе ГИС, секущими кранами;
- управления кранами на измерительных трубопроводах (ввод-вывод резервного измерительного трубопровода в зависимости от расхода газа и при возникновении неисправностей в работающем измерительном трубопроводе);

- измерения параметров УКЗ.

10.3.5 Система жизнеобеспечения и безопасности ГИС должна обеспечивать контроль функционирования вспомогательных систем, включение аварийной вытяжной вентиляции при обнаружении загазованности, отключение систем вентиляции и кондиционирования при пожаре, включение, при необходимости, системы аварийной и предупредительной сигнализации, включение цикла автоматического отключения ГИС.

10.3.6 Алгоритмы автоматического управления оборудованием ГИС должны обеспечивать:

- автоматический выбор количества работающих измерительных трубопроводов в зависимости от расхода газа;

- задание приоритетов и определение состояния измерительных трубопроводов;

- управление циклом переключения измерительных трубопроводов;

- аварийное отключение ГИС: при пожаре в помещениях ГИС, при достижении загазованности 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения (НПВ) в помещении расходомерной, в помещении анализаторов качества газа, по команде с мнемопанели в операторной, по команде из ДП КС (ЛПУ МГ);

- автоматическое отключение систем кондиционирования и вентиляции при пожаре;

- автоматическое включение аварийной вытяжной вентиляции при достижении загазованности 10 % НПВ в помещениях расходомерной, анализаторов качества газа;

- автоматическое включение аварийной сигнализации.

10.3.7 Газоизмерительные станции должны иметь выделенные каналы связи:

- для систем телемеханики или передачи информации на ПЭВМ вышестоящего уровня;

- телефонной связи.

10.3.8 Схема организации и тип оборудования передачи данных должны выбираться на этапе проектирования в зависимости от места установки ГИС, варианта исполнения ГИС, удаленности ГИС от ДП КС (ЛПУ МГ), технических решений по организации систем связи, климатических условий работы ГИС.

Рекомендуется передачу данных между ГИС и диспетчерским пунктом компрессорной станции осуществлять по двум выделенным линиям связи (основной и резервной).

10.3.9 Телемеханика ГИС обеспечивает контроль диспетчером КС (ЛПУ МГ) текущих параметров газа (давление, температура, показатели расхода и качества), состояния технологического оборудования, систем жизнеобеспечения и безопасности ГИС. Функции телеуправления позволяют выполнить дистанционную смену работающих измерительных трубопроводов или запустить аварийное отключение ГИС. Выбор способа интеграции систем авто-

матики и телемеханики осуществляется на этапе проектирования ГИС по техническим условиям заказчика.

10.3.10 Средства телемеханики должны соответствовать требованиям подраздела 6.7 настоящих Норм.

10.3.11 Контроль загазованности помещений, пожарную сигнализацию и автоматическое пожаротушение на ГИС следует предусматривать в соответствии с разделом 13 настоящих Норм.

10.3.12 Электроснабжение ГИС следует выполнять по I категории надежности от двух независимых источников питания. Для электроприемников, относящихся к особой группе I категории (системы АСУ ТП, газообнаружения, пожаротушения) необходимо предусматривать систему бесперебойного питания с аккумуляторной батареей.

10.3.13 Электроосвещение, молниезащита и защита от статического электричества должны соответствовать требованиям для газораспределительных станций (см. раздел 9 настоящих Норм).

10.3.14 Защиту от коррозии технологических трубопроводов и коммуникаций ГИС следует осуществлять в соответствии с положениями раздела 12 настоящих Норм.

10.3.15 Водоснабжение, теплоснабжение и вентиляцию зданий ГИС следует проектировать в соответствии с требованиями для газораспределительных станций (см. раздел 9 настоящих Норм).

11 Технологическая связь

11.1 При проектировании систем и сооружений технологической связи следует руководствоваться СНиП 2.05.06 [1], ВРД 39-1.8-055 [30], настоящими Нормами.

11.2 Для централизованного управления магистральным газопроводом, а также для руководства работой предприятий следует предусматривать технологическую связь.

11.3 В состав технологической связи входят:

- центральная диспетчерская связь (ЦДС);
- диспетчерская связь ЛПУ МГ;
- линейная диспетчерская связь;
- системы связи для линейной телемеханики;
- системы передачи данных для автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- локальные вычислительные сети (ЛВС) АСУ ТП на промышленных площадках;
- внутриобъектная связь на промышленных площадках;

- автоматически коммутируемая телефонная сеть (АКТС) – местная, зоновая, междугородная;

- телефонная связь ручного и/или полуавтоматического обслуживания;

- связь сетевых совещаний (СвСС);

- видеоконференцсвязь (ВКС) (предусматривается при необходимости);

- системы передачи данных автоматизированных систем управления производственно-хозяйственной деятельности (АСУ ПХД);

- ЛВС АСУ ПХД на промышленных площадках.

11.4 Центральная диспетчерская связь должна обеспечивать оперативную связь между диспетчерскими службами на следующих уровнях:

- Центрального производственно-диспетчерского департамента (ЦПДД) ОАО "Газпром" с центральными диспетчерскими пунктами предприятий транспорта газа (ЦДП);

- ЦДП с диспетчерскими пунктами (ДП) подчиненных головных сооружений, линейно-производственных управлений, компрессорных станций, подземных хранилищ газа.

ЦДС должна строиться на базе специализированного оборудования диспетчерской связи и обеспечивать избирательный, групповой и общий вызов подчиненных абонентов (служб).

11.5 В составе диспетчерской связи ЛПУ МГ следует предусматривать телефонную связь диспетчера линейного производственного управления с диспетчерами компрессорных станций, аварийно-ремонтных пунктов, линейно-эксплуатационных станций, газораспределительных станций, газоизмерительных станций, подземных хранилищ газа.

Диспетчерскую связь ЛПУ МГ следует предусматривать:

- по каналам цифровых и аналоговых систем передачи (проводных и радио);

- по физическим цепям кабельных линий связи.

Для организации диспетчерской связи ЛПУ МГ следует использовать выделенные каналы. Оборудование диспетчерской связи ЛПУ МГ должно обеспечивать избирательный, групповой и общий вызов подчиненных абонентов.

11.6 В состав линейной диспетчерской связи входят:

- телефонная (радиотелефонная) связь транспортных средств ремонтных бригад, находящихся на трассе газопровода, с диспетчером линейно-производственного управления или оператором компрессорной станции;

- связь между ремонтными бригадами, работающими на трассе газопровода;

- соединение с системой линейной диспетчерской связи смежного линейно-производственного управления;

- соединение канала линейной диспетчерской связи с каналами связи смежных ЛПУ МГ;

- соединение канала линейной диспетчерской связи с каналом автоматической телефонной связи и выход на местную телефонную связь.

11.7 Линейную диспетчерскую связь следует предусматривать:

- по каналам цифровых и аналоговых систем передачи с использованием УКВ радиостанций;

- с помощью УКВ радиостанций.

Для организации линейной диспетчерской связи следует использовать выделенные каналы.

11.8 Передачу данных линейной телемеханики следует предусматривать:

- по каналам цифровых и аналоговых систем передачи с использованием при необходимости УКВ радиостанций;

- с помощью УКВ радиостанций;

- по физическим цепям кабельных линий связи.

При этом рекомендуется использовать выделенные групповые каналы, обеспечивающие возможность подключения нескольких контролируемых пунктов телемеханики к одному каналу.

11.9 Системы передачи данных для АСУ ТП следует предусматривать:

- на уровне ЦПДД ОАО "Газпром" – ЦДП в составе Единой Ведомственной Сети Передачи Данных Верхнего Уровня (ЕВСПД ВУ);

- на уровне ЦДП – ДП, ДП – ДП в составе Региональных Сетей Передачи Данных (РСПД).

11.10 Системы передачи данных для АСУ ПХД следует предусматривать:

- на уровне ОАО "Газпром" – Предприятие и Предприятие – Предприятие в составе ЕВСПД ВУ;

- на уровне взаимодействия внутри предприятия - в составе РСПД.

11.11 Пропускные способности каналов передачи данных определяются в процессе проектирования на основании прогноза потребностей в передаче информации АСУ ТП и АСУ ПХД, исходя из действующих на период расчета критериев по количеству, времени и надежности доставки информации.

Системно-сетевые решения по управлению, адресации, синхронизации, информационной безопасности должны быть взаимоувязаны на стадии проектирования узлов передачи данных.

11.12 ЛВС АСУ ТП следует предусматривать на промышленных площадках подземных хранилищ газа, компрессорных и газоизмерительных станциях, а также в ДП линейно-производственных управлений, ЦДП предприятий и ЦПДД ОАО "Газпром".

11.13 ЛВС АСУ ПХД следует предусматривать во всех структурных подразделениях ОАО "Газпром", где установлено несколько автоматизированных рабочих мест (АРМ) и требуется доступ к общему ресурсу и/или обмену информации.

11.14 ЛВС АСУ ТП и АСУ ПХД в производственных и административных зданиях должны строиться на базе структурированной кабельной системы и предоставлять необходимое для пользователей качество обслуживания, обмен между зданиями на производственных площадках должен осуществляться по возможности с помощью ВОЛС. При проектировании, в случае необходимости, предусматривать запас по пропускной способности ЛВС на случай увеличения интенсивности информационного обмена в будущем.

11.15 Внутриобъектную связь следует предусматривать между абонентами, находящимися в пределах одной промышленной площадки, в составе проектируемых вторичных сетей технологической связи ОАО "Газпром". В ее состав следует включать:

- диспетчерскую связь средствами проводной и радиосвязи;
- автоматическую телефонную связь;
- связь аудио-, видеосовещаний;
- радиофикацию;
- систему оповещения о чрезвычайных ситуациях;
- производственную громкоговорящую связь;
- электрочасофикацию;
- охранную и пожарную сигнализацию.

Примечания

1 При организации системы оповещения о чрезвычайных ситуациях возможно ее объединение с системами радиофикации и громкоговорящей связи.

2 На компрессорных станциях необходимо предусматривать связь диспетчера с узлом подключения.

3 Автоматическую охранную сигнализацию зданий и сооружений объектов магистральных газопроводов следует предусматривать согласно действующей нормативной документации.

4 Пожарную сигнализацию следует предусматривать в соответствии с разделом 13 настоящих Норм.

11.16 Автоматически коммутируемая телефонная сеть (АКТС) должна охватывать все структурные подразделения ОАО "Газпром".

В процессе проектирования должны быть приняты системно-сетевые решения по системам сигнализации, управления, нумерации, синхронизации и информационной безопасности. Количество каналов связи (зоновой и междугородной) АКТС определяются расчетом, выполняемым при проектировании.

Для обеспечения надежности технологической связи необходимо предусмотреть резервирование телефонной связи. Для этих целей в узлах связи магистральных газопроводов должна быть предусмотрена телефонная связь ручного и/или полуавтоматического обслуживания.

11.17 Связь сетевых совещаний следует предусматривать для организации производственных совещаний руководства и специалистов различных структурных подразделений ОАО "Газпром".

СвСС должна строиться, как правило, на базе специализированного оборудования, в исключительных случаях – с помощью услуг АКТС. Для проведения совещаний следует предусматривать помещение для студии.

11.18 Видеоконференцсвязь должна быть предусмотрена в развитие и дополнение связи сетевых совещаний для организации видеоконференций, а также обеспечения наблюдения в реальном времени за состоянием объектов магистральных газопроводов, их диагностики, анализа и принятия решений в аварийных ситуациях.

Для обеспечения видеоконференций проектом должны быть предусмотрены студии, по возможности совмещенные со студией связи сетевых совещаний. На предприятиях транспорта газа должно быть предусмотрено мобильное оборудование ВКС с возможностью оперативной доставки в любую точку магистрального газопровода и с поддержкой канала связи необходимой пропускной способности.

11.19 Связь газораспределительных станций с потребителем газа следует предусматривать при помощи телефонной сети общего пользования.

Проектирование этой связи выполняется потребителем газа и в проекте газопровода не учитывается.

11.20 Для компрессорных станций и газоизмерительных станций, расположенных у границ двух предприятий, необходимо предусматривать канал передачи данных для АСУ ТП к каждому предприятию.

11.21 Тип линии связи (кабельная, радиорелейная, спутниковая, смешанная), тип системы передачи, количество систем передачи, состав вторичных сетей и другие технические решения принимаются при конкретном проектировании технологической связи магистрального газопровода с учетом потребностей ОАО "Газпром" в передаче информации на данном направлении.

11.22 При проектировании сети технологической связи должны быть проработаны системно-сетевые вопросы организации связи. Расчеты схем распределения каналов и потоков информации выполняются на основе прогноза потребностей в системах связи.

11.23 Для обеспечения нормативных показателей надежности технологической связи необходимо предусматривать резервирование потоков и каналов связи.

12 Защита от коррозии и коррозионного растрескивания труб под напряжением (КРН)

12.1 Общие положения

12.1.1 При всех способах прокладки (кроме надземной) газопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Защиту от коррозии следует проектировать в соответствии с ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602 и документами, согласованными или утвержденными ОАО "Газпром".

12.1.2 Газопроводы, температура стенок которых в период эксплуатации ниже 268 К (минус 5 °С), не подлежат электрохимической защите в случае отсутствия негативного влияния блуждающих токов от источников переменного (50 Гц) и постоянного тока.

12.1.3 Средства ЭХЗ должны обеспечить степень защиты (поляризации), соответствующую коррозионной агрессивности грунтов (минерализации и удельному сопротивлению), температуре газопровода и влиянию блуждающих токов на всем протяжении газопровода в интервале потенциалов по ГОСТ Р 51164.

12.1.4 В проекте должно быть предусмотрено комплексное обследование и диагностика противокоррозионной защиты строящегося газопровода.

12.1.5 Электрохимическую защиту газопроводов от коррозии следует проектировать для газопровода в целом, с определением на начальный и конечный (не менее 30 лет) периоды эксплуатации следующих параметров:

- для установок катодной защиты – силы защитного тока и напряжения на выходе катодных станций (преобразователей), а также сопротивления анодных заземлений;
- для протекторных установок – силы защитного тока и сопротивления протекторов;
- для установок дренажной защиты – силы тока дренажа.

12.1.6 Систему ЭХЗ необходимо проектировать с учетом действующей электрохимической защиты эксплуатируемых соседних газопроводов и перспективного (до 5 лет) строительства подземных металлических сооружений вдоль трассы проектируемого газопровода.

12.1.7 Если проектом предусматривается ввод средств ЭХЗ в эксплуатацию позднее одного месяца после укладки и засыпки участка трубопровода в зонах блуждающих токов и позднее трех месяцев в остальных случаях, то должна быть предусмотрена временная электрохимическая защита со сроками ввода в эксплуатацию, соответственно, один и три месяца.

12.1.8 При проведении изысканий для проектирования газопроводов выполняются следующие работы:

- измерения удельного сопротивления грунта по всей трассе с шагом 10–100 м при двух разносах электродов, соответствующих проектной глубине верхней и нижней образующих трубы;

- определение содержания водорастворимых солей в грунте на глубине укладки газопровода с шагом 1 км;

- определение наличия, параметров блуждающих токов и обследование их источников;

- определение границ изменения уровня грунтовых вод и глубины промерзания грунта с шагом 100–1000 м в зависимости от рельефа и гидрогеологических характеристик местности;

- определение зон повышенной и высокой коррозионной опасности;

- выбор мест размещения средств ЭХЗ и источников их электроснабжения;

- съемка на местности площадок для размещения элементов системы ЭХЗ;

- вертикальное электрическое зондирование на площадках размещения анодных заземлений;

- изучение эксплуатационных характеристик существующих воздушных линий электропередач ВЛ 10 (6); 0,4 кВ, пересекающих трассу газопровода или находящихся на расстоянии, с которого возможно обеспечение электроснабжения УКЗ;

- получение технических условий на подключение к источникам электроснабжения;

- согласование со службами эксплуатации источников блуждающих токов (железной дороги и др.) на подключение средств дренажной защиты;

- сбор и анализ сведений о коррозии и параметрах ЭХЗ соседних и/или пересекающих проектируемый газопровод подземных коммуникаций.

12.2 Антикоррозионные защитные покрытия газопроводов

12.2.1 При разработке документации по проектированию, строительству и реконструкции газопроводов, для антикоррозионной защиты должны использоваться типы и конструкции покрытий, разрешенные к применению ОАО “Газпром”.

12.2.1.1 При строительстве и реконструкции газопроводов:

- с температурой эксплуатации до 60 °С должны применяться трубы с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием; соединительные детали, крановые узлы и другие сложнопрофильные изделия должны иметь антикоррозионные наружные покрытия заводского нанесения;

- с температурой эксплуатации до 80–110 °С – трубы с заводским трехслойным полипропиленовым покрытием.

12.2.1.2 Изоляция крановых узлов и соединительных деталей, а также сварных стыков труб с заводской или базовой изоляцией должна по своим характеристикам максимально обеспечивать соответствие уровню свойств основного покрытия трубы.

12.2.1.3 Для изоляции сварных стыков труб с заводской полиэтиленовой изоляцией следует применять термоусаживающиеся материалы.

12.2.1.4 Для переизоляции участков газопроводов, подверженных КРН, включая соединительные детали, крановые узлы и другие сложнопрофильные изделия компрессорных станций и магистральных газопроводов с температурой эксплуатации до плюс 60 °С, следует применять полиуретановые антикоррозионные наружные покрытия трассового нанесения.

12.2.1.5 Для переизоляции локальных и протяженных участков газопроводов с температурой эксплуатации до плюс 35–40 °С следует применять битумно-полимерные армированные покрытия на основе мастик или рулонных материалов или другие покрытия, разрешенные к применению ОАО "Газпром".

12.2.2 Изоляционное покрытие на законченных строительством участках трубопроводов подлежит контролю на соответствие ГОСТ Р 51164 и ведомственной документации на соответствующий вид защитного покрытия.

12.3 Электрохимическая защита

12.3.1 Система ЭХЗ

12.3.1.1 Электрохимическую защиту следует проектировать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164; ГОСТ 9.602; СНиП 2.05.06 [1]; ВРД 39-1.10-006 [24]; ПУЭ [16]; ВРД 39-1.21-072 [26]; РД 51-31323949-33 [62]; "Руководства по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов" [63].

12.3.1.2 В составе системы электрохимической защиты газопровода должны применяться средства активной защиты: установки катодной защиты (УКЗ) и средства их электроснабжения, протекторные установки (ПУ), установки дренажной защиты (УДЗ); в зависимости от конкретных условий система ЭХЗ может включать все или некоторые из этих элементов. Система ЭХЗ включает также контрольно-измерительные пункты, контрольно-диагностические пункты, устройства дистанционного контроля и регулирования параметров защиты, электрические перемычки, пункты измерения токов в трубопроводе.

12.3.1.3 В проекте должен быть предусмотрен дистанционной контроль и телеуправление УКЗ газопроводов на участках высокой коррозионной опасности (ВКО) и повышенной коррозионной опасности (ПКО). В качестве системы телеконтроля ЭХЗ используются средства линейной телемеханики и/или специальной системы телеконтроля и дистанционного управления ЭХЗ. Основные контролируемые параметры УКЗ – ток, напряжение, потенциал

газопровода и, по требованию заказчика, параметры коррозионного мониторинга в соответствии с ГОСТ Р 51164 и ВРД 39-1.10-006 [24].

12.3.1.4 Места монтажа преобразователей УКЗ следует, как правило, располагать рядом с линейными кранами газопровода.

12.3.1.5 Установки катодной и дренажной защиты должны иметь защиту от атмосферных перенапряжений на сторонах питания и нагрузки.

12.3.1.6 Защитный кожух (патрон) на переходах газопровода следует защищать установками протекторной защиты или сетевыми маломощными УКЗ. Допускается совместная защита кожуха и трубы путем электрического подключения кожуха к трубе через разъемную перемычку и регулируемое электрическое сопротивление; величина этого сопротивления должна быть определена расчетом. В грунтах низкой и средней коррозионной агрессивности, определяемой по ГОСТ 9.602, требуемую величину защитного потенциала определяют по результатам изысканий и уточняют при пуско-наладочных работах.

12.3.1.7 Для устранения вредного влияния на смежные коммуникации и оптимального распределения защитного тока допускается применять совместную или раздельную схемы защиты. Схема защиты конкретного участка газопровода определяется по результатам изысканий. При параллельной прокладке действующих и проектируемых газопроводов, а также для коммуникаций промплощадок применяется, как правило, совместная схема защиты. Для устранения вредного влияния на смежные коммуникации следует также предусматривать удаление анодных заземлений УКЗ на оптимальное расстояние от смежных коммуникаций.

12.3.1.8 Для обеспечения совместной электрохимической защиты следует проектировать электрические перемычки между защищаемой и смежной коммуникациями. Электрическую перемычку следует, как правило, подключать через блок совместной защиты с регулируемым сопротивлением. Сопротивление блока должно определяться расчетом и уточняться при пуско-наладочных работах.

12.3.1.9 Все электрические перемычки должны быть разъемными с выводом соединительных кабелей на контрольно-измерительный пункт.

12.3.1.10 Перемычки на параллельных газопроводах следует проектировать, как правило, в точках дренажа катодных станций; необходимость перемычек на участках между УКЗ должна подтверждаться расчетом.

12.3.1.11 Раздельная электрохимическая защита может оказаться предпочтительной в следующих случаях:

- при расстояниях между смежными газопроводами более 50 м;
- при большом различии в величинах сопротивления изоляции этих газопроводов;

- при необходимости защиты участка каждого газопровода постоянным током более 10 А;

- при необходимости разделения защиты коммуникаций КС (ГРС, ГИС) и линейной части или трубопроводов различного назначения и различных собственников.

12.3.1.12 Оптимальной схемой ЭХЗ промплощадок (КС) в умеренных и южных климатических районах является схема с одной или несколькими УКЗ с сосредоточенными глубинными анодами. В случае необходимости проектом могут быть предусмотрены дополнительные распределенные аноды для обеспечения равномерного распределения токов защиты. В условиях вечной мерзлоты и/или при наличии многочисленных фундаментных свай, предпочтительной является схема защиты с распределенными или протяженными анодами.

12.3.2 Установки катодной защиты

12.3.2.1 Установка катодной защиты (УКЗ) включает следующие элементы: источник электроснабжения, преобразователь (катодную станцию), анодное заземление, линии постоянного тока и контрольно-измерительные пункты. При необходимости в состав УКЗ могут входить регулирующие резисторы, шунты, поляризованные элементы.

12.3.2.2 В проекте следует предусматривать запас не менее 50 % напряжения и тока преобразователя на начальный момент включения УКЗ. Минимальную загрузку преобразователя по мощности целесообразно предусматривать не менее 25 % от номинальной.

12.3.2.3 На участках повышенной коррозионной опасности следует предусматривать загрузку преобразователя установки катодной защиты на 10-й год эксплуатации не более чем 60 % его номинальной мощности и не более чем на 80 % его номинального тока.

12.3.2.4 Параметры каждой УКЗ должны обеспечивать возможность защиты смежных участков газопровода при отключении соседней УКЗ;

12.3.2.5 Не допускается проектировать подключение нескольких преобразователей катодной защиты на одно анодное заземление.

12.3.2.6 На газопроводах, проектируемых в северных регионах, монтаж преобразователей катодной защиты следует предусматривать в блок-боксах или иных помещениях, защищающих преобразователи от воздействия низких температур, обледенения, заносов снегом. На остальных газопроводах необходимо предусматривать преобразователи, смонтированные в блочных устройствах; допускается предусматривать монтаж преобразователей на специальных фундаментах, анкерных опорах и т.п.

12.3.2.7 В проектах ЭХЗ газопроводов, расположенных в районах с густой и умеренной заселенностью, следует принимать решения, повышающие защищенность от несанкционированного доступа элементов ЭХЗ (монтаж преобразователей в упрочненных блок-боксах, опорах, применение стальных проводов, телесигнализация несанкционированного вскрытия УКЗ и т.п.).

12.3.2.8 Допускается применение глубинных анодных заземлений и поверхностных (подпочвенных) анодных заземлений; поверхностные заземления могут быть сосредоточенными, распределенными и протяженными.

12.3.2.9 Анодные заземления (включая линии постоянного тока и контактные узлы) следует проектировать для строящихся и реконструируемых газопроводов из расчета не менее чем 30-летнего срока службы, независимо от условий эксплуатации. Сопротивление анодного заземления должно обеспечивать протекание необходимого для защиты тока в течение всего планируемого срока службы заземления. Конструкция анодного заземления должна обеспечивать возможность его ремонта или замены.

12.3.2.10 Тип, материалы и конструкция анодного заземления определяются технико-экономическим обоснованием.

12.3.2.11 Следует предусматривать монтаж электродов анодных заземлений в местах с минимальным удельным электрическим сопротивлением грунта и ниже глубины его промерзания.

12.3.2.12 Для снижения скорости растворения электродов анодного заземления и уменьшения их сопротивления растеканию тока возможно использование коксовой мелочи и других материалов.

12.3.2.13 Рекомендуется избегать размещения анодных заземлений и прокладку анодной линии на землях сельскохозяйственных угодий.

12.3.2.14 В УКЗ линейной части газопровода, при удельном электрическом сопротивлении верхнего слоя грунтов до 100 Ом·м и беспрепятственном землеотводе, рекомендуется применение поверхностных сосредоточенных и/или рассредоточенных анодных заземлений. При мощности верхнего слоя грунта до 5 м с удельным электрическим сопротивлением более 100 Ом·м и низкоомном нижележащем слое предпочтительными являются глубинные анодные заземления.

12.3.2.15 Сосредоточенные анодные заземления рекомендуется размещать на расстоянии не ближе 200 м от трассы защищаемой линейной части газопровода. Расстояние между электродами поверхностных сосредоточенных анодных заземлений следует проектировать не ближе двух длин электродов, между рядами – не менее 1/4 длины ряда.

12.3.2.16 Электроды распределенного анодного заземления и протяженное заземление следует размещать вдоль защищаемого газопровода, на расстоянии не ближе пяти диаметров газопровода.

12.3.2.17 На промплощадках КС глубинные аноды, при наличии нескольких глубинных заземлителей на одну УКЗ и расположенных на расстоянии между собой ближе трети их

глубины, должны быть оснащены устройствами для измерения и регулирования величины стекающего с них тока.

12.3.3 Установки протекторной защиты

12.3.3.1 Установки протекторной защиты состоят из одного или нескольких сосредоточенных протекторов или протяженного протектора, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и, при необходимости, регулирующих резисторов, шунтов и/или поляризованных элементов.

12.3.3.2 Применение проекторной защиты должно обосновываться технико-экономическим расчетом.

12.3.3.3 Протекторная защита газопроводов может проектироваться как совместно с УКЗ (УДЗ) так и независимо от них.

12.3.3.4 Допускается проектировать протекторную защиту в качестве резервной в системах катодно-протекторной защиты.

12.3.3.5 Протекторную защиту следует предусматривать преимущественно при следующих условиях прокладки:

- удельном электрическом сопротивлении грунтов до 100 Ом·м – группу стержневых протекторов;

- при удельном электрическом сопротивлении от 100 до 500 Ом·м – протяженные протекторы.

12.3.3.6 В грунтах с удельным электрическим сопротивлением ниже 100 Ом·м допускается предусматривать протяженные протекторы при ограничении величины тока протектора. Величина сопротивления резисторов, ограничивающих ток протектора, должна определяться расчетом.

12.3.3.7 Допускается использовать искусственное снижение удельного электрического сопротивления грунта в местах установки протекторов путем применения активаторов при исключении их вредного воздействия на окружающую среду и технико-экономическом обосновании.

12.3.3.8 Групповые протекторные установки, единичные и протяженные протекторы должны быть подключены к защищаемому трубопроводу через контрольно-измерительные пункты.

12.3.3.9 Установку протекторов следует предусматривать в местах с минимальным удельным сопротивлением грунта и ниже глубины промерзания грунта.

12.3.4 Установки дренажной защиты

12.3.4.1 Для защиты газопроводов от электрокоррозии (коррозии вызываемой блуждающими токами) следует проектировать дренажную защиты. Дренажная защита включает установки дренажной защиты, состоящие из одного или нескольких электрических дренажей,

соединительных проводов (кабелей), контрольно-измерительных пунктов, а также при необходимости электрических перемычек, регулирующих резисторов и поляризованных блоков.

12.3.4.2 Для защиты от электрокоррозии допускается применение установок катодной защиты с автоматическим поддержанием защитного потенциала и/или установок протекторной защиты.

12.3.4.3 Для уменьшения влияния блуждающих токов возможно применение электрического секционирования газопровода с помощью изолирующих фланцев (элекроизолирующих вставок).

12.3.4.4 Способы дренажной защиты определяют по результатам изысканий. В местах пересечения и/или сближения до 2 км источника блуждающих токов с магистральным газопроводом следует предусматривать установки дренажной защиты. При удалении газопровода от источника блуждающих токов далее 2 км рекомендуется применение УКЗ с автоматическим поддержанием заданного потенциала.

12.3.4.5 Поляризованные дренажи следует предусматривать при дренировании блуждающего тока на его источник – рельсовые пути или отсасывающие шины тяговых подстанций постоянного тока.

12.3.4.6 Усиленные дренажи следует предусматривать в анодных или знакопеременных зонах газопровода, образованных несколькими источниками блуждающих токов, либо действием одного мощного источника блуждающего тока.

12.3.4.7 Усиленные дренажи следует подключать к отсасывающим фидерам или к средним точкам путевых дросселей. Подключение усиленных дренажей на смежные подземные сооружения не допускается.

12.3.4.8 Установки дренажной защиты следует проектировать с учетом, что среднечасовой ток всех установок дренажной защиты, подключенных электрически к одной тяговой подстанции, не должен превышать 20 % общей нагрузки подстанции.

12.3.5 Контрольно-измерительные пункты

12.3.5.1 На линейной части магистральных газопроводов КИП должны устанавливаться:

- на каждом километре в обычных условиях и не реже чем через 500 м в зонах повышенной коррозионной опасности.
- на расстоянии трех диаметров трубопровода от точек дренажа УКЗ (УДЗ);
- у крановых площадок (с обеих сторон);
- у водных и транспортных переходов (с обеих сторон);
- у пересечения трубопроводов с другими металлическими сооружениями.

12.3.5.2 При многониточной системе газопроводов контрольно-измерительные пункты устанавливают на каждом газопроводе, по возможности в одном сечении (поперечнике) перпендикулярно осям газопроводов.

12.3.5.3 На подземных сооружениях промплощадок (КС, ГРС, ГИС и др.) КИП устанавливают в соответствии с ГОСТ Р 51164.

Во всех точках измерения потенциалов должна быть обеспечена возможность контакта неполяризующегося электрода сравнения с грунтом над осью газопровода в постоянно зафиксированной на поверхности земли точке измерений.

12.3.5.4 Допускается не устанавливать контрольно-измерительные пункты в указанных местах (кроме точек дренажа установок катодной, протекторной и дренажной защиты), если обеспечена возможность электрического контакта с трубопроводом.

12.3.5.5 Типы и характеристики контрольно-измерительных пунктов приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Типы и характеристики контрольно-измерительных пунктов

Тип КИП	Расположение по трассе газопровода	Примечания
Контроль поляризационного потенциала	Через 0,5–1,0 км и в точках дренажа УКЗ, УДЗ, ПУ	Оснащается устройством для измерения поляризационного потенциала
Контроль потенциала и тока	Через 3–5 км	2 кабеля; между точками подключения через 30–40 м
Газопровод – кожух на переходе под а/д и ж/д	С обеих сторон перехода	2 кабеля от трубы с расстоянием между точками подключения через 30–40 м и один от кожуха
Подземное изолирующее соединение (фланец, вставка)	С обеих сторон соединения	–
Пересечение	Пересечение с подземными протяженными коммуникациями	Один кабель от трубы, другой от пересекаемого сооружения
Заземление	Точка подключения заземляющих устройств	–
Контрольно-диагностический пункт	На участках ВКО и ПКО и по согласованию с заказчиком	–

12.3.6 Коррозионный мониторинг

12.3.6.1 Система коррозионного мониторинга состоит из датчиков контроля ЭХЗ и датчиков (индикаторов) коррозии различных видов, смонтированных в контрольно-диагностических пунктах (КДП), и устройств передачи показаний этих датчиков на диспетчерский пункт.

12.3.6.2 КДП следует устанавливать на коррозионно-опасных участках газопровода, в зонах пересечений с электрифицированными железными дорогами и автострадами.

12.3.6.3 Оснащенность КДП следует согласовывать с заказчиком.

12.4 Защита газопроводов от коррозионного растрескивания труб под напряжением (КРН)

12.4.1. При изыскании трасс прокладки газопроводов следует выявлять участки с внешними условиями, способствующими развитию коррозионного растрескивания под напряжением:

- участки соприкосновения газопровода с уровнем грунтовых вод (УГВ);
- грунты, затрудняющие отвод грунтовых вод, – глины, суглинки и др.;
- грунты, водородный показатель электролита которых имеет значения, близкие к нейтральному (pH=5– 8);
- неустойчивые грунты, способствующие возникновению изгибных напряжений в газопроводе (оползни, карсты и др.).

12.4.2. При выборе трассы газопровода следует отдавать предпочтение вариантам с меньшей протяженностью участков, характеризуемых внешними условиями, способствующими КРН.

12.4.3. На участках с внешними условиями, способствующими возникновению коррозионного растрескивания под напряжением, следует:

- принимать меры, исключающие пересечение тела трубы с УГВ, в том числе и переменным – укладку трубы предусматривать гарантированно выше или ниже УГВ на 0,2 м, либо обеспечить отвод грунтовых вод за счет создания дренажной системы, подпорных стенок и др.;
- применять трубы, изготовленные по технологии, обеспечивающей повышенную стойкость к КРН;
- предусматривать трубы с заводским антикоррозионным покрытием в соответствии с п.12.2.1.1 настоящих Норм;
- осуществлять изоляцию монтажных стыков трубопровода с помощью термоусаживающих манжет;
- исключить, по возможности, упругие изгибы газопровода на потенциально-опасных участках проявления КРН;
- при соответствующем обосновании в проекте повысить категорийность газопровода (не ниже II категории);

- предусматривать при укладке труб в траншею ориентацию продольных сварных швов в верхней части периметра трубы (от 3,5 до 8,5 ч);

- предусматривать мелиоративные мероприятия, направленные на отвод вод от поверхности трубопроводов.

13 Требования пожарной безопасности

13.1 Классификация категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, пожароопасных и взрывоопасных зон и групп взрывоопасных смесей приведены в таблице Г.1 (приложение Г) настоящих Норм. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок, не вошедших в настоящий перечень, следует производить по НПБ 105 [64].

13.2 Конструкция и материалы тепловой изоляции трубопроводов и оборудования объектов магистральных газопроводов должны соответствовать требованиям СНиП 41-03 [47].

13.3 Противопожарное водоснабжение предприятий, зданий и сооружений магистральных газопроводов следует проектировать в соответствии со СНиП 2.04.01 [65], СНиП 2.04.02 [66].

На площадках газоизмерительных станций (за исключением пограничных ГИС), газораспределительных станций, пунктов очистки и замеров газа постоянные системы производственно-противопожарного водопровода проектировать не требуется.

13.4 Здания, сооружения, помещения и оборудование объектов магистральных газопроводов должны оборудоваться автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и пожарной сигнализацией (АУПС) в соответствии с НПБ 110 [67] и "Перечнем производственных зданий, помещений, сооружений и оборудования объектов Единой системы газоснабжения ОАО "Газпром", подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализации" [68].

Техническое задание на проектирование и реконструкцию установок обнаружения пожаров, контроля загазованности и тушения пожаров должно разрабатываться в соответствии с требованиями РД 25-952 [69] и согласовываться с ООО "Газобезопасность".

13.5 Проектирование автоматических установок противопожарной защиты должно осуществляться в соответствии с требованиями НПБ 88 [70], ВРД 39-1.8-055 [30] и рекомендациями "Противопожарная защита газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов" [71].

13.6 Проектирование систем оповещения и управления эвакуацией людей о пожаре должно осуществляться в соответствии с требованиями НПБ 104 [72].

13.7 Молниезащита зданий, сооружений и наружных установок должна выполняться согласно требованиям СО 153-34.21.122 [33].

13.8 Здания, помещения, сооружения и наружные установки объектов магистральных газопроводов следует оснащать первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009, ППБ 01 [73] и ВППБ 01-04 [74].

13.9 Помещения категории А и Б должны быть оборудованы автоматически действующими датчиками контроля уровня загазованности (сигнализаторами довзрывоопасных концентраций) и/или газоанализаторами, установленными в соответствии с требованиями РД БТ-39-0147171-003 [75].

14 Охрана труда и промышленная безопасность

14.1 Охрана труда

14.1.1 При проектировании технологических объектов МГ должно быть предусмотрено выполнение требований, обеспечивающих здоровые и безопасные условия труда обслуживающего персонала в соответствии с ГОСТ 12.0.003, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.012, ГОСТ 12.3.002, ГОСТ Р 12.0.006, а также Гигиеническими критериями оценки и классификации условий труда Р 2.2.755 [76] и СН 2.2.4/2.1.8.562 [77].

14.1.2 Достаточность средств защиты персонала должна быть подтверждена с учетом требований ГОСТ 12.3.002, ГОСТ 12.0.003, ГОСТ 12.1.001, ГОСТ 12.1.002, ГОСТ 12.1.006, Гигиенических критериев оценки и классификации условий труда Р 2.2.755 [76], строительных норм и правил СНиП 23-03 [78], СНиП 2.09.03 [79], санитарных норм и правил СН 2.2. 4/2.1.8.562 [77].

14.1.3 Безопасность эксплуатации должна быть подтверждена результатами аттестации рабочих мест, которая проводится в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

14.1.4 Требования к средствам индивидуальной защиты должны отвечать следующим ГОСТ:

- специальная одежда – ГОСТ Р 12.4.196, ГОСТ 29335, ГОСТ 29338, ГОСТ 12.4.044, ГОСТ 12.4.045;
- средства защиты рук – ГОСТ 12.4.010, ГОСТ 12.4.183;
- специальная обувь – ГОСТ 12.4.024, ГОСТ 12.4.137, ГОСТ 12.4.032;
- средства защиты лица – ГОСТ 12.4.023, ГОСТ 12.4.035;
- средства защиты органов слуха – ГОСТ Р 12.4.208, ГОСТ Р 12.4.213;
- средства защиты глаз – ГОСТ Р 12.4.013.

14.1.5 Средства коллективной защиты должны обеспечивать здоровье и безопасные условия труда в соответствии с системой стандартов безопасности труда по ГОСТ 12.0.001.

14.1.6 Требования к микроклимату производственных помещений и аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений должны соответствовать СанПиН 2.2.4.548 [80].

14.1.7 Освещенность рабочих мест должна соответствовать требованиям: СНиП 23-05 [39].

14.1.8 Уровни шума на рабочих местах не должны превышать допустимые по СН 2.2.4/2.1.8.562 [77].

14.1.9 Уровни вибрации на рабочих местах не должны превышать допустимые по СН 2.2.4/2.1.8.566 [81].

14.1.10 Необходимые санитарно-бытовые помещения должны быть предусмотрены в соответствии со СНиП 2.09.04 [82].

14.2 Промышленная безопасность и анализ риска

14.2.1 В соответствии с положениями Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [11] в составе проектной документации на строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов газотранспортных предприятий должна разрабатываться декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта.

Обязательной разработке декларации промышленной безопасности подлежат опасные производственные объекты, на которых получаются, используются, перерабатываются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества (воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, взрывчатые, токсичные, высокотоксичные вещества и вещества, представляющие опасность для окружающей природной среды) в количествах, установленных в Приложении 2 к Федеральному закону "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [11].

14.2.2 Разработанные декларации подлежат обязательной экспертизе промышленной безопасности.

14.2.3 Содержание деклараций промышленной безопасности, включая обоснование показателей безопасности и анализ риска, а также их оформление, представление и экспертиза регламентированы постановлениями Правительства Российской Федерации [83, 84], документами Ростехнадзора (бывш. Госгортехнадзор России) и стандартами ОАО "Газпром" [85–93].

Декларация промышленной безопасности должна включать:

- оценку опасностей (взрыво-, пожароопасности, токсической опасности, опасности для окружающей природной среды), имеющихся на производстве сырья, реагентов, катализа-

торов, промежуточных и целевых продуктов, отходов производства, а также данные об их распределении на складах и в технических устройствах;

- план размещения и характеристики основного технологического оборудования, а также схему перемещения основных технологических потоков;

- оценку и ранжирование производственных операций, проводящихся в процессе эксплуатации, а также при подготовке и проведении ремонтных работ с точки зрения вероятности разгерметизации оборудования и выброса опасных веществ в окружающее пространство;

- анализ и классификацию аварийных ситуаций, возможных на рассматриваемом производстве по причине прекращения снабжения его различного вида энергоресурсами (электроэнергией, водой, теплоносителями, воздухом КИПиА и т.д.), в результате отклонений от нормальных технологических режимов, выхода из строя (разгерметизации) отдельных видов оборудования, сбоев или отказов в работе систем автоматической защиты (блокировок), организационных ошибок, негативного проявления "человеческого фактора", экстремальных воздействий сил природы (стихийных бедствий), противоправных действий и др.

- анализ инцидентов, неполадок и аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или связанных с обращающимися аналогичными опасными веществами;

- обоснование надежности проектируемых систем энергообеспечения, средств и систем защиты аппаратов, оборудования и трубопроводов от превышения рабочего давления, систем обнаружения токсичных и горючих веществ, защиты и борьбы с пожарами, систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации и других средств обеспечения безопасности;

- определение возможных причин и факторов, способствующих возникновению аварий и обоснование характерных сценариев их развития в приложении к конкретному размещению оборудования на промплощадке и наличию штатных систем защиты;

- обоснование влияния технико-технологических и природно-климатических факторов на масштабы распространения поражающих факторов аварий;

- оценку ожидаемой частоты (вероятности за тот же период времени) реализации различных аварийных сценариев (производственного, социального и природного характера) и построение вероятностных зон действия поражающих факторов;

- анализ возможных негативных последствий воздействия поражающих факторов аварий или последствий реализации негативных событий на технологическое оборудование, здания, сооружения и технический персонал предприятия, а также население прилегающих районов и окружающую природную среду;

- оценку возможного числа пострадавших, в том числе смертельно пораженных, среди персонала и населения для различных сценариев аварий и чрезвычайных ситуаций;

- оценку интегрального (прямого и косвенного) ущерба для предприятия, а также для иных физических и юридических лиц в результате аварий;

- расчет территориально-временного распределения показателей риска по каждому из выделенных к рассмотрению опасных производственных объектов предприятия и для всех рассмотренных сценариев, а также интегральных показателей риска по предприятию в целом;

- анализ соответствия принятых в проекте условий эксплуатации объекта требованиям промышленной безопасности и критериям приемлемого риска;

- обоснование и оптимизация технических решений и организационных мероприятий, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации объектов, в первую очередь путем предотвращения, уменьшения или защиты от факторов риска, а также на сведение к минимуму последствий материального, социального и экологического видов ущерба от аварий с обязательной оценкой их эффективности, исходя из принципа "эффективность – затраты" (риск-выгода);

- оценку компоновки генплана и размещения оборудования с точки зрения пожаровзрывобезопасности, минимизации социального и экономического риска, обеспечения минимальных безопасных расстояний для смежных предприятий и населения.

14.2.4 Материалы, разрабатываемые в составе предпроектной и проектной документаций на стадиях обоснования инвестиций, проектов строительства, реконструкции, расширения (технического перевооружения) и ликвидации действующих объектов, должны содержать согласно СНиП 11-01 [2] инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.

Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны должны соответствовать ВСН 01-85 и СП 11-107 [94].

15 Охрана окружающей среды

15.1 При проектировании следует руководствоваться требованиями действующего в Российской Федерации законодательства и нормативных документов, в том числе, отраслевых, в сфере природопользования и охраны окружающей среды.

15.2 На всех стадиях проектирования предприятий, зданий и сооружений магистральных газопроводов должно осуществляться экологическое сопровождение проекта. На разных стадиях проектирования выполняется соответствующая часть "Экологического обоснования" в соответствии со СНиП 11-01 [2] и СП 11-101 [95].

15.3 Разделы Экологического обоснования выполняются с целью оценки степени экологической опасности проектируемого объекта и должны содержать:

- оценку современного состояния природной среды при существующих формах хозяйственной деятельности и санитарно-эпидемиологической обстановки на территории строительства объекта;

- характеристику объекта с точки зрения воздействия на окружающую среду;

- прогнозную оценку состояния природной среды и санитарно-эпидемиологической обстановки при функционировании объекта;

- предложения по разработке природоохранных мероприятий;

- программу организации экологического мониторинга и необходимых экологических изысканий и исследований;

- расчеты экономической эффективности запланированных природоохранных мероприятий.

15.4 Для магистральных газопроводов и КС в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 [96] должны соблюдаться санитарные разрывы.

15.5 Для ГРС нормативные размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) определяются в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 [96] с учетом минимальных расстояний от городов, других населенных пунктов и отдельных объектов, установленных с целью обеспечения их безопасности строительными нормами и правилами. Величина СЗЗ уточняется и согласовывается с органами и учреждениями государственной санитарно-эпидемиологической службы в каждом конкретном случае.

15.6 Для объектов магистральных газопроводов, не включенных в санитарную классификацию, величины СЗЗ определяются расчетным путем согласно требованиям СанПиН 2.2.1/2.2.1.1200 [96] и “Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух” [97]. Размер СЗЗ устанавливается в каждом конкретном случае решением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации или его заместителя.

15.7 На всех стадиях проектирования технические, технологические, компоновочные и другие решения должны предусматривать мероприятия по снижению отрицательного воздействия объектов на окружающую среду. В Экологическом обосновании должна быть приведена оценка принятых мероприятий с точки зрения снижения воздействия на все компоненты окружающей среды, а также выводы о соответствии принятых решений существующему природоохранному законодательству.

15.8 Общие технологические мероприятия по ограничению выбросов вредных веществ в атмосферу могут предусматривать:

- кооперацию проектируемого объекта с другими с целью уменьшения количества "грязных производств" на предприятии;

- использование более прогрессивных технологий;

- увеличение единичной мощности агрегатов при одинаковой суммарной производительности;

- применение более "чистого" вида топлива;

- внедрение наиболее совершенной структуры газового баланса предприятия, обеспечивающей оптимизацию распределения топлива между технологическими агрегатами с целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания.

15.9 Специальные технические решения, направленные на улучшение условий рассеивания выбросов, могут предусматривать:

- сокращение организованных и неорганизованных выбросов;

- очистку и обезвреживание вредных выбросов отходящих газов;

- улучшение условий рассеивания выбросов.

15.10 При разработке мероприятий по регулированию газовых выбросов в периоды неблагоприятных метеорологических условий следует руководствоваться действующими нормативными документами и предусматривать комплекс технических решений, направленных на кратковременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу с целью предотвращения экстремально высокого уровня загрязнения.

15.11 Общие технологические и технические решения и мероприятия по ограничению сбросов вредных веществ в водные объекты должны предусматривать:

- разработку системы сбора и очистки сточных вод (хозбытовых, производственных и промливневых сточных вод), строительство очистных сооружений;

- выпуск сточных вод в водные объекты в соответствии с требованиями документа "Правила охраны поверхностных вод (типовые положения)" [98];

- обвалование и другие виды изоляции загрязняемых производственных территорий, особенно расположенных вблизи водных объектов. На обвалованных территориях необходимо предусматривать сооружение отводных каналов для сбора ливневых вод с целью их последующей очистки;

- во избежание протечек при избытке воды необходимо предусматривать обвалование шламоотвалов, биологических прудов и полей орошения. При угрозе попадания загрязняющих веществ в водные объекты через грунтовые воды (при отсутствии водоупорного слоя) для

шламоотвалов и биологических прудов необходимо предусматривать строительство бетонированных емкостей.

15.12 В системах технологического контроля работы очистных сооружений необходимо предусматривать средства и приборы постоянного и периодического контроля качества сточных вод и работы очистных сооружений.

15.13 Необходимо предусматривать в проектах технологические и технические решения, обеспечивающие уменьшение объемов сточных вод, а также мероприятия по улучшению их качественных показателей:

- снижение водоемкости производств: внедрение безводных и маловодных технологий, использование очищенных хозбытовых сточных вод для подпитки систем водоснабжения предприятий и цехов, повторное использование производственных сточных вод (оборотное водоснабжение), внедрение замкнутого водоснабжения;

- внедрение малоотходных, ресурсосберегающих и безотходных технологий, сводящих к минимуму сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

- обустройство производственных площадок системой ливневой канализации с очисткой ливнево-талых вод;

- устройство систем локальных очисток сточных вод;

- установку резервных воздуходувок на установках биологической очистки сточных вод;

- оснащение КС и прочих объектов современными установками по очистке сточных вод с использованием новейших технологий;

- разработку мероприятий по недопущению разливов из сборных емкостей и протечек токсичных компонентов.

15.14 Расчеты норм потребления и отведения воды, используемой для охлаждения ГПА, приготовления раствора антифриза, на промывку оборудования, а также объемы потребления воды для подпитки тепловых сетей, котельных, собственных нужд водоподготовительных установок и для хозяйственно-питьевых нужд следует производить в соответствии с “Отраслевой методикой по разработке норм и нормативов водопотребления и водоотведения в газовой промышленности” [99].

15.15 Расчет текущих индивидуальных балансовых норм следует производить по направлениям использования воды (на технологические, вспомогательные и хозяйственно-питьевые нужды).

15.16 Следует предусматривать комплекс инженерных мероприятий для защиты территорий и сооружений газотранспортных объектов от затопления и подтопления, разрабатываемый с соблюдением требований СНиП 2.06.15 [100].

15.17 Общие технологические и технические решения, а также мероприятия по охране почв, должны предусматривать:

- выполнение строительных работ в пределах отвода земель, определенного проектом;
- строительство противоэрозионных сооружений вдоль трасс газопроводов;
- снятие и транспортировку плодородного слоя почвы в места временного складирования при проведении связанных с нарушением земель работ с последующим возвратом его на полосу строительства по окончании работ;
- планировку и очистку поверхности почвы, загрязненной углеводородной жидкостью;
- контроль за физико-химическими и биологическими свойствами почв;
- рекультивацию нарушенных земель (техническую и биологическую);
- создание инженерной системы организации сбора и хранения производственных сточных вод, загрязненных углеводородами, в том числе гидроизоляцию технологических площадок;
- сохранение ландшафтов.

15.18 При рассмотрении воздействия проектируемого объекта на характер землепользования территории необходимо определить:

- потребность в земельных ресурсах для строительства и эксплуатации объекта;
- землевладельцев и землепользователей, земли и интересы которых будут затронуты при отчуждении земель для строительства и эксплуатации объекта;
- площади и расположение земель, подверженных в результате строительства нарушению (затоплению, подтоплению или иссушению и т.п.).

15.19 Необходимо предусматривать мероприятия против развития физико-геологических процессов в недрах, которые должны включать защиту территорий от проседаний земной поверхности. В районах распространения многолетнемерзлых пород необходимо предусматривать защиту территорий от процессов, связанных с нарушением геокриологических условий и деградацией мерзлоты.

15.20 Должны предусматриваться мероприятия по охране недр, включающие мероприятия против загрязнения, агрессивности и коррозионной активности геологической среды, а также мероприятия, направленные на устранение последствий загрязнения компонентов геологической среды. Мероприятия по охране недр подразделяются на:

- профилактические, направленные на сохранение естественного качества подземных вод и грунтов;
- локализационные, препятствующие развитию сформировавшегося очага загрязнения и повышенной коррозионной активности;
- восстановительные, проводимые для ликвидации загрязнения и восстановления природного качества компонентов геологической среды.

15.21 Необходимо предусматривать учет наличия, образования, использования и размещения всех отходов собственного производства и отходов, завозимых со стороны.

15.22 Должны предусматриваться мероприятия по удалению опасных отходов (утилизации, обезвреживанию, складированию либо захоронению), разработанные в соответствии с требованиями нормативных документов, современными методами и технологиями утилизации и обезвреживания опасных отходов, исключающих их накапливание на промплощадках, а также загрязнение ими атмосферного воздуха, подземных вод и недр. При этом следует определить оптимальный вариант удаления отходов:

- сбор продуктов очистки газопроводов и дренажей оборудования в закрытые резервуары;
- рациональное использование образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на других предприятиях;
- выбор установки для сжигания отходов с дальнейшей утилизацией продуктов термической обработки;
- создание условий хранения отходов, исключающих возможность попадания загрязняющих веществ в гидро- и литосферу даже в экстремальных условиях;
- складирование, обезвреживание и захоронение на соответствующих типу отходов полигонах.

15.23 Следует определить размеры СЗЗ по шуму и сравнить с СЗЗ, установленной по санитарной классификации производств. В случае превышения СЗЗ по шуму должны предусматриваться мероприятия по снижению шума, как в источнике, так и на территории, акустический режим которой превышает нормативные уровни шума.

15.24 Общие технологические решения и мероприятия по снижению шумового воздействия объектов газотранспортного предприятия должны предусматривать:

- внедрение малошумных технологий и оборудования;
- звукоизоляция оборудования и трубопроводов;
- установка глушителей, противошумных экранов и кабин;
- ограничение скорости движения технологических сред по трубопроводам;
- организация контроля уровня шума за СЗЗ в близлежащих населенных пунктах;
- архитектурно-планировочные мероприятия для оптимальной ориентации шумного оборудования;
- снижение шума на путях его распространения (устройство земляных насыпей высотой 3–12 м с защитным акустическим экраном и с кустарником, высаженным на поверхности насыпи, обращенной к источнику шума; посадка лесозащитных полос на возвышенных участках рельефа и др.).

15.25 Мероприятия по сохранению растительности могут предусматривать:

- снятие и сохранение дернины на участках, отчуждаемых под сооружения, насыпи, карьеры, отвалы и т.д., в целях дальнейшего использования при рекультивации;

- противопожарный режим эксплуатации объектов (выявление наиболее пожароопасных участков, установление особого режима деятельности в пределах пожароопасных участков, расчистка пожароопасных лесов от сухостоя и валежника, устройство противопожарных рвов и полос и др.);

- охрану атмосферного воздуха и поверхностных вод;

- наиболее полное использование уже имеющихся элементов инфраструктуры (дорог, мостов и др.), а также использование под строительные площадки значительно нарушенных участков и участков, на которых восстановление естественной растительности невозможно;

- содержание в безопасном пожарном состоянии трассы газопроводов и прилегающих к ней участков;

- недопущение засорения территории промышленными и бытовыми отходами, снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов загрязненных вод;

- рекультивацию нарушенных земель на строительных площадках и линейных объектах;

- проведение специальных мероприятий, восполняющих потери лесохозяйственного производства и урон разнообразию растительных сообществ, силами территориальных лесохозяйственных и природоохранных органов на средства денежной компенсации ущерба, выплачиваемой заказчиком строительства.

15.26 Мероприятия по сохранению животного мира должны предусматривать:

- локализацию строительных работ, а также работ по обслуживанию объектов в пределах отведенных земель;

- максимальное сохранение естественной структурированности ландшафта, сохранение уникальных для зоны воздействия трудновосстановимых компонентов мест обитания (элементов рельефа, групп деревьев, отдельных деревьев и т.д.) в пределах отведенных под строительство земель;

- охрану атмосферного воздуха, поверхностных вод, рекультивацию нарушенных земель;

- защиту от шумового воздействия;

- обеспечение миграции животных;

- освещение площадок и сооружений объектов;

- ограничение доступа людей и машин в места обитания животных;

- бережное отношение к наиболее ценным и уязвимым природным комплексам, характеризующимся высоким биоразнообразием, имеющим большое значение для животных во время миграции, размножения и т.д.;

- запрет на прямое преследование, разорение гнезд и убежищ, на незаконный отстрел представителей дикой фауны;

- соблюдение режима охраны редких видов, включенных в Красные книги разного ранга, проведение инвентаризационных мероприятий по выявлению участков их обитания в зоне воздействия газопровода с последующей разработкой конкретных мер охраны наиболее ценных видов;

- недопущение весенних палов травянистой растительности, которые могут привести к гибели птичьих гнезд;

- минимизацию фактора беспокойства на территориях, прилегающих к зоне осуществления работ, связанного с шумовым воздействием оборудования и посещением территории людьми;

- проведение специальных мероприятий, восполняющих потери численности животных и нарушения их местообитаний, силами территориальных органов охраны природы на средства денежной компенсации ущерба, выплачиваемой заказчиком строительства.

15.27 Мероприятия по охране и воспроизводству водных животных должны предусматривать:

- проведение гидротехнических работ в строгом соответствии с проектом и действующими нормативами для водоемов и водотоков рыбохозяйственного назначения;

- проведение гидротехнических работ по сооружению подводных переходов и забор воды из рек для нужд гидроиспытаний только в межнерестовый период;

- обеспечение возможности свободного прохождения рыб в верховьях водотоков во все времена года при строительстве трубопроводов, устройство водопропускных сооружений (мостов, железобетонных труб) при пересечении водотоков и обводненных участков трассами переездов и автодорог;

- исключение возможности всплытия трубопровода на поверхность водоема или водотока;

- упорядочение складирования строительных материалов и отходов, своевременная организация работ по расчистке русел водотоков от порубочных остатков, ила, строительных отходов и мусора для полного исключения возможности попадания их в рыбохозяйственные водоемы;

- использование рыбоохранных технологий при заборе воды из естественных водотоков для нужд гидроиспытаний;

- проведение специальных рыбоводно-мелиоративных мероприятий, восполняющих потери естественной рыбопродуктивности, силами территориальных инспекций рыбоохраны на средства денежной компенсации ущерба рыбным запасам, выплачиваемой заказчиком строительства.

15.28 Для осуществления контроля за состоянием окружающей среды в зоне размещения строящихся и эксплуатируемых объектов газопровода необходимо создание системы производственного экологического мониторинга в соответствии с требованиями ВРД 39-1.13-081 [101], регламентирующего наблюдения за состоянием атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвенного и растительного покровов, животного мира. Способы ведения мониторинга определяются в зависимости от условий природной среды и особенностей проектируемого инженерного объекта.

16 Требования к проектированию инженерных и технических средств охраны

16.1 Общие требования

16.1.1 Система безопасности технологических объектов, входящих в состав магистральных газопроводов, обеспечивается инженерными средствами охраны (ИСО), техническими средствами охраны (ТСО) и комплексом организационных мероприятий.

16.1.2 Техническое задание на проектирование ИТСО разрабатывается в соответствии с РД 25.952 [69].

16.1.3 Проект на оборудование объектов ИТСО разрабатывается в соответствии со СНиП 2.05.06 [1], ГОСТ 21.101, ГОСТ Р 50775 и "Инструкцией о порядке согласования технических заданий и проектов на оборудование объектов ОАО "Газпром" и его дочерних обществ и организаций инженерными и техническими средствами охраны" [102].

16.2 Требования к инженерным и техническим средствам охраны

16.2.1 Комплексы инженерных и технических средств охраны (ИТСО) должны выполнять следующие функции:

- противодействия несанкционированному пересечению посторонними лицами границ зон безопасности объекта;

- фиксации факта проникновения нарушителя на территорию объекта, охраняемой зоны, охраняемого здания или помещения;

- выдачи сигнала "тревога" в систему сбора и обработки информации и на пульт дежурного персонала с использованием тревожно-вызывной сигнализации, установленной на постах охраны и в особо режимных помещениях;

- дистанционного наблюдения дежурным персоналом за зоной периметра, служебными помещениями и обстановкой в различных зонах безопасности с помощью системы охранного телевидения;

- централизованного (или децентрализованного) приема на контроль и снятие с контроля различных объектов блокирования;

- дистанционного и ручного контроля работоспособности датчиков и целостности сигнальных линий;

- регистрации и документирования времени и количества сигналов тревоги, фактов осуществления дистанционного контроля, отключения электропитания;

- обеспечения прямой связи дежурного персонала с постами охраны, дежурными или ответственными в режимных помещениях;

- бесперебойного электроснабжения комплекса ТСО;

- охранного освещения территории объекта.

16.2.2 Номенклатура применяемых ТСО определяется "Перечнем технических средств охраны, разрешенных к применению на объектах ОАО "Газпром" [103]. Использование средств, не включенных в Перечень, допускается при наличии соответствующих обоснований, согласованных ОАО "Газпром".

16.2.3 Требования к проектированию ИСО технологических объектов, входящих в состав магистральных газопроводов определяются в соответствии с ВРД 39-1.8-055 [30], ВРД 39-1.10-006 [24] и "Типовыми правилами охраны объектов ОАО "Газпром" [25].

ИСО включают в себя:

- ограждения территорий охраняемых объектов и локальных зон безопасности;

- оборудование въездов (входов) на территорию, в здания и помещения объектов;

- оборудование люков и колодцев, имеющих выход за территорию объектов.

16.2.4 Требования к проектированию ТСО технологических объектов, входящих в состав магистральных газопроводов (за исключением линейной части МГ) определяются в соответствии с ВРД 39-1.8-055 [30], ВРД 39-1.10-006 [24] и "Типовыми правилами охраны объектов ОАО "Газпром" [25].

16.2.5 Требования к проектированию ТСО линейной части МГ определяются заказчиком и эксплуатирующей организацией (с привлечением проектной организации) на стадии подготовки технического задания на проектирование, исходя из назначения объекта, режима его работы, наличия средств телемеханизации и оперативной обстановки в районе расположения объекта.

В качестве ТСО должны предусматриваться:

- система охранной сигнализации (средства охраны периметра и помещений);
- система постовой связи и тревожной сигнализации;
- средства управления и сбора информации;
- система охранная телевизионная;
- система охранного освещения;
- системы (средства) контроля и управления доступом;
- система оповещения;
- программно-аппаратные средства автоматизированных рабочих мест.

Системы охранной сигнализации, контроля и управления доступом, охранного телевидения совместно с системой пожарной сигнализации и другими средствами обеспечения безопасности могут объединяться в интегрированные системы безопасности.

16.2.6 Система охранной сигнализации (ОС) представляет собой комплекс инженерно-технических средств, предназначенный для оповещения о попытках несанкционированного проникновения на объект.

16.2.7 Периметральная охранная сигнализация технологических объектов, входящих в состав магистральных газопроводов, должна проектироваться, как правило, однорубежная.

16.2.8 Конфигурация системы ОС, перечень функциональных возможностей определяются техническим заданием на проектирование. Общие технические требования к системе охранной сигнализации изложены в РД 78.36.003 [104].

16.2.9 Системы контроля и управления доступом (СКУД) представляют собой комплекс инженерно-технических средств, предназначенный для контроля и санкционированного доступа людей, транспорта и других средств в (из) помещения, здания, зоны и территории технологических объектов, входящих в состав магистральных газопроводов.

Конфигурация СКУД, перечень функциональных возможностей определяются техническим заданием на проектирование системы. Общие технические требования к СКУД изложены в ГОСТ Р 51241.

16.2.10 Система охранная телевизионная (СОТ) представляет собой комплекс инженерно-технических средств, предназначенный для наблюдения за обстановкой на наиболее ответственных участках охраняемого объекта.

Конфигурация СОТ, перечень функциональных возможностей определяются техническим заданием на проектирование. Общие технические требования к СОТ изложены в ГОСТ Р 51558.

16.2.11 Система постовой связи и тревожной сигнализации (СПС и ТС) представляет собой комплекс технических средств, предназначенный для:

- обмена речевой информацией между сотрудниками службы безопасности;

- формирования извещения о тревоге, его передачи и приема.

Конфигурация СПС и ТС, перечень функциональных возможностей определяются техническим заданием на проектирование. Общие технические требования к СПС и ТС приведены в ГОСТ Р 50775.

Должна предусматриваться передача сигналов тревоги от СПС и ТС на центральный пост охраны.

16.2.12 Программно-технический комплекс автоматизированной системы (ПТК АС), образуемый в результате комплексирования средств вычислительной техники, программного обеспечения и ТСО, должен быть выполнен в защищенном исполнении.

К ПТК АС предъявляются требования по защите информации от несанкционированного доступа не ниже требований к классу защищенности 3Б РД Гостехкомиссии России "Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требований по защите информации" [105].

Дополнительно устанавливаются следующие требования:

- ПТК АС должен быть разграничен с открытыми (в том числе международными) сетями на физическом уровне, с другими информационными сетями – на логическом уровне;

- должны быть обеспечены идентификация, проверка подлинности и контроль доступа объектов к программам, томам, каталогам, файлам, записям, полям записей в соответствии с матрицей доступа;

- должна быть предусмотрена сигнализация попыток нарушения защиты автоматизированной системы.

Порядок создания ПТК АС в защищенном варианте приведен в ГОСТ 51583.

16.2.13 Система охранного освещения предназначена для дополнительного освещения границ территории и внутренних зон безопасности охраняемого объекта в темное время суток, при неблагоприятных погодных условиях с возможностью управления в ручном режиме и автоматическом режиме при срабатывании ТСО.

Конфигурация системы охранного освещения, перечень функциональных возможностей определяются техническим заданием на проектирование. Общие технические требования к средствам охранного освещения приведены в ПУЭ [16] и "Типовых правилах охраны объектов ОАО "Газпром" [25].

16.2.14 Сигналы тревоги, вырабатываемые ТСО, должны поступать на пульты аппаратуры сбора и обработки информации, которые следует располагать на охраняемых объектах:

- с постоянным присутствием персонала службы безопасности (охраны) – в помещении центрального поста охраны (ЦПО);

- с дежурным персоналом – в помещениях дежурной смены;

- работающих в автоматическом режиме – в помещении ближайшего диспетчерского пульта.

При проектировании размещения ЦПО преимущество следует отдавать отдельно стоящему зданию проходной, располагаемому у главного входа (въезда) на территорию охраняемого объекта.

ЦПО также может располагаться в здании административного назначения на первом или цокольном этаже, вблизи выхода наружу.

16.2.15 Система электропитания ТСО по условиям надежности электроснабжения должна определяться в соответствии с РД 78.36.003 [104]. Молниезащита оборудования ТСО должна выполняться в соответствии с СО 153-34.21.122 [33].

17 Принципы принятия решений по реконструкции магистральных газопроводов

17.1 Реконструкция магистрального газопровода или газотранспортной системы проводится с целью обеспечения планируемых потоков газа по газопроводу (системе газопроводов), повышения промышленной безопасности транспорта газа, повышения экологической безопасности транспорта газа, повышения экономической эффективности транспорта газа и осуществляется путем расширения действующих объектов, замены и модернизации морально и физически устаревшего оборудования на современное высокоэффективное, надежное и безопасное. Как правило, выполняется комплексная реконструкция объектов транспорта газа, одновременно преследующая все или группу указанных целей.

17.2 Основанием для проведения реконструкции объекта является его включение в действующую отраслевую “Программу реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа”.

Срок службы (возраст) объектов не является окончательным основанием для их реконструкции (замены или модернизации оборудования). Возможна альтернативная стратегия продления ресурса оборудования с поддержанием технического состояния с помощью капитального ремонта.

17.2.1 Решение о выводе газотранспортных объектов в реконструкцию для обеспечения планируемых потоков газа принимается в случае, если расчетная на период планирования технически возможная производительность (годовая, квартальная, сезонная) (ТВП) газопровода ниже его соответствующей производительности по проекту и/или фактически достигнутой за прошедшие годы, а также если его эксплуатация экономически нецелесообразна.

Технически возможная производительность (ТВП) эксплуатируемого магистрального газопровода – способность магистрального газопровода обеспечить в конкретный временной период транспортировку объемов газа от пункта приемки газа до пункта его сдачи, определенных исходя из технического состояния газопровода и допустимых технологических режимов транспортировки газа, с учетом плановых остановок для проведения ремонтных и диагностических работ, закладываемых в проекте.

Реконструкция с целью обеспечения планируемых потоков газа сводится к устранению "узких мест", лимитирующих производительность газопроводов. "Узкое место" – объект газотранспортной системы (магистральный газопровод, газопровод-отвод, газопровод-перемычка, распределительный газопровод или их участок, компрессорная станция, ГПА, станция подземного хранения газа, ГИС, узел редуцирования газа, ГРС и т.д.), техническое состояние которого не позволяет обеспечить поддержание проектных параметров по пропускной способности участка или в целом ГТС.

В качестве "узких мест" могут выступать:

- линейные участки со сниженным относительно проекта рабочим давлением;

- компрессорные цеха и компрессорные станции, реальное техническое состояние которых не обеспечивает компримирование планируемых объемов транспортируемого газа.

При выполнении реконструкции для обеспечения перспективных газовых потоков следует учитывать требования адаптивности и маневренности ГТС.

Адаптивность ГТС заключается в приспособлении принимаемых технических решений к изменяющимся внешним условиям развития отрасли (изменение условий и расположения объектов добычи).

Маневренность ГТС понимается как способность ГТС гибко реагировать на нештатные ситуации (крупные аварии), сезонное изменение газовых потоков, отставание от планируемых сроков ввода новых мощностей.

17.2.2 Реконструкция газотранспортных объектов с целью обеспечения надежности транспорта газа выполняется в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 18.4.

17.2.3 Реконструкция газотранспортных объектов для обеспечения промышленной безопасности выполняется для их приведения в соответствие с нормативными и правовыми

требованиями с достижением приемлемых результатов оценки промышленного риска, подтвержденных в декларации по промышленной безопасности.

В качестве объектов реконструкции для обеспечения промышленной безопасности рассматриваются объекты повышенной опасности:

- переходы через автомобильные и железные дороги, водные преграды, участки сближения с населенными пунктами и транспортными коммуникациями, взаимные пересечения трубопроводов, участки с потерей проектного положения труб за счет развития опасных природных процессов (проходящих в горной местности, пересекающих районы сплошного и островного распространения многолетнемерзлых пород, участки, для которых характерно развитие селей, оползней, обвалов, эрозионных процессов, карстовых просадок), участки со сниженным разрешенным давлением в зоне развития коррозионных процессов;

- компрессорные цеха в целом, "высокая сторона" КЦ, технологические коммуникации, запорная арматура, агрегаты и установки.

17.2.4 Реконструкция газотранспортных объектов с целью обеспечения их экологической безопасности предполагает внедрение технических решений и оборудования, снижающих выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую природную среду, образование отходов, воздействие негативных физических факторов (шум, вибрация и др.), а также направленных на сохранение биотических компонентов (почвенный покров, растительность и животный мир).

Вопросы обеспечения экологической безопасности газотранспортных объектов рассматриваются с учетом требований действующих законодательных и нормативных природоохранных документов.

17.2.5 Реконструкция с целью повышения экономической эффективности транспорта газа имеет целью снижение эксплуатационных издержек, что возможно за счет оптимизации состава и использования основных фондов (вплоть до консервации и списания избыточных объектов КС и линейной части).

17.3 Принятие решений по реконструкции объектов транспорта газа производится на основе **системных, технологических и экономических требований**.

17.3.1 **Системные требования** характеризуют невыполнение системных условий и отражают предельные возможности производственных мощностей газопроводов по выполнению планируемого потокораспределения в ЕСГ.

17.3.2 **Технологические требования** характеризуют техническое состояние газотранспортных объектов, при котором их дальнейшая эксплуатация невозможна или осуществляется с нарушением заданных условий транспорта газа (прежде всего по производительности), правил и норм промышленной и экологической безопасности.

17.3.3 ***Экономические требования*** характеризуют экономическую эффективность вариантов реконструкции.

17.4 В качестве системных требований рассматриваются:

- снижение фактической технически возможной производительности газопровода (системы газопроводов) относительно планируемой или проектной производительности газопровода или системы газопроводов в результате возникновения "узких мест", т.е. зон пониженной технически возможной производительности ($Q_{твп}<Q_{проект}$) на газопроводе (ГТС); "узкие места" должны быть ранжированы по величине ограничения планируемой производительности $Q_{твп}<Q_{план}$ (по степени значимости);

- расположение объекта (КС или линейного участка) с критическим техническим состоянием (см. п.17.3.5) в зоне "*узкого места*";

- расположение объектов – претендентов на реконструкцию для обеспечения планируемых потоков газа *в зоне совместного пролегания с другими газопроводами*, (в т.ч. со строящимися), подлежащими эксплуатации в едином режиме;

- необходимость изменения *направлений и величины* потоков газа по ГТС;

- необходимость проведения *целевой реконструкции* газопроводов для обеспечения газоснабжения региона, новых потребителей или объектов;

- необходимость реконструкции объектов газотранспортных систем для *сокращения капитальных вложений в новое строительство*.

17.5 При реконструкции КС в качестве базового технологического требования принимается *превышение назначенных ресурсов* оборудования и оценка перспективы их продления за счет модернизации или замены.

Кроме этого могут рассматриваться следующие технологические требования:

- требования *безопасности эксплуатации технологических коммуникаций* и установок (аппаратов) высокого давления;

- требования, характеризующие ремонтопригодность ГПА: неремонтопригодность узлов или систем ГПА, о*тсутствие производства запасных узлов и частей для замены при ремонте*;

- требования, связанные с *повышением технологической эффективности КЦ*, включая перевод цехов на полнонапорную схему; оптимизацию режимов работы многоцеховых КС; использование сменных проточных частей нагнетателей и т.п.;

- требования *морального старения* агрегатов (показатели агрегатов, не соответствующие современному техническому уровню);

- требование вывода в реконструкцию газоперекачивающих агрегатов (КЦ) для обеспечения *экологической безопасности* (предельно-допустимых выбросов в атмосферу и уровня шума).

17.6 Технологические требования вывода в реконструкцию объектов линейной части зависят от целей реконструкции.

При реконструкции для обеспечения планируемых газопотоков предусматривается ликвидация "узких мест" на линейной части, лимитирующих производительность. В этом случае реконструкция включает замену участков с пониженным разрешенным давлением, прокладку дополнительных ниток и лупингов, сооружение межсистемных и внутрисистемных (межниточных) перемычек для управления потоками газа, строительство отводов, ГРС, ГИС.

Реконструкция объектов линейной части для обеспечения их промышленной безопасности предусматривает приведение указанных объектов к требованиям промышленной безопасности, регламентированным федеральными законами в области промышленной безопасности [11, 106], нормативными документами уполномоченного органа надзора за безопасностью в промышленности [107, 108], общими и специальными техническими регламентами и/или специально разрабатываемыми нормативными документами или разрешенными к применению зарубежными стандартами.

17.7 Реконструкция объектов транспорта газа должна выполняться на основе отраслевых комплексных программ реконструкции и технического перевооружения транспорта газа.

Разработка краткосрочных и долгосрочных программ реконструкции действующих газопроводов должна базироваться на следующих принципах.

Принцип I Реконструкция газопроводов выполняется на основе ***системного*** подхода, который проявляется в следующих аспектах:

- реконструкция сети газопроводов ЕСГ, как единой системы;
- каждый реконструируемый газопровод рассматривается во взаимодействии с объектами ЕСГ, в т.ч. с другими газопроводами, проложенными в том же технологическом коридоре;
- должно быть обеспечено эффективное совместное развитие и эксплуатация комплекса ГТС и дожимного комплекса.

Принцип II Реконструкция газопроводов выполняется на основе ***комплексного*** подхода, который проявляется в двух направлениях:

- проекты реконструкции отдельных объектов ***одновременно*** преследуют различные цели (обеспечение перспективных газопотоков, обеспечение надежности, промышленной и экологической безопасности и эффективности транспорта газа);

- реконструкция охватывает как основные технологические объекты, так и вспомогательные системы: энерготепловодоснабжение, автоматику и телемеханику, электрохимическую защиту, связь.

Принцип III Реконструкция газопроводов выполняется на основе ***типовых технических решений.***

Типизация технических решений подразумевает формирование определенного набора эффективных предложений и типовых проектов по реконструкции основных технологических элементов газопроводов (компрессорных цехов и линейных участков), а также вспомогательных систем, апробированных на пилотных проектах.

Типовые технические решения должны основываться на принятых в отрасли направлениях технического прогресса. С этой точки зрения реконструкция газопроводов на базе типовых технических решений может рассматриваться как реализация единой технической политики отрасли в данной области.

Типизация технических решений по реконструкции КС и линейных участков необходима также с точки зрения оптимального взаимодействия с отраслями-поставщиками оборудования для организаций системы ОАО "Газпром". Типовые технические решения по реконструкции объектов газопроводов базируются на обоснованной номенклатуре оборудования, сформированной исходя из единой отраслевой технической политики.

18 Гидравлические и тепловые расчеты магистральных газопроводов

18.1 Общие требования

18.1.1 Настоящий раздел устанавливает требования к методике гидравлических и тепловых расчетов газопроводов и включает в себя:

- определение пропускной способности и производительности МГ, ГТС и их участков;
- расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков;
- расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков;
- расчет режимов работы КС.

18.1.2 При выполнении соответствующих расчетов настоящего раздела показатели, характеризующие физические свойства природного газа, следует определять по ГОСТ 30319.0 – ГОСТ 30319.3 .

18.1.3 Рекомендации по проведению гидравлических и тепловых расчетов, приведенные в настоящих Нормах, допускается использовать для эксплуатируемых магистральных газопроводов. При этом исходные данные для проведения таких расчетов следует определять исходя из фактических условий работы МГ.

18.2 Теплофизические характеристики природных газов

18.2.1 Молярную массу природного газа M, кг/кмоль, вычисляют на основе компонентного состава по формуле

$$M=\sum_{i=1}^{n} x_i M_i = x_1 M_1 + x_2 M_2 + ... + x_n M_n \,, \qquad (18.1)$$

где x_i – концентрация i-го компонента газа, доли ед.;

M_i – молярная масса i-го компонента газа, определяемая по ГОСТ 30319.1.

18.2.2 Плотность природного газа, транспортируемого по МГ, ρ, кг/м^3, при стандартных условиях (P_c = 0,1013 МПа и T_c = 293,15 K) вычисляют по формуле

$$\rho_c = 10^3 \cdot M P_c / R_\mu T_c Z_c \,, \qquad (18.2)$$

где R_μ = 8,31451 кДж/кмоль·K – универсальная газовая постоянная;

Z_c – коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях.

18.2.3 Относительную плотность природного газа по воздуху Δ определяют по формуле

$$\Delta = \frac{\rho_c}{\rho_в}, \qquad (18.3)$$

где $\rho_в$ =1,20445 кг/м^3 – плотность воздуха при стандартных условиях.

18.2.4 Коэффициент сжимаемости природных газов при давлениях до 15 МПа и температурах 250–400 K, Z, вычисляют по формуле

$$Z = 1 + A_1 P_{пр} + A_2 P_{пр}^2, \qquad (18.4)$$

где

$$A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{пр}} - \frac{3,16}{T_{пр}^2} + \frac{1,09}{T_{пр}^3},$$

$$A_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{пр}} + \frac{0,2124}{T_{пр}^2},$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}};\ T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}},$$

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i P_{кpi},$$

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{кpi};$$

$P_{кpi}$, $T_{кpi}$ – критические значения давления и температуры i-го компонента газовой смеси, определяемые по ГОСТ 30319.1.

18.2.5 Динамическую вязкость природных газов μ, Па·с, при давлениях до 15 МПа и температурах 250 – 400 К вычисляют по формуле

$$\mu = \mu_0 \left(1 + B_1 P_{пр} + B_2 P_{пр}^2 + B_3 P_{пр}^3\right), \qquad (18.5)$$

где

$$\mu_0 = \left(1{,}81 + 5{,}95 T_{пр}\right) \cdot 10^{-6},$$

$$B_1 = -0{,}67 + \frac{2{,}36}{T_{пр}} - \frac{1{,}93}{T_{пр}^2},$$

$$B_2 = 0{,}8 - \frac{2{,}89}{T_{пр}} + \frac{2{,}65}{T_{пр}^2},$$

$$B_3 = -0{,}1 + \frac{0{,}354}{T_{пр}} - \frac{0{,}314}{T_{пр}^2}.$$

18.2.6 Число Рейнольдса Re вычисляют по формуле

$$Re = 17{,}75 \cdot 10^3 \frac{q\Delta}{d\mu}, \qquad (18.6)$$

где d [мм]; μ [Па·с]; q [млн м^3/сут].

18.3 Определение пропускной способности и производительности газопроводов

18.3.1 Пропускной способностью газопровода (участка газопровода) q, млн м^3/сут, называется количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчетных параметрах: граничных условиях в начале и в конце газопровода, рабочем давлении по трассе, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т.п.

18.3.2 Различают средние пропускные способности рассматриваемых расчетных периодов (год, квартал, месяц, сутки или др.).

18.3.3 Пропускная способность q для каждого из расчетных периодов определяется на основе гидравлических расчетов при средних для периода заданных расчетных параметрах (п.18.3.1).

18.3.4 Производительностью магистрального газопровода Q, (млрд м^3/год, млрд м^3/кварт., млрд м^3/мес.), называется количество газа при 293,15 К и 0,1013 МПа, транспортируемого по газопроводу за расчетный период.

18.3.5 Производительность магистрального газопровода $Q_п$ вычисляют по формуле

$$Q_п = K_и \cdot \sum_{i=1}^{n} (q_i \cdot \tau_i) \cdot 10^{-3}, \qquad (18.7)$$

где q_i – пропускная способность газопровода;

τ_i – продолжительность рассматриваемого периода (год, квартал, месяц);

$K_и$ – коэффициент использования пропускной способности.

18.3.6 Коэффициент использования пропускной способности $K_и$ вычисляют по формуле

$$K_и = K_{ро} \cdot K_{эт} \cdot K_{нд}, \qquad (18.8)$$

где $K_{ро}$ – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей, отражающий необходимость увеличения пропускной способности газопровода для обеспечения дополнительных поставок газа потребителям в периоды повышенного спроса на газ. Повышенный спрос на газ может быть обусловлен похолоданиями в течение отопительного сезона (понижением температуры атмосферного воздуха относительно среднемесячных многолетних значений), а также возможным опережением потребности народного хозяйства в газе по сравнению с прогнозом.

$K_{эт}$ – коэффициент экстремальных температур, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода, связанного с влиянием высоких температур окружающей среды.

$K_{нд}$ – коэффициент надежности газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения производительности газопровода из-за вынужденных простоев и ремонтно-технического обслуживания.

Оценочные значения коэффициента надежности $K_{нд}$ рекомендуется определять по таблице 18.1.

При необходимости значения $K_{нд}$ определяют на базе специальных расчетов по методикам [109, 110].

Таблица 18.1 – Оценочные коэффициенты надежности газопроводов

Длина газопровода, км	Газопроводы, $К_{нд}$	Двухниточные системы газопроводов, $К_{нд}$	Три и более нитки, $К_{нд}$
500	0,99	0,99	0,99
1000	0,98	0,98	0,99
1500	0,97	0,98	0,99
2000	0,96	0,97	0,98
2500	0,95	0,97	0,98
3000	0,94	0,96	0,97

При определении $К_{нд}$ необходимо учитывать полную протяженность газопровода, даже в том случае, если проектируется его отдельный участок.

Значения остальных коэффициентов, входящих в формулу (18.8), принимают следующими:

$К_{ро}$ = 0,98 – для базовых и распределительных газопроводов; $К_{ро}$ = 1,0 – для маневренных газопроводов;

$К_{эт}$ = 0,98 – для газопроводов, протяженностью более 1000 км, $К_{эт}$ = 1,0 – для газопроводов менее 1000 км.

18.3.7 Пропускную способность распределительных газопроводов q_c, млн м^3/сут, определяют для периода максимальной подачи газа:

$$q_c = \frac{Q_{max}}{К_и}, \qquad (18.9)$$

где Q_{max} – среднее суточное количество газа при 293,15 К и 0,1013 МПа, поступающего в газопровод за период максимальной подачи газа.

Коэффициент $К_и$ находят согласно требованиям п. 18.3.6 настоящих Норм.

Пропускную способность реверсивных газопроводов следует определять в соответствии с п. 18.3.5 и 18.3.6 настоящих Норм.

18.3.8 Пропускную способность отвода следует определять в соответствии с документом “Системное проектирование газопроводов” (подлежит разработке).

До разработки вышеуказанного документа, пропускную способность отводов q_c, млн м^3/сут, следует вычислять по формуле

$$q_c = \frac{24Q_ч \cdot 10^{-6}}{К_и^o}, \qquad (18.10)$$

где $Q_ч$ – расчетное часовое потребление газа, м^3/ч, определяемое по совмещенному графику газопотребления всеми потребителями, расположенными за рассчитываемым линейным участком.

Коэффициент использования пропускной способности для отводов следует определять по формуле

$$K_{и}^{о} = K_{ро} \cdot K_{нд} . \qquad (18.11)$$

При этом следует принимать $K_{ро}$ = 0,95, $K_{нд}$ = 0,99.

18.4 Обеспечение надежности при выборе проектного варианта магистрального газопровода

18.4.1 Проектируемый газопровод, находящийся в режимно-технологической взаимосвязи с объектами Единой системы газоснабжения (газовые месторождения, другие газопроводы, ПХГ), должен рассматриваться как часть ЕСГ. Технологические решения по проектируемому газопроводу должны обеспечивать бесперебойное газоснабжение потребителей.

18.4.2 При проектировании магистрального газопровода должны определяться его надежность, а также системная надежность, отражающая влияние проектируемого газопровода на надежность Единой системы газоснабжения.

18.4.3 Надежность проектируемого магистрального газопровода достигается:

- сооружением межниточных перемычек на линейной части газопроводов;

- резервированием линейной части путем прокладки параллельных ниток и лупингов на особо ответственных участках трассы (переходы через водные преграды, горные участки и др.);

- схемными решениями и необходимым резервированием систем, установок, агрегатов в компрессорных цехах;

- рациональным секционированием газопровода;

- сооружением межцеховых перемычек на КС, позволяющих объединить резервы компрессорных цехов и увеличить возможности маневрирования мощностями КС;

- формированием информационно-управляющей системы МГ, обеспечивающей сбор технологической информации, ее накопление, управление, регулирование и защиту на всех ее иерархических уровнях, формированием отчетной документации;

- обеспечением нагрузочного резерва в компрессорных цехах и на КС.

18.4.4 Системная надежность проектируемого магистрального газопровода достигается применением способов и средств обеспечения надежности газопровода, указанных в п. 18.4.3, а также применением системных средств резервирования ЕСГ, к которым относятся:

- сооружение и использование газопроводов-перемычек и межсистемных перемычек, обеспечивающих маневрирование потоками газа;

- сооружение и использование ПХГ (и других объектов хранения газа), взаимодействующих с проектируемым газопроводом;

- освоение и использование месторождений-регуляторов.

18.4.5 Для оценки надежности проектируемого газопровода служит коэффициент $К_{нд}$. Снижение производительности газопровода из-за отказов оборудования ориентировочно может быть определено в соответствии с п. 18.3.6 настоящих Норм. Совместное влияние надежности оборудования, технологических схем транспорта газа, мероприятий, указанных в п.18.4.3, на показатели надежности проектируемого газопровода определяется с помощью методик [110, 111].

18.4.6 Системная надежность проектируемого магистрального газопровода должна определяться в соответствии с руководящим документом "Системное проектирование газопроводов" (подлежит разработке).

До ввода в действие этого документа мероприятия по обеспечению системной надежности проектируемого газопровода должны формироваться на основе специальных расчетов с использованием методик [110, 111]. Исходными данными для расчетов служат схемы потоков по ЕСГ на ближнюю и отдаленную перспективу. В процессе расчета имитируются возможные штатные и нештатные ситуации, которые могут возникнуть при функционировании системы, определяется распределение потоков в каждой ситуации и вычисляются результирующие показатели надежности, позволяющие количественно оценить роль проектируемого газопровода в обеспечении поставок газа и выбрать комплекс мероприятий по обеспечению его надежности.

18.4.7 Резерв оборудования компрессорной станции определяется ее функциями в газотранспортной системе, технологической схемой, режимом работы, показателями надежности оборудования.

18.4.8 Резервирование линейной части производится на переходах через водные преграды, участках в труднодоступной горной местности, плохо приспособленных к предупреждению и устранению отказов. Выбор числа ниток и их пропускной способности производится экспертным путем.

18.4.9 Перемычки между нитками на многониточных газопроводах позволяют:

- при выходе из строя одной из ниток использовать неповрежденные участки этой нитки в качестве лупингов, увеличивая тем самым пропускную способность системы в период ликвидации аварий;

- уменьшить суммарные потери газа при аварийных сбросах в окружающую среду;

- оптимизировать пропускную способность системы на штатных режимах работы.

Рекомендации по рациональному выбору количества и расположения перемычек разрабатываются с применением методов, приведенных в [111]. Расстояния между перемычками могут уменьшаться в местах повышенного риска негативных природных воздействий.

Межцеховые перемычки сооружаются с целью совместного управления резервом производственных мощностей компрессорных цехов на многоцеховых КС и обеспечения большей надежности компрессорных станций.

18.5 Расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков газотранспортных систем и магистральных газопроводов

18.5.1 Гидравлический расчет участка газопровода, на протяжении которого отсутствуют точки с разницей вертикальных отметок более чем 100 м, следует выполнять без учета рельефа трассы.

Участки газопроводов, на которых данное условие не соблюдается, должны рассчитываться с учетом рельефа трассы. При этом газопровод следует рассматривать как состоящий из наклонных прямолинейных участков с усредненным постоянным уклоном. Отметки характерных точек на газопроводе, расположенных выше начальной точки, имеют знак плюс, ниже начальной – знак минус.

18.5.2 Пропускную способность однониточного участка газопровода для всех режимов течения газа q, млн м^3/сут, вычисляют по формулам:

- без учета рельефа трассы газопровода

$$q = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2{,}5} \sqrt{\frac{P_н^2 - P_к^2}{\lambda \Delta T_{ср} Z_{ср} L}}, \qquad (18.12)$$

- с учетом рельефа трассы газопроводов (при разности отметок до 500 м)

$$q = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2{,}5} \sqrt{\frac{P_н^2 - P_к^2 (1 + a h_к)}{\lambda \Delta Z_{ср} T_{ср} L \left[1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^{n} (h_i + h_{i-1}) \cdot l_i\right]}}, \qquad (18.13)$$

- для сильно пересеченного рельефа трассы, при большом перепаде высот (более 500 м), участок газопровода следует “разбить” на возможно большее число участков и пропускную способность вычислять для каждого участка по формуле

$$q = 3{,}32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2{,}5} \sqrt{\frac{\left(P_н^2 - P_к^2 e^{a \cdot \delta h}\right) a \cdot \delta h}{\lambda \Delta Z_{ср} T_{ср} l \left(e^{a \cdot \delta h} - 1\right)}}, \qquad (18.14)$$

где

$$a = \frac{\Delta}{14,64 \cdot T_{ср} \cdot Z_{ср}};$$

l – длина рассматриваемого участка, км;

δh – разность отметок конечной и начальной точек газопровода, м;

d – внутренний диаметр трубы, мм;

$P_н$, $P_к$ – абсолютные давления в начале и конце участка газопровода, соответственно, МПа;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

$T_{ср}$ – средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа, К;

$Z_{ср}$ – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерн.;

L – длина участка газопровода, км;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода, безразмерн.

Коэффициент λ вычисляют по формуле

$$\lambda = \frac{\lambda_{тр}}{E^2}, \qquad (18.15)$$

коэффициент сопротивления трению $\lambda_{тр}$ вычисляют по формуле ВНИИГАЗа:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{d}\right)^{0,2}, \qquad (18.16)$$

K – эквивалентная шероховатость труб: для труб без внутреннего гладкостного покрытия следует принимать равным 0,030 мм; для труб с внутренним гладкостным покрытием – равным 0,010 мм;

E – коэффициент гидравлической эффективности, безразмерный, принимается равным 0,95. Допускается принимать другие значения E при соответствующем обосновании.

18.5.3 Для оценочных гидравлических расчетов сложных участков газопроводов (газопровод с участками разного диаметра, газопровод с лупингом, параллельные газопроводы и т.д.) без учета рельефа трассы допускается выполнять расчет методом приведения сложного газопровода к гидравлически эквивалентному однониточному участку. Гидравлически эквивалентным однониточным участком называется такой участок постоянного диаметра, который имеет такую же пропускную способность при тех же начальном и конечном давлениях, что и сложный участок.

18.5.4 Для оценочных расчетов, гидравлический расчет сложных участков газопроводов без учета рельефа трассы допускается выполнять, исходя из гидравлического расчета эквивалентного однониточного участка по формулам

$$q = 17{,}0 \cdot 10^{-6} E \cdot \sqrt{\frac{d_{эк}^{5,2}}{L_{эк}}} \cdot \sqrt{\frac{P_н^2 - P_к^2}{\Delta T_{ср} Z_{ср}}}, \qquad (18.17)$$

$$q = 19{,}0 \cdot 10^{-6} E \cdot \sqrt{\frac{d_{эк}^{5,2}}{L_{эк}}} \cdot \sqrt{\frac{P_н^2 - P_к^2}{\Delta T_{ср} Z_{ср}}}, \qquad (18.17\ а)$$

$$\frac{d_{эк}^{5,2}}{L_{эк}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n} \frac{L_i}{d_i^{5,2}}}, \qquad (18.18)$$

где n – количество участков с разными диаметрами;

L_i – длина i-го участка;

d_i – диаметр i-го участка.

Формулы (18.17) и (18.17 а) справедливы при квадратичном режиме течения газа по трубам при значениях эквивалентной шероховатости, соответственно, K = 0,03 мм и K = 0,01 мм.

18.5.5 Среднее значение давления газа на участке газопровода $P_{ср}$ вычисляют по формуле

$$P_{ср} = \frac{2}{3}\left(P_н + \frac{P_к^2}{P_н + P_к}\right). \qquad (18.19)$$

18. 6 Тепловой расчет газопроводов

18.6.1 Теплотехническим расчетом устанавливается температурный режим магистральных газопроводов, исходя из условия обеспечения их нормальной работы при минимальных затратах на их строительство и эксплуатацию.

18.6.2 Определение теплового режима газопроводов необходимо для прогноза пропускной способности газопровода, выбора расстояния между КС, выявления зон гидратообразования и величины термических напряжений в трубах, а также для обоснования наиболее эффективного способа прокладки и уровня охлаждения газа.

18.6.3 Тепловые расчеты газопроводов выполняют по отдельным расчетным участкам, на протяжении которых расход газа и условия его теплообмена не изменяются.

18.6.4 При тепловых расчетах газопроводов за расчетный период принимают сутки, месяц, квартал, год.

18.6.5 Температуру газа T в любой точке однониточного газопровода при любом способе прокладки вычисляют по формуле

$$T = T_o + (T_н - T_o)e^{-ax} - D_i \frac{P_н^2 - P_к^2}{2aLP_{ср}}\left(1 - e^{-ax}\right), \qquad (18.20)$$

где $$a = 225{,}5 \cdot \frac{K_{ср} \cdot d_н}{q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6},$$

$T_о$ – расчетная температура окружающей среды, К;

$T_н$ – температура газа в начале участка газопровода, К; при отсутствии охлаждения газа на КС температуру $T_н$ следует принимать равной температуре газа на выходе из компрессорного цеха, при наличии охлаждения газа величина $T_н$ должна приниматься равной температуре газа на выходе из системы охлаждения;

$P_н$, $P_к$ – соответственно, начальное и конечное абсолютные давления газа на участке, МПа;

$P_{ср}$ – среднее давление газа на участке, МПа;

x – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки, км;

$d_н$ – наружный диаметр газопровода, мм;

$K_{ср}$ – средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/м^{2}К;

C_p – средняя изобарная теплоемкость газа, кДж/кг·К;

D_i – среднее на участке значение коэффициента Джоуля-Томсона, К/МПа;

q – пропускная способность газопровода, млн м^3/сут;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

L – длина участка газопровода, км.

18.6.6 Среднюю температуру газа на участке газопровода $T_{ср}$ вычисляют по формуле

$$T_{ср} = T_о + \frac{T_н - T_о}{aL}\left(1 - e^{-aL}\right) - D_i \frac{P_н^2 - P_к^2}{2aLP_{ср}}\left(1 - \frac{1}{aL}(1 - e^{-aL})\right). \qquad (18.21)$$

18.6.7 Среднюю изобарную теплоемкость природного газа C_p в диапазоне температур 250–400 К, при давлениях до 15 МПа вычисляют по формуле

$$C_p = R\left(E_0 + E_1 P_{пр} + E_2 P_{пр}^2 + E_3 P_{пр}^3\right), \qquad (18.22)$$

где $$R = \frac{8{,}3143}{M},$$

$$M = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i,$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}},\ T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}},$$

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i P_{кpi},\ T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{кpi},$$

$$E_0 = 4{,}437 - 1{,}015T_{пр} + 0{,}591T_{пр}^2,$$

$$E_1 = 3{,}29 - \frac{11{,}37}{T_{пр}} + \frac{10{,}9}{T_{пр}^2},$$

$$E_2 = 3{,}23 - \frac{16{,}27}{T_{пр}} + \frac{25{,}48}{T_{пр}^2} - \frac{11{,}81}{T_{пр}^3},$$

$$E_3 = -0{,}214 + \frac{0{,}908}{T_{пр}} - \frac{0{,}967}{T_{пр}^2}.$$

18.6.8 Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона D_i для природных газов с содержанием метана более 80 % в диапазоне температур 250– 400 K, при давлениях до 15 МПа вычисляют по формуле

$$D_i = H_0 + H_1P_{пр} + H_2P_{пр}^2 + H_3P_{пр}^3, \tag{18.23}$$

где

$$H_0 = 24{,}96 - 20{,}3T_{пр} + 4{,}57T_{пр}^2,$$

$$H_1 = 5{,}66 - \frac{19{,}92}{T_{пр}} + \frac{16{,}89}{T_{пр}^2},$$

$$H_2 = -4{,}11 + \frac{14{,}68}{T_{пр}} - \frac{13{,}39}{T_{пр}^2},$$

$$H_3 = 0{,}568 - \frac{2{,}0}{T_{пр}} + \frac{1{,}79}{T_{пр}^2}.$$

18.6.9 Выбор расчетной температуры окружающей среды T_o и коэффициента теплопередачи $K_{ср}$ производится в зависимости от способа прокладки газопровода – подземного, надземного, наземного.

18.6.10 При подземной прокладке газопровода значение T_o должно приниматься равным среднему за рассматриваемый период значению температуры грунта $T_{гр}$ на глубине заложения оси трубопровода в естественном тепловом состоянии.

18.6.11 При надземной прокладке газопровода расчетную температуру внешней среды T_o вычисляют по формуле

$$T_o = T_a^{ср} + \frac{na_п^* Q_{сум}}{\alpha_н \pi}, \tag{18.24}$$

где

$$\alpha_{н} = 4,45 + 5,0\frac{v^{0,6}}{(d_{н}\cdot 10^{-3})^{0,4}}, \qquad (18.25)$$

$a_{п}^{*}$ – коэффициент поглощения солнечной радиации наружной поверхностью трубопровода, Вт/м²·К, определяется по СНиП 23-02 [112];

$T_{а}^{ср}$ – средняя температура атмосферного воздуха расчетного календарного периода, К;

$Q_{сум}$ – суммарная солнечная радиация, Вт/м²;

v – скорость ветра, м/с;

$d_{н}$ – наружный диаметр газопровода, мм;

n – коэффициент, учитывающий условия работы газопровода: при наличии снежного покрова следует принимать n = 2,6, а при отсутствии n = 1,6.

Значения $T_{а}^{ср}$, $Q_{сум}$, v следует определять в соответствии со СНиП 23-01 [9].

18.6.12 При наземной прокладке газопровода расчетную температуру окружающей среды $T_{о}$ вычисляют по формуле

$$T_{о} = \frac{K_{в}T_{а}^{ср} + K_{н}T_{гр}^{*}}{K_{в} + K_{н}}, \qquad (18.26)$$

где

$$K_{в} = [R_{из} + R_{к} + R_{сн} + R_{в}]^{-1}, \qquad (18.27)$$

$$K_{н} = \left[R_{из} + R_{гр}\right]^{-1}, \qquad (18.28)$$

$$R_{из} = \frac{10^{-3}d_{н}}{2\lambda_{из}}\ln\frac{d_{из}}{d_{н}}, \qquad (18.29)$$

$$R_{к} = \frac{10^{-3}d_{н}}{2\lambda_{гр}}\ln\frac{d_{к}}{10^{-3}d_{из}}, \qquad (18.30)$$

$$R_{сн} = \frac{10^{-3}d_{н}}{2\lambda_{сн}}\ln\frac{d_{к} + 2\delta_{сн}}{d_{к}}, \qquad (18.31)$$

$$R_{в} = \frac{10^{-3}d_{н}}{\alpha_{вн}d_{к}}, \qquad (18.32)$$

$$R_{гр} = \left[0{,}65\frac{\lambda_{гр}}{10^{-3}d_н} + \frac{10^{-3}d_н\lambda_{гр}}{h_o^2} \right]^{-1}, \quad (18.33)$$

$$d_к = 1{,}13\sqrt{(l_в + l_o)h_o}, \quad (18.34)$$

где $d_н$ – наружный диаметр газопровода без изоляции, мм;

$d_{из}$ – наружный диаметр теплоизолированного газопровода, мм;

$K_в$, $K_н$ – коэффициенты теплопередачи от газопровода вверх и вниз, соответственно, Вт/м^{2}К;

$T^*_{гр}$ – естественная температура грунта на глубине h_o, К, определяют экспериментально или в соответствии со справочниками по климату РФ;

$d_к$ – диаметр эквивалентного кольца насыпи, м;

$l_н$, $l_в$ – ширина насыпи в сечении ее основания и в верхней части, соответственно, м;

l_o – ширина насыпи в сечении на уровне оси трубы, м, вычисляют по формуле

$$l_o = \frac{\left[l_в(h_н - h_o) + l_н h_o \right]}{h_н};$$

$h_н$ – высота насыпи, м;

h_o – глубина заложения оси трубы (расстояние от поверхности насыпи до оси трубы), м;

$\alpha_{вн}$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности насыпи в воздух, Вт/м^2 К, определяют по формуле

$$\alpha_{вн} = 10{,}8\frac{v^{0,6}}{\left(d_н \cdot 10^{-3}\right)^{0,4}},$$

где v, м/с, $d_н$, мм, $\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова, м;

$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, Вт/м·К, допускается принимать в зависимости от состояния снега: снег свежевыпавший – 0,1 Вт/м·К; снег уплотненный – 0,35 Вт/м·К; снег тающий – 0,64 Вт/м·

$\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта насыпи, Вт/м·К.

Величину коэффициента $\lambda_{гр}$ определяют в зависимости от температуры грунта и температурного режима газопровода. При положительных температурах грунта ($T^*_{гр} > 273$ К) и газа ($T > 273$ К) значение коэффициента теплопроводности должно приниматься для грунта в талом состоянии $\lambda_т$; при отрицательных температурах грунта ($T^*_{гр} < 273$ К) и газа ($T < 273$ К) значение коэффициента теплопроводности должно приниматься для грунта в мерзлом состоянии $\lambda_м$. Значения коэффициентов теплопроводности талых $\lambda_т$ и мерзлых $\lambda_м$ грунтов следует определять в соответствии со СНиП 2.02.04 [113].

Расчетную температуру окружающей среды для наземного газопровода без теплоизоляции определяют так же, как и для газопровода с теплоизоляцией, принимая $R_{из} = 0$, $d_{из} = d_н$.

18.6.13 Коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду $K_{ср}$ для подземных газопроводов вычисляют по формуле

$$K_{ср} = \left(R_{из} + \frac{1}{\alpha_{гр}} \right)^{-1}, \qquad (18.35)$$

$$\alpha_{гр} = \frac{\lambda_{гр}}{10^{-3} d_н} \left[0{,}65 + \left(\frac{10^{-3} d_н}{h_{оэ}} \right)^2 \right], \qquad (18.36)$$

$$h_{оМ} \quad h_о \quad {}_{3@}(\frac{1}{2} \quad \frac{A=}{A=}),$$

где $R_{из}$ – термическое сопротивление изоляции трубопровода, м^{2}К/Вт, определяется согласно требованиям п. 18.6.12 настоящих Норм;

$h_о$ – глубина заложения оси трубопровода от поверхности грунта, м;

$d_н$ – наружный диаметр газопровода, мм;

$\alpha_{гр}$ – коэффициент теплоотдачи от трубопровода в грунт, Вт/м^{2}К;

$\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/мК, определяют согласно требованиям п.18.6.12 настоящих Норм;

$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, Вт/мК, определяют согласно требованиям п.18.6.12 настоящих Норм;

$\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу, Вт/м^{2}К, определяют по формуле

$$\alpha_в = 6{,}2 + 4{,}2v. \qquad (18.37)$$

18.6.14 Общий коэффициент теплопередачи $K_{ср}$ от газа в окружающую среду для надземных газопроводов вычисляют по формуле

$$K_{ср} = \left(R_{из} + \frac{1}{\alpha_н} \right)^{-1}, \qquad (18.38)$$

где $\alpha_н$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности трубы в атмосферу, Вт/м^{2}К, определяют согласно требованиям пункта 18.6.11 настоящих Норм;

$R_{из}$, м^{2}К/Вт – определяют согласно требованиям пункта 18.6.12 настоящих Норм.

Значение общего коэффициента теплопередачи нетеплоизолированного надземного газопровода вычисляют так же, как и для газопровода с теплоизоляцией, принимая $R_{из} = 0$; $d_{из} = d_н$.

18.6.15 Общий коэффициент теплопередачи $K_{ср}$ от газа в окружающую среду для наземных газопроводов в насыпи вычисляют по формуле

$$K_{ср} = 0{,}5\,(K_{в} + K_{н}), \tag{18.39}$$

где $K_{в}$ и $K_{н}$ – коэффициенты теплопередачи от газопровода вверх и вниз, соответственно, Вт/м^{2}К, определяют согласно требованиям пункта 18.6.12 настоящих Норм.

18.6.16 Расчет стационарных тепловых режимов газопроводов на подводных переходах.

Теплообмен подводного газопровода зависит от степени заглубления газопровода в грунт дна и от характера перемещения воды вокруг него.

В стоячей воде теплообмен определяется свободной конвекцией, его направление и интенсивность зависят от перепада температур воды и транспортируемого газа. При наличии подводных течений их скорость определяет интенсивность теплообмена.

Теплообмен подводного газопровода определяется теплообменом с водой и дном, в зависимости от положения газопровода с учетом его самозаглубления.

18.6.17 Температуру газа в любой точке подводного газопровода вычисляют по формуле (18.20).

18.6.18 Значение коэффициента теплопередачи подводного газопровода, полностью погруженного в грунт, в окружающую среду вычисляют по формуле

$$\frac{1}{K_{ср}} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_{гр}}. \tag{18.40}$$

Внутренний коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней стенке газопровода α_1 вычисляют по формуле

$$\alpha_1 = \frac{0{,}6}{d_{вн}} Re^{0{,}8}. \tag{18.41}$$

Коэффициент теплоотдачи от трубы в грунт $\alpha_{гр}$ вычисляют по формуле

$$\alpha_{гр} = \frac{2\lambda_{гр} \cdot 10^3}{d_{н} \cdot \ln\left[\frac{2h}{d_{н} \cdot 10^{-3}} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d_{н} \cdot 10^{-3}}\right)^2 - 1}\right]}, \tag{18.42}$$

где $d_{н}$ – наружный диаметр газопровода, мм;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода, мм;

h – глубина заложения газопровода до оси трубы, м;

$\delta_{ст}$ – толщина стенки трубы, мм;

$\delta_{из}$ – толщина изоляции, мм;

$\lambda_{ст}$, $\lambda_{из}$, $\lambda_{газа}$ – теплопроводность стенки трубы, изоляции, газа, соответственно, Вт/мК.

18.6.19 Значение коэффициента теплопередачи для подводного газопровода, частично погруженного в грунт, при отсутствии течения вычисляют по формуле

$$K_{ср} = K_{ж}\frac{360-\varphi}{360} + K_{гр}\frac{\varphi}{360}, \qquad (18.43)$$

где $K_{ср}$ – средний коэффициент теплопередачи по периметру газопровода, Вт/м^{2}К;

$K_{ж}$ – коэффициент теплопередачи от газопровода в жидкость, Вт/м^{2}К;

$K_{гр}$ –коэффициент теплопередачи от газопровода в грунт, Вт/м^{2}К;

φ – угол охвата трубы грунтом, образуемый двумя лучами, проведенными из центра трубы к точкам пересечения периметра трубы с грунтом дна, град.;

$$\frac{1}{K_{ж}} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_{ж}}, \qquad (18.44)$$

$$\frac{1}{K_{гр}} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_{гр}}, \qquad (18.45)$$

$$\alpha_{ж} = 0{,}53\cdot 10^3 \frac{\lambda_{ж}}{d_{н}}(Gr\cdot Pr)^{0{,}25}, \qquad (18.46)$$

$$Gr\cdot Pr = \frac{g\beta(t_{ст} - t_{ж})d_{н}^3}{10^9\cdot\nu_{ж}^2}\cdot Pr_{ж}, \qquad (18.47)$$

где $\beta = \frac{1}{t_{ж}+273}$, g = 9,81 м/с^2;

$\nu_{ж}$ – кинематическая вязкость воды, м^2/с;

$Pr_{ж}$ – параметр Прандтля для воды.

Значение коэффициента теплоотдачи от наружной поверхности газопровода в грунт дна вычисляют по формуле

$$\alpha_{гр} = \frac{2\lambda_{гр}}{d_{н}\cdot 10^{-3}}. \qquad (18.48)$$

Значение внутреннего коэффициента теплоотдачи α_1 вычисляют по формуле (18.41).

18.6.20 Значения коэффициентов теплопередачи $K_{ср}$, $K_{ж}$, $K_{гр}$ для подводного газопровода, частично погруженного в грунт, при наличии течения вычисляют по формулам (18.43), (18.44), (18.45), соответственно.

Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности в воду $\alpha_ж$ вычисляют по формуле

$$\frac{1}{K_{ср}} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_ж}. \quad (18.49)$$

где w – скорость течения воды, м/с.

Значение коэффициента теплоотдачи от наружной поверхности газопровода в грунт дна $\alpha_{гр}$ вычисляют по формуле (18.48).

Значение внутреннего коэффициента теплоотдачи α_1 вычисляют по формуле (18.41).

18.6.21 Значение среднего коэффициента теплопередачи $K_{ср}$ для подводного газопровода, зависшего над дном, в стоячей воде вычисляют по формуле

$$\frac{1}{K_{ср}} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_ж}. \quad (18.50)$$

Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности в воду $\alpha_ж$ вычисляют по формуле (18.46).

Значение внутреннего коэффициента теплоотдачи α_1 вычисляют по формуле (18.41).

18.6.22 Значение среднего коэффициента теплопередачи $K_{ср}$ для подводного газопровода, зависшего над дном, при наличии течения вычисляют по формуле (18.50).

Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности в воду $\alpha_ж$ вычисляют по формуле (18.49).

Значение внутреннего коэффициента теплоотдачи α_1 вычисляют по формуле (18.41).

18.7 Расчет режимов работы компрессорных станций

18.7.1 Расчет располагаемой мощности ГПА

18.7.1.1 Номинальная мощность ГТУ (ГПА) в станционных условиях – мощность на муфте ГТУ в условиях по ГОСТ 28775: при температуре и давлении атмосферного воздуха – плюс 15 °С и 0,1013 МПа, без отборов сжатого воздуха и с учетом гидравлических сопротивлений трактов (входного и выхлопного), при отсутствии утилизационного теплообменника.

18.7.1.2 Номинальный КПД ГТУ в станционных условиях – КПД, рассчитанный для условий по п.18.7.1.1 настоящих Норм.

18.7.1.3 Располагаемая мощность – это максимальная рабочая мощность на муфте газового компрессора (нагнетателя), которую может развивать привод в конкретных станционных условиях.

Располагаемая мощность газотурбинной установки является функцией следующих параметров: номинальной мощности в станционных условиях; температуры атмосферного воздуха (или воздуха на входе ГТУ); барометрического давления (высоты над уровнем моря);

отклонения расчетной частоты вращения силового ротора ГТУ от номинальной величины; дополнительных гидравлических сопротивлений всасывающего и выхлопного трактов (например, при установке утилизационного теплообменника на выхлопе); дополнительных отборов сжатого воздуха от ГТУ (например, на противообледенительную систему, отопление, внешние нужды); технического состояния ГТУ.

18.7.1.4 Располагаемую мощность ГТУ определяют по следующей формуле:

$$N_e^p = N_e^o \cdot K_N \cdot K_t \cdot K_y \cdot K_{\bar{n}} \cdot K_{P_a}, \qquad (18.51)$$

где N_e^o – номинальная мощность ГТУ (см. п.18.7.1.1);

K_N – коэффициент технического состояния ГТУ (по мощности);

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха;

K_y – коэффициент, учитывающий наличие утилизатора тепла;

K_{P_a} – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря;

$K_{\bar{n}}$ – коэффициент влияния относительной скорости вращения ротора силовой турбины; обычно учитывается в составе коэффициента K_N, т.е. принимается равным $K_{\bar{n}} = 1{,}0$; специальный учет требуется при существенной разнице номинальных частот вращения ГТУ и ЦБН (более 10 %).

Учет влияния температур атмосферного воздуха производят в соответствии с технической документацией конкретного типоразмера ГТУ. Рекомендуется следующая формула для определения коэффициента влияния:

$$K_t = 1 - k_t \cdot \frac{T_a - 288}{T_a}, \qquad (18.52)$$

где T_a – расчетная температура атмосферного воздуха на входе ГТУ, К;

k_t – коэффициент, величины которого для некоторых типов ГТУ приведены в приложении Д; для оценочных расчетов рекомендуется принимать $k_t = 3{,}0$.

Расчетная температура атмосферного воздуха на входе ГТУ определяется по формуле

$$T_a = T_a^{cp} + 5,$$

где T_a^{cp} – средняя температура атмосферного воздуха расчетного календарного периода, К, определяемая по данным СНиП 23-01 [9].

Коэффициент технического состояния ГТУ K_N принимают равным 0,95, если не имеется оснований для принятия другой величины. В таблице Д.1 (приложение Д) приведены рекомендуемые величины K_N для разных типоразмеров, в том числе и для ГТУ старых конструкций, для которых величина K_N меньше 0,95.

Коэффициент, учитывающий наличие на выхлопе ГТУ утилизатора тепла, $K_у$ рекомендуется принимать 0,985 (для типичных водяных теплообменников).

Учет высоты расположения КС над уровнем моря производят по данным таблицы Е.1 (приложение Е).

Значение располагаемой мощности ГТУ не должно превышать 110 % номинальной величины (в холодные периоды); если в результате расчета получена большая величина, то следует принимать значение 110 %.

18.7.1.5 Номинальная мощность синхронного электродвигателя для привода ЦБН должна соответствовать режиму S1 по ГОСТ 183 и техническим условиям на двигатели серии СТД мощностью 2500–5000 кВт и мощностью 6300–12500 кВт.

При отклонении температуры охлаждающей среды от номинальных значений номинальная мощность должна определяться по таблице 18.2 .

Таблица18.2 – Допустимые режимы при отклонениях температуры охлаждающей среды

Температура входящего воздуха, °С	50	45	40	30 и менее
Максимальная мощность, % от номинальной, при Cos φ = 0,9	87	95	100	106

18.7.1.6 Расход электроэнергии W, кВт·ч, для привода ЦБН должен вычисляться по формуле

$$W = \frac{N_н \cdot \tau}{\eta_д \cdot \eta_м}, \qquad (18.53)$$

где $N_н$ – мощность, потребляемая ЦБН, кВт;

$\eta_д$, $\eta_м$ – соответственно, КПД электродвигателя и мультипликатора;

τ – время расчетного периода, ч.

Величины $\eta_д$, $\eta_м$ должны приниматься по паспортным данным или техническим условиям на конкретный вид оборудования. При отсутствии этих данных для приближенных расчетов допускается принимать величины: $\eta_д$ = 0,974-0,979; $\eta_м$ =0,95-0,98 ($\eta_д$ – в зависимости от номинала питающего напряжения и типа синхронного двигателя).

18.7.2 Расчет параметров газовых компрессоров

18.7.2.1 Давления газа на входе (выходе) компрессорного цеха (во входном и выходном патрубках компрессора или первого (последнего) в группе последовательно соединенных компрессоров) вычисляют по формулам

$$P_{1н} = P_к - \delta P_{вх}, \qquad (18.54)$$

$$P_{2н} = P_н + \delta P_{вых}, \quad (18.55)$$

где δP – потери давления в трубопроводах и оборудовании на входе (выходе) КЦ, МПа. Величину δP определяют согласно требованиям п. 7.6.19 настоящих Норм;

$P_к$, $P_н$ – давления газа в прилегающих линейных участках (на узле подключения КЦ), МПа.

Температуру газа $T_{1н}$ на входе КЦ следует принимать равной температуре газа $T_к$ в конце предшествующего линейного участка газопровода. Температуру газа на выходе КЦ следует принимать равной значению температуры газа после установки охлаждения или равной температуре после компрессоров (при отсутствии охлаждения газа).

18.7.2.2 Пересчет расходов и производительностей газового компрессора (нагнетателя) производят по следующим формулам:

объемный расход на входе компрессора, м^3/мин,

$$Q_{1н} = \frac{60 \cdot G_н}{\rho_{1н}} = 0{,}24 \cdot \frac{Z_{1н} \cdot T_{1н}}{P_{1н}} \cdot q_н, \quad (18.56)$$

где $q_н$ – суточная производительность, млн м^3/сут;

$\rho_{1н}$ – плотность газа при условиях на входе, кг/м^3;

$$\rho_{1н} = \frac{P_{1н} \cdot 10^3}{Z_{1н} \cdot R \cdot T_{1н}}, \quad (18.57)$$

R – газовая постоянная, кДж/кг·К;

$G_н$ – массовый расход, кг/с;

$$G_н = 4{,}0 \cdot \frac{q_н}{R}. \quad (18.58)$$

18.7.2.3 Степень повышения давления (степень сжатия) – отношение абсолютных давлений, измеренных в сечениях выходного и входного патрубков (фланцев) компрессора,

$$\varepsilon_н = \frac{P_{2н}}{P_{1н}}, \quad (18.59)$$

Степень повышения температуры – отношение абсолютных температур на выходе и входе компрессора

$$\tau_н = \frac{T_{2н}}{T_{1н}}. \quad (18.60)$$

18.7.2.4 Политропный КПД газового компрессора (нагнетателя) $\eta_п$ – отношение удельной полезной политропной работы (политропного напора)$H_п$ к разности энтальпий (полно-

му напору) H_i, определяемым по параметрам газа, измеренным в сечениях входного и выходного патрубков (фланцев),

$$\eta_п = \frac{H_п}{H_i}. \quad (18.61)$$

18.7.2.5 Удельную политропную работу (политропный напор), кДж/кг, вычисляют по формуле

$$H_п = \frac{Z_{1н} \cdot R \cdot T_{1н}}{m_v} \cdot (\varepsilon_н^{m_v} - 1), \quad (18.62)$$

или

$$H_п = \frac{Z_{ср} \cdot R \cdot T_{1н}}{m_т} \cdot (\varepsilon_н^{m_т} - 1), \quad (18.63)$$

где $m_v = \frac{\lg(\tau \cdot \frac{Z_{2н}}{Z_{1н}})}{\lg \varepsilon_н}$ – объемный показатель политропного процесса;

$m_т = \frac{\lg \tau_н}{\lg \varepsilon_н}$ – температурный показатель политропы;

$Z_{ср} = \frac{Z_{1н} + Z_{2н}}{2}$ – средний коэффициент сжимаемости.

Для оценочных расчетов используют приближенное (усредненное) значение показателя $m_v = 0{,}3$.

18.7.2.6 В некоторых случаях для ЦБН и, как правило, для поршневого компрессора используются показатели изоэнтропного (адиабатного) процесса:

изоэнтропный КПД сжатия

$$\eta_{из} = \frac{H_{из}}{H_i}, \quad (18.64)$$

изоэнтропный напор, кДж/кг,

$$H_{из} = \frac{\kappa_v}{\kappa_v - 1} \cdot Z_{1н} \cdot R \cdot T_{1н} (\varepsilon_н^{\frac{\kappa_v - 1}{\kappa_v}} - 1), \quad (18.65)$$

где κ_v – объемный показатель изоэнтропного процесса (объемный показатель адиабаты).

18.7.2.7 Температуру газа после сжатия (на выходе из ЦБН) определяют по характеристикам ЦБН; допускается ее определение по формуле

$$T_{2н} = T_{1н} \cdot \varepsilon_н^{m_x} \approx T_{1н} \cdot \varepsilon_н^{\frac{0,235}{\eta_м}}. \quad (18.66)$$

18.7.2.8 Внутреннюю мощность ЦБН (мощность сжатия), кВт, вычисляют по формуле

$$N_i = H_i \cdot G_н = \frac{H_п \cdot G_н}{\eta_п}. \quad (18.67)$$

Приближенные формулы для вычисления внутренней мощности ЦБН (например, для оптимизационных расчетов газопровода согласно приложению Ж):

$$N_i = \frac{13,34 \cdot Z_{1н} \cdot T_{1н} \cdot q_н}{\eta_п} \cdot (\varepsilon_н^{0,3} - 1) = \frac{55,6 \cdot P_{1н} \cdot Q_{1н}}{\eta_п} \cdot (\varepsilon_н^{0,3} - 1). \quad (18.68)$$

18.7.2.9 Мощность, кВт, на муфте ГТУ–ЦБН в зависимости от внутренней мощности ЦБН вычисляют по формуле

$$N_н = \frac{N_i}{\eta_м \cdot K_н}, \quad (18.69)$$

где $\eta_м$ – механический КПД ЦБН, включающий в себя потери в подшипниках, насосах и других устройствах, способных привести к потерям (отводу) энергии от ЦБН;

$K_н$ – коэффициент технического состояния ЦБН (приложение И) принимается равным 0,95, если не имеется оснований для принятия другой величины.

Значения механического КПД $\eta_м$ принимают по данным техдокументации конкретного типоразмера. Допускается применять приближенную зависимость от номинальной мощности ГПА (ГТУ):

$$\eta_м = 1 - \frac{100}{N_e^o}. \quad (18.70)$$

18.7.2.10 Поле возможных режимов ЦБН определяется его расходно-напорной характеристикой и имеет определенные физические ограничения.

На рисунке К.1 (приложение К) показана типичная диаграмма режимов центробежного компрессора.

Нормальная рабочая точка – это ожидаемый режим обычной эксплуатации, в процессе которого желательна оптимальная эффективность.

Номинальная (100 %) частота вращения определяется напором, который требуется получить в спецификационной точке А, и расходом, который необходимо обеспечить в других спецификационных точках, таких как точка С.

Нормальная частота вращения обычно соответствует приблизительно 98 % от номинальной частоты вращения (если не устанавливается другая величина).

Максимальная (обычно 105 % от номинальной величины) и минимальная (обычно 70 % от номинальной величины) частоты вращения – это величины, которые поставщик разрешает для длительной эксплуатации.

Расходно-напорные характеристики и эффективность ЦБН могут быть представлены в разных формах. Наиболее применяемые формы приведены в приложении К.

18.7.2.11 Потребляемую мощность, производительность и другие параметры поршневых ГПА определяют по их загрузочным характеристикам.

Для оценочных расчетов допускается определять потребляемую мощность и температуру на выходе компрессора по приближенным формулам

$$N_i = \frac{17{,}37 \cdot Z_{1н} \cdot T_{1н} \cdot q}{\eta_{из}} \left(\varepsilon_н^{0{,}245} - 1\right) = \frac{72{,}4 \cdot p_{1н} \cdot Q_{1н}}{\eta_{из}} \cdot \left(\varepsilon_н^{0{,}245} - 1\right), \quad (18.71)$$

$$T_{2н} = T_{1н} \cdot \varepsilon_н^{0{,}245}. \quad (18.72)$$

Значения адиабатического (изоэнтропного) КПД принимают в зависимости от степени повышения давления:

$\varepsilon_н$	$\eta_{из}$
1,3–1,5	0,80–0,82
1,51–1,7	0,82–0,85
1,71–2,5	0,85–0,88

18.7.3 Расчет расхода топливного газа

18.7.3.1 Расход топливного газа ГТУ, тыс. м^3/ч, вычисляют по формуле

$$q_{тг} = q^o_{тг}\left(0{,}75 \cdot \frac{N_н}{N^o_e} + 0{,}25 \cdot K_{p_a}\sqrt{\frac{T_a}{288}}\right) \cdot K_{тг} \cdot K_{п}, \quad (18.73)$$

где $q^o_{тг} = \frac{3{,}6 \cdot 10^3 \cdot N^o_e}{\eta_e \cdot Q_{тс}}$ – номинальный расход топливного газа;

$K_{тг}$ – коэффициент технического состояния ГТУ (по топливу);

$N_н$ – мощность, потребляемая ЦБН, МВт;

T_a – расчетная температура атмосферного воздуха, К;

η_e – номинальный КПД ГТУ (18.7.1.2);

$Q_{тс}$ – теплота сгорания топливного газа, кДж/м^3.

Коэффициент технического состояния $K_{тг}$ принимают равным 1,05, если не имеется оснований для принятия другой величины. В таблице Д.1 (приложение Д) приведены реко-

мендуемые величины $K_{ТГ}$ для разных типоразмеров, в том числе с учетом состояния эксплуатируемых ГТУ.

В качестве расчетной температуры T_a принимают среднюю температуру атмосферного воздуха расчетного периода (без поправок)$T_a^{ср}$.

Коэффициент $K_{\overline{n}}$ обычно учитывается в составе $K_{ТГ}$, кроме особых случаев (см. п. 18.7.1.4)

18.7.3.2 Расход топливного газа для газомоторных компрессоров должен определяться по их характеристикам с учетом загрузки, технического состояния и других факторов.

18.7.3.3 Потребление топливного газа КЦ, млн м^3, за расчетный период вычисляют по формуле

$$Q_{ТГ}^{\tau} = n_p q_{ТГ} \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \qquad (18.74)$$

где n_p – количество рабочих ГПА;

τ – время расчетного периода, ч.

18.7.4 Указания по определению параметров ГПА

18.7.4.1 Выбор и/или заказ оборудования КС должен производиться таким образом, чтобы обеспечить его оптимальные параметры на режимах проектной производительности.

Поверочными расчетами должна быть подтверждена возможность реализации режимов пропускной способности и режимов ввода по этапам (допускается при менее оптимальных параметрах оборудования).

18.7.4.2 Технологическое задание для выбора типоразмера и оптимизации параметров ГПА должно базироваться на результатах расчетов гидравлических режимов газопровода (системы газопроводов).

18.7.4.3 Технологическое задание должно включать в себя следующий минимальный объем технической информации:

- компонентный состав природного газа (базовый состав и возможные диапазоны его изменения);

- технологические параметры компрессорного цеха (производительность, абсолютные давления на входе и выходе компрессора, температуру газа на входе) для всех требуемых режимов (проектной производительности, пропускной способности, этапов ввода в эксплуатацию и др.), представленных в годовом графике (по месяцам, кварталам или сезонам). Могут быть поставлены дополнительные технологические задачи, например обеспечение режимов с пониженным давлением;

- высота над уровнем моря площадки КС;

- годовой ход температуры атмосферного воздуха в месте расположения КС (среднемесячные и другие температурные данные).

18.7.4.4 При выборе соотношения количества рабочих и резервных ГПА необходимо учитывать конкретные условия проектирования, в частности: планы дальнейшего строительства КС; величины коэффициента использования пропускной способности газопровода; время работы КЦ за год (например, ограничение времени для КС ПХГ, распределительных газопроводов и др.); специальные требования технического обслуживания оборудования и систем КЦ (например, при сжатии сероводородсодержащих газов); показателей надежности оборудования; контрактные и другие условия.

18.7.4.5 Количество установленных ГПА в КЦ рекомендуется назначать по наиболее критичному режиму пропускной способности расчетного периода (месяца, квартала, сезона) по следующей формуле: расчетное количество рабочих ГПА + 1 резервный ГПА (допускается использовать резервный ГПА в качестве рабочего до 30 % годового времени).

Номинальные (проектные) показатели соотношения рабочих и резервных ГПА в КЦ принимаются по режиму пропускной способности.

18.7.4.6 Количество резервных ГПА в КЦ для режимов проектной производительности определяется как разница между количеством установленных и количеством рабочих ГПА для данного режима и может быть переменной величиной.

При этом рекомендуемое соотношение количества рабочих и резервных ГПА в режиме проектной производительности не должно быть менее величин, указанных в таблице 18.3.

Таблица 18.3 – Соотношение количества рабочих и резервных ГПА в КЦ

Рабочие	Резервные
2	1
3	1
4	2
5	2
6	2

18.7.4.7 Допускается предусматривать установку ГПА разной единичной мощности с целью более рационального использования установленной мощности ГПА в течение года. Выбор такого варианта необходимо осуществлять на основе технико-экономического сравнения.

18.7.4.8 ЦБН с оптимальными характеристиками могут быть обеспечены двумя путями: выбором из набора выпускаемых модификаций и заказом ЦБН с заданными показателя-

ми и характеристиками.

18.7.4.9 При заказе ЦБН с заданными характеристиками техническое задание поставщику должно включать в себя весь набор возможных режимов и требование о базовом оптимальном режиме (нормальная рабочая точка).

18.7.4.10 Допускается проектирование режимов ЦБН с байпасированием части сжимаемого газа для этапов первоначального развития газопровода или для других временных условий.

18.7.4.11 Проектной величиной потребления топливного газа является потребление на режимах проектной производительности. Эту величину используют для технико-экономических расчетов и обоснований.

Величину потребления топливного газа на режимах пропускной способности используют для технологических расчетов.

18.7.5 Указания по определению параметров установки охлаждения (АВО) газа

18.7.5.1 Количество аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа следует определять на основе гидравлических и тепловых расчетов газопровода по режиму пропускной способности.

18.7.5.2 Расчетную температуру атмосферного воздуха на входе установки охлаждения газа следует принимать по средней температуре расчетного периода (СНиП 23-01 [9]) с поправкой на изменчивость климатических данных:

$$T_a^{АВО} = T_a^{ср} + 2. \qquad (18.75)$$

18.7.5.3 При выполнении оптимизационных расчетов газопровода (приложение Ж) принимаются среднегодовые температуры атмосферного воздуха, грунта и охлажденного газа.

18.7.5.4 Среднегодовую температуру охлажденного газа следует принимать на 10–15 °С выше расчетной среднегодовой температуры атмосферного воздуха.

18.7.5.5 При выполнении уточняющих гидравлических расчетов (приложение Ж) принимаются средние для расчетных периодов температуры атмосферного воздуха, грунта и охлажденного газа.

18.7.5.6 Тепловой расчет и выбор количества АВО газа производят по характеристикам поставщика (разработчика) оборудования.

Допускается (при отсутствии паспортных характеристик) производить тепловой расчет АВО газа по их геометрическим конструктивным данным по согласованной методике.

18.7.5.7 Для оценочных расчетов параметров установки охлаждения газа используют следующие приближенные формулы.

Температура газа на выходе

$$T_{2Г}^{АВО} = T_a^{АВО} + \left(T_{1Г}^{АВО} - T_a^{АВО}\right) \cdot \exp\left(-\frac{k}{G^{АВО}}\right), \quad (18.76)$$

где $T_{1Г}^{АВО}, T_{2Г}^{АВО}$ – температура газа, соответственно, на входе и выходе из АВО, К;

$T_a^{АВО}$ – расчетная температура атмосферного воздуха по п.18.7.5.2, К;

$G^{АВО}$ – массовый расход (производительность) газа через АВО газа, кг/ч (млн м^3/сут);

k – коэффициент, кг/ч (млн м^3/сут), определяемый для номинальных параметров по технической документации конкретного типоразмера АВО газа:

$$k = G_o^{АВО} \cdot \ln\left(\frac{T_{1Г}^{АВО} - T_a^{АВО}}{T_{2Г}^{АВО} - T_a^{АВО}}\right)_o. \quad (18.77)$$

Примечание – Номинальные параметры в формуле (18.77) обозначены индексом «о».

Массовый расход (производительность) одного аппарата для расчетного режима:

$$G^{АВО} = \frac{k}{\ln\frac{T_{1Г}^{АВО} - T_a^{АВО}}{T_{2Г}^{АВО} - T_a^{АВО}}}. \quad (18.78)$$

18.7.5.8 Расчет потерь давления, МПа, газа в АВО для режимов, отличающихся от номинального, производится по формуле

$$\Delta P^{АВО} = \Delta P_o^{АВО} \cdot \frac{\rho_o^{АВО}}{\rho^{АВО}} \cdot \left(\frac{G^{АВО}}{G_o^{АВО}}\right)^2, \quad (18.79)$$

где ρ – плотность газа, рассчитанная по формуле 18.57 настоящих Норм для средней температуры $\left(\frac{T_{1Г}^{АВО} + T_{2Г}^{АВО}}{2}\right)$ и абсолютного давления газа на входе АВО ($P_{1Г}^{АВО}$).

18.7.5.9 Должны быть проведены поверочные расчеты установок охлаждения газа при абсолютном максимуме температур атмосферного воздуха ($T_a^{АВО} = T_a^{max}$, без поправок на изменчивость), средней температуре грунта самого жаркого месяца и соответствующей этим параметрам пропускной способности.

Полученную в этом расчете максимальную температуру газа на выходе КЦ принимают в расчетах устойчивости и прочности трубопровода и его изоляции.

Приложение А

(рекомендуемое)

Нормативная и методическая документация, рекомендуемая к использованию при технологическом проектировании магистральных газопроводов

А.1 Федеральные законы

Федеральный закон РФ от 27.12.02 № 184-ФЗ "О техническом регулировании" (в ред. Федерального закона РФ от 09.05.05 № 45-ФЗ)

Федеральный закон РФ от 31.03.99 № 69-ФЗ "О газоснабжении в Российской Федерации" (в ред. Федерального закона РФ от 22.08.04 № 122-ФЗ)

Федеральный закон РФ от 21.07.97 № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (в ред. Федерального закона РФ от 09.05.05 № 45-ФЗ)

Федеральный закон РФ от 08.08.01 № 128-ФЗ "О лицензировании отдельных видов деятельности" (в ред. Федерального закона РФ от 02.07.05 № 80-ФЗ)

Федеральный закон РФ от 21.12.94 № 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" (в ред. Федерального закона РФ от 22.08.04 № 122-ФЗ)

Федеральный закон РФ от 23.11.95 № 174-ФЗ "Об экологической экспертизе" (в ред. Федерального закона РФ от 21.12.2004 № 172-ФЗ)

Федеральный закон РФ от 25.10.01 № 136-ФЗ "Земельный кодекс Российской Федерации" (в ред. Федерального закона РФ от 21.07.05 № 111-ФЗ)

Федеральный закон РФ от 29.01.97 № 22 ФЗ "Лесной кодекс Российской Федерации" (в ред. Федерального закона РФ от 21.07.05 № 111-ФЗ)

Закон РФ от 27.04.93 № 4871-1 "Об обеспечении единства измерений" (в ред. Федерального закона РФ от 10.01.03 № 15-ФЗ)

А.2 Строительные нормы и правила

СНиП 2.01.09-91	Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах
СНиП 2.02.01-83*	Основания зданий и сооружений
СНиП 2.02.04-88	Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах
СНиП 2.04.01-85*	Внутренний водопровод и канализация зданий
СНиП 2.04.02-84*	Водоснабжение. Наружные сети и сооружения
СНиП 2.04.03-85	Канализация. Наружные сети и сооружения
СНиП 2.04.12-86	Расчет на прочность стальных трубопроводов
СНиП 2.05.02-85*	Автомобильные дороги
СНиП 2.05.06-85*	Магистральные трубопроводы
СНиП 2.06.15-85	Инженерная защита территорий от затопления и подтопления
СНиП 2.09.03-85	Сооружения промышленных предприятий
СНиП 2.09.04-87*	Административные и бытовые здания
СНиП 2.11.03-93	Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы
СНиП II-35-76	Котельные установки
СНиП II-89-80*	Генеральные планы промышленных предприятий
СНиП 3.01.03-84	Геодезические работы в строительстве
СНиП 3.02.01-87	Земляные сооружения, основания и фундаменты
СНиП 3.05.03-85	Тепловые сети
СНиП 3.05.05-84	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
СНиП 3.05.06-85	Электротехнические устройства
СНиП 3.05.07-85	Системы автоматизации
СНиП III-42-80*	Магистральные трубопроводы
СНиП 11-01-95	Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений

СНиП 12-01-2004	Организация строительства
СНиП 21-01-97*	Пожарная безопасность зданий и сооружений
СНиП 23-01-99*	Строительная климатология
СНиП 23-02-2003	Тепловая защита зданий
СНиП 23-03-2003	Защита от шума
СНиП 23-05-95*	Естественное и искусственное освещение
СНиП 31-03-2001	Производственные здания
СНиП 41-01-2003	Отопление, вентиляция и кондиционирование
СНиП 41-02-2003	Тепловые сети
СНиП 41-03-2003	Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов
СНиП 42-01-2002	Газораспределительные системы
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введ. 31.10.96. № 36 Госкомсанэпиднадзор России
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
СН 452-73	Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов

А.3 Свод правил

СП 2.2.1.1312-03	Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий
СП 11-101-95	Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений
СП 11-107-98	Порядок разработки и состав раздела “Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций” проектов строительства
СП 11-110-99	Авторский надзор за строительством зданий и сооружений

СП 34-116-97	Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов / ООО "ВНИИГАЗ", ГазНИИпроект
СП 41-101-95	Проектирование тепловых пунктов
СП 41-102-98	Проектирование и монтаж трубопроводов систем отопления с использованием металлополимерных труб
СП 41-104-2000	Проектирование автономных источников теплоснабжения
СП 101-34-96	Свод правил сооружения магистральных газопроводов (СПСМГ). Свод правил по выбору труб для сооружения магистральных газопроводов / ОАО "Газпром"
СП 4132-86	Общие санитарные правила при работе с метанолом / Минздрав СССР, 18.07.86

А.4 Руководящие документы

ВРД 39-1.8-022-2001	Номенклатурный перечень газораспределительных станций магистральных газопроводов
ВРД 39-1.8-055-2002	Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ
ВРД 39-1.8-078-2003	Общие технические требования к полупроводниковым пусковым устройствам для синхронных двигателей электроприводных газоперекачивающих агрегатов
ВРД 39-1.10-006-2000*	Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.10-031-2001	Нормы аварийного и неснижаемого запаса труб, стальных газовых кранов, материалов, соединительных деталей и монтажных заготовок на газопроводах / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.10-052-2001	Методические указания по выбору и применению асинхронного частотно-регулируемого электропривода мощностью до 500 кВт
ВРД 39-1.10-064-2002	Оборудование для сжиженного природного газа (СПГ). Общие технологические требования при эксплуатации систем хранения, транспортирования и газификации

ВРД 39-1.10-069-2002	Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов / ДОАО "Оргэнергогаз"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.10-071-2003	Правила технической эксплуатации электростанций собственных нужд объектов ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.13-010-2000	Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых и временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО "Газпром" / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.13-011-2000	Концепция системы управления охраной окружающей среды на объектах ОАО "Газпром" в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14000 / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.13-034-2001	Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.13-035-2001	Каталог удельных выбросов загрязняющих веществ отработавшими газами газомотокомпрессоров факельных установок сжигания углеводородных смесей / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.13-040-2001	Методика по проведению замеров объемов утечек метана на предприятиях ОАО "Газпром" / ООО "ВНИИГАЗ", 1999
ВРД 39-1.13-056-2002	Технология очистки различных сред и поверхностей, загрязненных углеводородами / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.13-081-2003	Система производственного экологического мониторинга на объектах газовой промышленности. Правила проектирования. ИТЦ "Оргэкогаз", ДОАО "Оргэнергогаз"
ВРД 39-1.14-021-2001	Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО "Газпром"
ВРД 39-1.21-072-2003	Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО "Газпром" / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"

РД 03-294-99	Положение о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра / Утв. постановлением Госгортехнадзора России "Об утверждении Положения о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра" от 3.06.99 № 39 (с изменениями от 20.06.02 № 32)
РД 03-298-99	Положение о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности / Утв. постановлением Госгортехнадзора России "Об утверждении Положения о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности" от 14.07.99 № 51 (с изменением № 1 от 09.04.03 № 12)
РД 03-315-99	Положение о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней / Утв. постановлением Госгортехнадзора России "Об утверждении Положения о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней" от 07.09.99 № 66 (с изменением № 1 от 27.10.2000 № 62)
РД 03-357-00	Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 26.04.2000 № 23
РД 03-418-01	Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 10.07.01 № 30
РД 03-484-02	Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 09.07.02 № 43
РД 04-271-99	Положение о порядке прохождения поступающих в Госгортехнадзор России деклараций промышленной безопасности / Утв. приказом Госгортехнадзора России "Об утверждении и введении в действие Положения о порядке прохождения поступающих в Гос-

	гортехнадзор России деклараций промышленной безопасности" от 11.03.99 № 44 (с изменениями, внесенными приказом Ростехнадзора от 12.01.05 № 4)
РД 08-296-99	Положение об организации технического надзора за соблюдением проектных решений и качеством строительства, капитального ремонта и реконструкции на объектах магистральных трубопроводов / Утв. постановлением Госгортехнадзора России "Об утверждении Положения об организации технического надзора за соблюдением проектных решений и качеством строительства, капитального ремонта и реконструкции на объектах магистральных трубопроводов" от 06.07.99 № 49
РД 09-364-00	Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах
РД 25.952-90	Системы автоматического пожаротушения, охранной и пожарно-охранной сигнализации. Порядок разработки задания на проектирование
РД 34.45-51.300-97	Объемы и нормативы испытаний электрооборудования/ РАО "ЕЭС России"
РД 51-0158623-06-95	Применение аварийных источников электроэнергии на КС МГ, УКПГ и других объектах газовой промышленности / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-0158623-07-95	Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-0158623-3-91	Расчет количества агрегатов электростанций, локальных систем электроснабжения в районах Крайнего Севера / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-00158623-20-94	Требования к шумовым характеристикам газотранспортного оборудования / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-31323949-31-98	Выбор количества электроагрегатов собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-31323949-33-98	Методические указания по проектированию систем электроснабжения линейных потребителей магистральных газопроводов / ООО "ВНИИГАЗ"

РД 51-31323949-49-2000	Технологические и технические требования по выполнению расходомерных систем с применением диафрагменных и турбинных расходомеров для измерения расхода и массы жидких углеводородов конденсатопродуктопроводов / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-2-95	Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов / ОАО "Газпром"
РД 51-2-97	Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем/ ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-100-85	Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 51-162-92	Каталог удельных выбросов загрязняющих веществ газотурбинных установок газоперекачивающих агрегатов / ООО "ВНИИГАЗ"
РД 52.04.52-85*	Методические указания. Регулируемые выбросы при неблагоприятных метеорологических условиях
РД 78.36.002-99	Технические средства систем безопасности объектов. Обозначения условные графические элементов систем / НИЦ "Охрана", 1999
РД 78.36.003-2002	Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств / НИЦ "Охрана", 2002
РД 78.145-93	Системы и комплексы охранной, пожарной и охранно-пожарной сигнализации. Правила производства и приемки работ / НИЦ "Охрана", ВНИИПО МВД России, ГУВО МВД России, 1993
РД 78.146-93	Инструкция о техническом надзоре за выполнением проектных и монтажных работ по оборудованию объектов средствами охранной сигнализации / НИЦ "Охрана", ВНИИПО МВД России, ГУВО МВД России, 1993
РД 153-34.0-03.150-2000	Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТРМ-016-2001)

РД БТ-39-0147171-003-88	Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности. ТУ Нефтегаз
РТМ 38.001-94	Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов
РМ 78.36.002-99	Порядок обследования объектов, принимаемых под охрану. Методическое пособие / НИЦ "Охрана", ГУВО МВД России, 1999
Р 2.2.755-99	Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса
Р 51-00158623-18-92	Типовая методика акустических испытаний опытных и серийных образцов ГПА / ООО "ВНИИГАЗ"
Р 51-00158623-19-92	Технологический регламент по расчету акустических характеристик при проектировании мероприятий по защите от шума в ТЭО системы добычи и магистрального транспорта газа с полуострова Ямал / ООО "ВНИИГАЗ"
Р 51-00158623-22-94	Методика расчета уровней шума от КС на местности / ООО "ВНИИГАЗ"
Р 51-00158623-24-95	Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования / ООО "ВНИИГАЗ"
Р 51-00158623-26-96	Методика измерения шумовых характеристик газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / ООО "ВНИИГАЗ"
Р 51-31323949-58-2000	Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. С дополнениями 1–5 / ООО "ВНИИГАЗ"

Р 78.36.002-99	Выбор и применение телевизионных систем видеоконтроля. Рекомендации / НИЦ "Охрана", ГУВО МВД России, 1999
Р 78.36.005-99	Выбор и применение систем контроля и управления доступом. Рекомендации / НИЦ "Охрана", ГУВО МВД России, 1999
Р 78.36.007-99	Выбор и применение средств охранно-пожарной сигнализации и средств технической укрепленности для оборудования объектов. Рекомендации / НИЦ «Охрана», ГУВО МВД России, 1999

А.5 Нормы, инструкции, положения, руководства

ВНТП 01/87/04-84	Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования
ВНТП 111-93	Проводные средства связи. Станции междугородные телефонные
ВНТП 114-93	Станции проводного вещания
ВНТП 211-93	Земные станции спутниковой связи
ВНТП 213-93	Радиорелейные линии передачи прямой видимости
ВСН 1-93	Инструкция по проектированию молниезащиты радиообъектов
ВСН 2-137-81	Инструкция по проектированию магистральных трубопроводов в сейсмических районах
ВСН 004-88	Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 006-89	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка
ВСН 008-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция
ВСН 009-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
ВСН 010-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы

ВСН 011-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытания
ВСН 012-88	Часть I "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ", Часть II "Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки"
ВСН 014-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды
ВСН 015-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Линии связи и электропередачи
ВСН 39-1.8-008-2002	Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промысловых трубопроводах
ВСН 39-1.9-003-98	Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов
ВСН 39-1.10-003-2000	Положение по техническому обследованию и контролю за состоянием надземных переходов магистральных газопроводов / Оргэнергогаз
ВСН 39-1.10-009-2002	Инструкция по отбраковке и ремонту труб линейной части магистральных газопроводов
ВСН 39-1.22-007-2002	Указания по применению вставок электроизолирующих для газопроводов
ВСН 51-1-97	Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов
ВСН 51-1.15-004-97	Инструкция по проектированию и строительству волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) газопроводов
ВСН 51-3-85/2.38-85	Проектирование промышленных стальных трубопроводов / Мингазпром, ООО "ВНИИГАЗ"
ВСН 116-93	Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи
ВСН 332-93	Инструкция по проектированию электроустановок предприятий и сооружений электросвязи, проводного вещания, радиовещания и телевидения

ВСН 362-87	Изготовление и монтаж технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа
ИСО 6976-96(Е)	Природный газ. Расчет теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и индекса Воббе по составу
СО 153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций / Утв. приказом Минэнерго РФ от 30.06.03 № 280
ОНД-86	Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий
ОСТ 51.40-93	Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия
ОСТ 51.54-79	Транспорт газа трубопроводный. Основные требования и определения
ОСТ 51.63-80	Газопровод. Линейная часть. Термины и определения

Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации.

Классификация автоматизированных систем и требований по защите информации / Сборник руководящих документов Гостехкомиссии РФ, М., 1998

Инструкция о порядке выбора и согласования площадок и трасс, а также отвода земель под строительство объектов газовой промышленности / Мингазпром, 1977

Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности / ВНИИГАЗ, 1976

Инструкция о порядке согласования технических заданий и проектов на оборудование объектов ОАО "Газпром" и его дочерних обществ и организаций инженерными и техническими средствами охраны. Приложение № 4 к приказу ОАО "Газпром" от 26.12.01 № 99

Инструкция по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта / ОАО "Газпром", 1999

Приказ Минприроды РФ № 525 от 22.12.95 "Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы"

Основные положения по автоматизации газораспределительных станций / ОАО "Газпром", 2001

Основные положения по автоматизации объектов энергообеспечения ОАО "Газпром" / ОАО "Газпром", 2002

Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа / ОАО "Газпром", 1996

Отраслевая Система Оперативно-Диспетчерского Управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования, 1998

Отраслевые руководящие методические материалы по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами в газовой промышленности / Мингазпром, 1977

Постановление Госгортехнадзора России от 09.07.02 № 43 "Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах"

Положение о разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов / Главниипроект, 1979

Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ / ООО "ВНИИГАЗ", 1998

Руководство по проектированию и защите от коррозии подземных металлических сооружений связи / Мингазпром, 1978

Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов. Том 1 и 2 / ВНИИГАЗ, 1986

Руководство по эксплуатации электростанций собственных нужд / ВНИИГАЗ, 1989

Указания по построению электрических схем компрессорных станций магистральных газопроводов / "ВНИПИтрансгаз", "Леноргэнергогаз", 1985

А.6 Постановления, правила, методики

ВППБ 01-04-98	Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности
НПБ 88-2001*	Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования (с изменением № 1 от 31.12.02 № 60)
НПБ 101-95	Нормы проектирования объектов пожарной охраны
НПБ 104-03	Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях
НПБ 105-03	Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрыво-пожарной и пожарной опасности

НПБ 110-03	Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией
ПБ 03-246-98	Правила проведения экспертизы промышленной безопасности / Утв. постановлением Госгортехнадзора России, 1998, № 64 (с изменением № 1 (ПБИ 03-490(246)-02) от 01.08.02 № 48)
ПБ 03-314-99	Правила экспертизы декларации промышленной безопасности / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 07.09.99 № 65 (с изменением № 1 (ПБИ 03-393(314)-2000) от 27.10.2000 № 61)
ПБ 03-576-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением / Утв. постановлением Госгортехнадзора, России от 11.06.03 № 91
ПБ 03-591-03	Правила безопасной эксплуатации факельных систем / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 83
ПБ 08-342-00	Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС)
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.03 № 56
ПБ 09-566-03	Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 27.05.03 № 43
ПБ 09-592-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.03 № 68
ПБ 10-573-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 90
ПБ 10-574-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 88

ПБ 10-575-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации электрических котлов и электрокотельных / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 89
ПБ 12-527-03	Правила безопасности при эксплуатации автомобильных заправочных станций сжиженного газа / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 04.03.03 № 6
ПБ 12-529-03	Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 18.03.03 № 9
ППБ 01-03	Правила пожарной безопасности в Российской Федерации / Утв. приказом МЧС от 18.06.03 № 313
ПР 50.2.019-96	ГСИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных счетчиков
ПР 50.2.002-94	ГСИ. Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм
СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003	Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром", том 1,2. Москва, 2003
СанПиН 2.1.4.1110-02	Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов хозяйственно-питьевого назначения
СанПиН 2.1.5.980-00	Гигиенические требования к охране поверхностных вод
СанПиН 2.1.6.1032-01	Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест
СанПиН 2.2.1/ 2.1.1.1200-03	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
СанПиН 2.2.4.548-96	Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

Методика расчета надежности магистральных газопроводов / ВНИИГАЗ, 1980

Методика расчета системной надежности проектируемых магистральных газопроводов / ВНИИГАЗ, 1992

Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух / НИИ Атмосфера. Санкт-Петербург, 2002.

Единая система управления нормированием труда в ОАО "Газпром" / НУ "ЦНИСГазпром", 2002

Методические рекомендации по разработке типовых организационных структур и нормативов численности служащих организаций ОАО "Газпром" / НУ "ЦНИСГазпром", 2002

Методические рекомендации по разработке нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования ОАО "Газпром" / НУ "ЦНИСГазпром", 2002

Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник: Т.3. Надежность систем газо- и нефтеснабжения. / Под ред. М.Г.Сухарева. Кн.1 и кн. 2 М., Недра, 1994

Нормативы численности рабочих и служащих ЛПУМГов / ОАО "Газпром", 2000

Постановление Правительства РФ от 27.11.95 № 1176 "О внесении изменений в постановление Совета Министров-Правительства РФ от 28.01.93 № 77 "Об утверждении Положения о порядке возмещения убытков собственникам земли, землевладельцам, землепользователям, арендаторам и потерь сельскохозяйственного производства"

Приказ Госгортехнадзора России от 17.11.99 № 240 "О мероприятиях в связи с введением в действие Правил экспертизы декларации промышленной безопасности и Положения о порядке оформления декларации промышленной безопасности перечне сведений, содержащихся в ней"

Приказ Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 138 "Об утверждении Методических рекомендаций по осуществлению идентификации опасных производственных объектов" (в ред. приказа Госгортехнадзора России от 04.05.04 № 62)

Отраслевая методика по разработке норм и нормативов водопотребления и водоотведения в газовой промышленности / ДАО "ВНИПИгаздобыча", 1995

Постановление Правительства РФ от 02.02.98 № 142 "О сроках декларирования промышленной безопасности действующих опасных производственных объектов"

Постановление Правительства РФ от 28.03.01 № 241 "О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации" (в ред. постановления Правительства РФ от 01.02.05 № 49)

Приказ ОАО "Газпром" от 26.01.2000 № 7 "Перечень производственных зданий, помещений, сооружений и оборудования объектов ЕСГ ОАО "Газпром", подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализации"

Перечень технических средств охраны, разрешенных к применению на объектах ОАО "Газпром". Приложение №3 к приказу ОАО "Газпром" от 26.12.01 № 99

Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов / М., Недра, 1985

Постановление Правительства РФ от 07.05.03 № 262 "Об утверждении Правил возмещения собственникам земельных участков, землепользователям и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц"

Постановление Правительства РФ от 11.08.03 № 486 "Об утверждении Правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети"

Правила охраны магистральных трубопроводов / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.92 № 9, Минтопэнерго России 29.04.92 (с изменениями и дополнениями от 23.11.94 № 61)

Правила охраны поверхностных вод (типовые положения) / Утв. Госкомприроды СССР, 1991

Постановление Правительства РФ от 05.02.98 № 162 "Правила поставки газа в Российской Федерации"

Постановление Правительства РФ от 11.05.99 № 526 "Об утверждении Правил представления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов" (в ред. постановления Правительства РФ от 01.02.05 № 49)

Правила технической безопасности на холодильных станциях предприятий Мингазпрома / Союзоргэнергогаз, 1983. Утв. Мингазпром, 1984

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Минэнерго России, 2003

Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением не более 0,07 МПа (0,7 кГс/см^2), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115 °С) / Мин. архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ, 1992

Правила устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем / ВНИИхолодмаш. Утв. Госпроматомнадзор СССР, 1991

Противопожарная защита газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов. Обобщенные рекомендации / ВНИИПО МВД СССР, 1986

ПУЭ. Правила устройства электроустановок / Седьмое издание. Минтопэнерго РФ, 1999÷2003

Технологический регламент на проектирование компрессорных станций (раздел "Охрана атмосферного воздуха") / РАО "Газпром", ВНИИГАЗ, 1994

Типовые правила охраны объектов ОАО "Газпром". Приложение № 2 к приказу ОАО "Газпром" от 26.12.01 № 99

А. 7 Государственные стандарты

ГОСТ 8.563.1-97	ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей, газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия
ГОСТ 8.563.3-97	ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Процедура и модуль расчетов. Программное обеспечение
ГОСТ 12.1.007-76*	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.009-76	ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения
ГОСТ 12.1.018-93	ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования
ГОСТ 12.2.003-91	ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
ГОСТ 17.2.3.02-78	Охрана природы. Атмосфера. Правила установления предельно допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
ГОСТ 17.4.2.01-81*	Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния
ГОСТ 27.002-89	Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения
ГОСТ 183-74**	Машины электрические вращающиеся. Общие технические условия
ГОСТ 356-80 (СТ СЭВ 253-76)	

ГОСТ 464-79*	Давления условные для стационарных установок проводной связи, радиорелейных станций, радиотрансляционных узлов проводного вещания и антенн систем коллективного приема телевидения. Нормы сопротивления
ГОСТ 2939-63 (Переиздание: январь 1975 г.)	Газы. Условия для определения объема
ГОСТ 9293-74* (ИСО 2435-73)	Азот газообразный и жидкий. Технические условия
ГОСТ 14202-69	Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки
ГОСТ 17567-81	Хроматография газовая. Термины и определения
ГОСТ 20060-83*	Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги
ГОСТ 20061-84	Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов
ГОСТ 20440-75*	Установки газотурбинные. Методы испытаний
ГОСТ 22387-2-97	Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы
ГОСТ 23781-87*	Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава
ГОСТ 24755-89	Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий
ГОСТ 24856-81* (ИСО 6552-80)	Арматура трубопроводная промышленная. Термины и определения
ГОСТ 28338-89	Соединения трубопроводов и арматуры. Проходы условные
ГОСТ 28775-90	Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия
ГОСТ Р 1.5-2002	Государственная система стандартизации Российской Федерации.

	Стандарты. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению
ГОСТ Р 8.563-96*	ГСИ. Методики выполнения измерений
ГОСТ Р 17.0.0.06-2000	Охрана природы. Экологический паспорт природопользователя. Основные положения. Типовые формы
ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98)	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования
ГОСТ Р 51330.2-99 (МЭК 60079-1А-75)	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка». Дополнение 1. Приложение D. Метод определения безопасного экспериментального максимального зазора
ГОСТ Р 51330.5-99 (МЭК 60079-4-75)	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения
ГОСТ Р 51330.16-99 (МЭК 60079-17-96)	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)
ГОСТ Р 51330.19-99 (МЭК 60079-20-96)	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования

Приложение Б

(рекомендуемое)

Система контроля качества строительных и монтажных работ

Контроль качества строительных и монтажных работ регламентируется требованиями СНиП 12-01 [114], СНиП 3.02.01 [115] и ВСН 012 [116].

Система контроля и управления качеством (СКК) должна гарантировать необходимый контроль и испытания с тем, чтобы все работы, касающиеся свойств применяемых материалов, качества выполнения технологических операций в строительном процессе, соответствовали условиям договорной и проектной документации. На заключительной стадии проектирования магистральных газопроводов необходимо предусмотреть обязательное выполнение электронной версии проектно-сметной документации (ПСД) "как построено".

Контроль осуществляется специальными службами с постоянным ведением технической документации по установленной форме.

Б.1 Организации, участвующие в контроле качества

Контроль качества строительства осуществляется всеми организациями, участвующими в строительстве и привлекаемыми для осуществления контроля за ним и имеющими лицензии на указанный вид работ, а именно:

- Подрядная организация организует систему контроля качества выполняемых работ;
- Заказчик – осуществляет технический надзор;
- Проектная организация – осуществляет авторский надзор.

Авторский надзор за строительством проводится согласно СП 11-110 [117].

Подрядные организации – выполняют строительство объектов в соответствии с требованиями СНиП, технической и проектной документацией и осуществляют все виды контроля качества выполняемых строительно-монтажных работ.

Заказчик организует ведение технического надзора собственными силами или поручает выполнение всего комплекса работ либо его части специализированным организациям.

Б.2 Фазы производственного контроля качества строительства

Контроль соответствия ПСД нормативным документам

Включает анализ проектно-сметной документации: рабочих чертежей, сводных, объектных и локальных смет.

В случае выявленных отклонений от строительных норм и правил, действующих инструкций, рекомендаций и т.п. результаты анализа рассматриваются совместно с заказчиком, проектным институтом, которые в случае правильности анализа вносят в ПСД изменения и коррективы до начала строительства.

Геодезический контроль

Геодезический контроль осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации, а также требованиям СНиП 3.01.03 [118].

В процессе производства строительно-монтажных работ по возведению зданий и сооружений, укладке инженерных сетей и газопроводов геодезисты подразделений подрядчика осуществляют контроль за геометрической точностью работ и несут ответственность за своевременное проведение геодезических работ с оформлением исполнительской документации.

Выполненные геодезические исполнительные схемы регистрируются в объектном журнале производства работ.

Входной контроль

Целью входного контроля является недопущение применения при строительстве материалов и оборудования, не соответствующих требованиям ГОСТов, технических условий и других нормативных документов.

Входному контролю подлежат как конструкции для возведения зданий и сооружений, оборудование для монтажа, трубы различного диаметра для сооружения трубопроводов, так и материалы для строительства: цемент, песок, гравий, электроды, флюсы, сварочная проволока, изоляционные, кровельные материалы и т.д.

Операционный контроль

Под операционным контролем качества подразумевается непрерывный технологический процесс контроля, осуществляемый параллельно с выполнением каждой операции строительно-монтажных работ. Это основное звено в системе контроля и управления качеством.

Важнейшими видами работ при сооружении объектов являются сборочно-сварочные и монтажные работы на всех объектах монтажа, так как некачественное их выполнение может повлечь за собой потерю несущей способности сооружения.

Лабораторный контроль

До начала строительства подрядчик создает непосредственно на стройплощадке лабораторную службу контроля за качеством строительно-монтажных и изоляционно-укладочных работ.

Лаборатория и ее специалисты должны быть в состоянии проводить исключительно все испытания, регламентируемые СНиП. В течение всего периода строительства она находится под контролем и наблюдением заказчика.

Лаборатория своевременно проводит все необходимые испытания в объемах согласно действующим строительным нормам и правилам, ГОСТам и ТУ, производит все требуемые анализы по земляным работам, бетонным, гидроизоляционным, дорожным и т.д.

Результаты испытаний систематически представляются техническому надзору заказчика.

Приемочный контроль

Приемочный контроль предусматривает ежесменную приемку работ от каждого производственного звена с отражением качества выполненных работ и объемов в специальном журнале, а также ежемесячную приемку работ комиссией. Комиссия должна устанавливать достоверность ежемесячной приемки работ, проводимой мастерами, прорабами, начальниками участков, и принимать от них выполненные за месяц работы с определением их соответствия требованиям СНиП, ГОСТ, ТУ, определять состояние культуры производства рабочих мест и стройплощадки, технологическую завершенность конструктивных элементов.

При приемочном контроле качества строительно-монтажных работ должна представляться следующая документация:

- исполнительные чертежи с внесенными (при их наличии) отступлениями, допущенными предприятием–изготовителем конструкций, а также монтажной организацией, согласованными с проектными организациями–разработчиками чертежей, и документы об их согласовании;

- заводские технические паспорта на стальные и железобетонные конструкции.

- качество материалов, применяемых при производстве строительно-монтажных работ, также удостоверяется документально (оформлением соответствующих актов, записью в журнале и т.д.).

Инспекционный контроль

Инспекционный контроль осуществляется в процессе строительства с участием специалистов подрядчика, представителя технического надзора заказчика или уполномоченного им органа, авторского надзора. По результатам контроля составляется акт проверки качества работ. В случае обнаружения отступления от нормативных требований производителями работ принимаются меры к немедленному их устранению.

Инспекционному контролю подвергается ведение документации (журналов производства работ, сварочных работ, антикоррозионной защиты конструкций и других; своевременность составления актов на скрытые работы, наличие паспортов, сертификатов и др.).

Б.3 Основные работы и конструкции, подлежащие контролю качества

Строительство газопроводов

- инженерная подготовка трассы;
- разработка траншей;
- сварочные работы на трубосварочных базах или стендах;
- изготовление отводов холодного гнутья;
- погрузо-разгрузочные работы, транспортировка труб, арматуры, соединительных деталей;
- контроль качества изоляционного покрытия труб с заводской изоляцией при погрузо-разгрузочных работах, складировании, транспортировке и выполнении строительно-монтажных работ;
- контроль качества сварных соединений неразрушаемыми методами;
- изоляционные и укладочные работы;
- сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия;
- сооружение наземных и надземных участков трубопроводов;
- балластировка и закрепление трубопроводов;
- монтаж узлов арматуры и узлов пуска, приема средств диагностики;
- засыпка траншеи и рекультивация;
- строительство системы электрохимзащиты от коррозии, системы связи, автоматики и телемеханики, вдольтрассовой ВЛ;
- проведение очистки, испытания на прочность и проверки на герметичность.

Строительство объектов компрессорных станций

- разработка грунта в котлованах и траншеях;
- работы бетонные, железобетонные, каменные, кровельные, штукатурные, отделочные, стекольные, теплоизоляционные, гидроизоляционные, антикоррозионные, устройство полов;
- устройство фундаментов;
- кирпичная кладка;
- изготовление и монтаж металлических, бетонных и железобетонных конструкций;
- изготовление и монтаж стенового и кровельного ограждения;
- изготовление и установка оконных и дверных заполнений;
- монтаж газоперекачивающих агрегатов и другого технологического и инженерного оборудования.

Приложение В

(рекомендуемое)

Требования к расчету численности обслуживающего персонала

В.1 Численность обслуживающего персонала и примерное штатное расписание на объектах магистральных газопроводов должны определяться проектной организацией на основании действующих типовых структур управления и нормативов численности служащих и рабочих, разработанных и утвержденных в соответствии с "Единой системой управления нормированием труда в ОАО "Газпром" [119], "Методическими рекомендациями по разработке типовых организационных структур и нормативов численности служащих организаций ОАО "Газпром" [120], "Методическими рекомендациями по разработке нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования ОАО "Газпром" [121].

В.2 По объектам проектирования магистральных газопроводов, на которые отсутствуют утвержденные в установленном порядке ОАО "Газпром" нормативы численности, численность обслуживающего персонала определяется на основании утвержденных нормативов численности других отраслей.

В.3 При проектировании объектов, на которые отсутствуют нормативные материалы по определению численности, численность определяется проектной организацией по согласованию с заказчиком и соответствующим структурным подразделением администрации ОАО "Газпром", исходя из следующих принципов и исходных данных:

- уровень автоматизации производства;
- обеспечение надежной, безопасной и эффективной эксплуатации объектов магистральных газопроводов;
- учет действующей нормативной документации;
- обеспечение охраны объектов магистральных газопроводов;
- обеспечение пожарной безопасности объектов магистральных газопроводов;
- возможность максимального совмещения профессий и использования бригадных форм обслуживания;
- особенности производства, обуславливающие необходимость специального контроля за состоянием оборудования, загрязнением атмосферы, почвы и водоемов.

В.4 Минимизация численности обслуживающего персонала должна обеспечиваться, главным образом, путем снижения трудозатрат на обслуживание, за счет совершенствования проектных решений, применения прогрессивных технологий, оборудования и систем.

В.5 В задании на проектирование должны быть определены:

- численность обслуживающего персонала и примерное штатное расписание на объектах;

- какими силами планируется проведение регламентных работ, текущего, среднего и капитального ремонтов – собственными силами ремонтных служб или персоналом, привлекаемым со стороны по договору.

Приложение Г

(рекомендуемое)

Классификация производственных и складских зданий, помещений, сооружений и наружных установок объектов магистральных газопроводов по их взрыво- и пожароопасности

Таблица Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<8A (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> 2F5AA(
1 ><?@5AA>@=K5 AB0=F88				
1.1 #AB0=>2:0 >G8AB:8 3070	=	2 (-I3)	II -"3	@8@>4=K9 307, :>=45=A0B C3;52>4>@>4=K9
1.2 #AB0=>2:0 2>74CH=>3> >E;0645=8O 3070	=	2 (-I3)	II -"1	@8@>4=K9 307
1.3 #AB0=>2:0 2>74CH=>3> >E;0645=8O K				53>@NG89 307
1.4 ><?;5:B=0O B@0=AD>@<0B>@=0O-?> AB0=F8O 0??0@0B>2 2>74CH=>3> >E;064 =8O 3070 2 70:@KB>< ?><5I5=88 A M;5 B@>I8B>2>9	4*			0A;>10: A ?>2KH5==>9 ?@>G=>ABLN 8 C?;>B=5=85<, 8A:;NG0NI8< B5GL <0A;0
2 ><?@5AA>@=K5 F5E8				
2.1 0H8==K9 70; (1;>:, ?><5I5=85) 307>2KE BC@18= 157 &	1	-I		@8@>4=K9 307 A68305BAO 2 :0G5AB25 B>?;820, <0A;- 10: A ?>2KH5==>9 ?@>G=>- ABLN 8 C?;>B=5=85<, 8A:;NG0NI8< B5GL <0A;0
2.2 0H8== K9 70; (1;>:, ?><5I5=85) M;5:B@>428>B5;59 157 &	1	-I		01>G89 ?@>F5AA A>?@>2 6405BAO 8A:@5=85<, <0A;- 10: A ?>2KH5==>9 ?@>G=>- ABLN 8 C?;>B=5=85<, 8A:;NG0NI8< B5GL <0A;0

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=>AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?>F5AA0
2.3 0H8==K9 70; (1;>:, ?><5I5=85) &		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307, <0A;> 2 A8AB5<5 A<07:8
2.4 0H8==K9 70; (1;>:, ?><5I5=85) 307>2KE BC@18= 8;8 M;5:B@>40B5;59, & (157 @0745;8B5;L=>9 ? 5@53>@>4:8)		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307, <0A;> 2 A8AB5<5 A<07:8
2.5 0H8==K9 70; (1;>:, ?><5I5=85) A 307><>B>@=K<8 ?>@H=52K<8 компрес- A>@0<8		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307, <0A;> 2 A8AB5<5 A<07:8
2.6 0@C6=0O >12O7:0 &	=	2 (-I3)	II -"1	@8@>4=K9 307
2.7 5=B8;OF8>==0O ?@8B>G=0O :0<5@0 :><?@5AA>@=>3> F5E0		-	-	>@<0;L=0O A@540 ?@8AG- B0=>2:5 >1@0B=KE :;0?=>2 =0 =0?>@=KE 2>74<2>40E
2.8 #AB0=>2:0 2>74CH=>3> >E;0645=8O <0A;0	=	-III	-	0A;>
2.9 &8@:C;OF8>==0O 2>4O=0O =AA0O		---	-	>40
2.10 ><5I5=85 <0A;O=>3> E>7O9AB20	1	-I	-	0A;>
3 575@2C0@ ?@><K2>G=>9 2>4K		---	--	>40
4 5>1A;C68205<K9 C A8;8B5;L=K9 ?C=:B (#)	2	-II0	-	015;L=0O ?@>4C F8O
5. Закрытые распределительные устройства				
5.1 0:@KB>5 @0A?@545;8B5;L=>5AB@>9AB- 2> A M;5307>2K< >1>@C4>20=85< 8C0: C<=K<8 2K:;NG0B5;O<8	4	---	-	>@NG85 25I5AB20 2 <0;>< :>;8G5AB25
5.2 0:@KB>5 @0A?@545;8B5;L=>5AB@>9AB- 2> A 2K:;NG0B5;O<8 8 0??0@0BC@>9 A 45@60I59 <0 A;>	2	-I	---	>@NG85 <0A;0

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A⇒AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A8 (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?@5AA0
6 Открытое распределительное устройство	Не нормируется			
7 Дизельная электростанция				
7.1 Помещение баковой дизельного топлива без аварийной вентиляции**	Б	2 (В-Iа)	IIА-Т3	Хранение дизельного топлива с температурой вспышки выше +28 °С
7.2 Помещение баковой дизельного топлива, обеспеченное аварийной вентиляцией	В1	П-I	–	Хранение дизельного топлива с температурой вспышки выше +28 °С
7.3 Машинный зал (блок, помещение)	Г	П-I	–	Сжигание горючей жидкости в качестве топлива, масло в системе смазки
8 Компрессорная сжатого воздуха	Д	–	–	Оборудование для получения сжатого воздуха
9 Установка подготовки топливного, пускового, импульсного газа и газа собственных нужд				
9.1 Сепараторы на открытой площадке	$А_н$	2 (В-Iг)	IIА-Т3	Природный газ, конденсат углеводородный
9.2 Сепараторы в помещении	А	2 (В-Iа)	IIА-Т3	Природный газ, конденсат углеводородный
9.3 Адсорберы на открытой площадке	$А_н$	2 (В-Iг)	IIА-Т1	Природный газ
9.4 Адсорберы в помещении	А	2 (В-Iа)	IIА-Т1	Природный газ
9.5 Блок редуцирования топливного и пускового газа на открытой площадке	$А_н$	2 (В-Iг)	IIА-Т1	Природный газ

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEA0B0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=>AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> 2E5AA0
9.6 ;>: @54CF8@>20=8O B>?;82=>3> 8 ?CA:>2>3> 3070 2 ?><5I5=88		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307
9.7 >4>3@520B5;L 3070	=	2 (-I3)	II -"1	@ 8@>4=K9 307
10 !:;04 3>@NG5A<07>G=KE <0B5@80;>2				
10.1 0A>A=0O <0A5;	1	-I		0A;>
10.2 0A>A=0O 4;O ;53:>2>A?;0<5=0NI8 EAO 684:>AB59 A B5<?5@0BC@>9 2A?KH:8 0?@>2 >28"! 157 020@8 9=>9 25=B8; OF88		2 (-I0)	II -"3	5@>A8=, 4875;L=>5 B>?;82>
10.3 0 A>A=0O 4;O ;53:>2>A?;0<5=0NI8 EAO 684:>AB59 A B5<?5@0BC@>9 2A?KH:8 0?@>2 >28"!, >15A?5G5=0O 020@89=>9 25=B8;OF859	1	-I		5@>A8=, 4875;L=>5 B>?;82>
10.4 0A>A=0O 4;O ;53:>2>A?;0<5=0NI8 EAO 684:>AB59 A B5<?5@0BC@>9 2A?KH:8 ?0@>2 <28"! =57028A8<> >B B8?025=B8; OF88		2 (-I0)	II -"3	5=78=
10.5 535=5@0F8>==0O D8;LB@>2				)5;>G=K5 @0AB2@K
10.6 !:;04 <0A5; 2 B0@5	1	-I		0A;>
10.7 575@2C0@ 4;O <0A5;	=	-III		0A;>
10.8 575@2C0@ 4;O 15=78=0	=	2 (-I3)	II -"3	5=78=
10.9 575@2C0@ 4;O 4875;L=>3> B>?;820, B>?;820 " -1 8 " ! -1	=	2 (-I3)	II -"3	875;L=>5 B>?;82>, B>?;8-2> " -1 8 " ! -1
10.10 0A>A=0O 0=B8D@870	1	-I		=B8D@87
10.11 575@2C0@ 4;O 0=B8D@870	=	-III		=B8D@87
10.12 -;5;B@>I8B>20O	4			" @C4=>3>@NG5A5B5@80;K
10.13 " >?;82>@0740B>G=0O :>;>=:0 =0B@K-B>9 ?;>I04:5	=	2 (-I3)	II -"3	5=78=, 4875;L=>5 B>?;82>
10.14 " >?;82>@0740B>G=0O :>;>=:0 2 ?><5I 5=88		2 (-I0)	II -"3	5=78=, 4875;L=>5 B>?;82>

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A⇒AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A8 (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?@5AA0
11 !:;04 <5B0=>;0				
11.1 575@2C0@ 4;O <5B0=>;0	=	2 (-I3)	II -"2	5B0=>;
11.2 575@2C0@ 4;O :5@>A8=0	=	2 (-I3)	II -"3	5@>A8=
11.3 575@2C0@ 4;O >4>@0=B0	=	2 (-I3)	II -"3	-B8;<5@:0?B0=
11.4 0A>A=0O <5B0=>;0, :5@>A8=0 8 >4>@0=B0 =0 >B:@KB>9 ?;>I04:5	=	2 (-I3)	II -"2	5B0=>;, :5@>A8=, MB8 <5@0?B0=
11.5 0A> A=0O <5B0=>;0, :5@>A8=0 8 >4>@0=B0 2 1;>:>=B59=5@5 8;8 2 ?><5I5=88		2 (-I0)	II -"3	5B0=>;, :5@>A8=, MB8 <5@0?B0=
12 >B5;L=0O				
12.1 >B5;L=K9 70;, ?><5I5=8O 4K<>A>-A>2 8 450MB8>@>2		2 (-I0) =0 <><5=B @>76830		!6830=85 3>@NG8E 307>2, 684:>AB59 8 B25@4KE 2-I5AB2 2 :0G5AB25 B>?;820
12.2 %8<2>4>>G8AB:0 8 CB8;870F8>==0O =0A>A=0O		-		>40
12.3 !:;04 @5035=B>2		-		%8<@5035=BK
13 @>872>4AB25==⇒M=5@35B8G5A:89 1;>:				
13.1 ><5I5=85 " (B@0=AD>@<0B> @=K5 :0<5@K A <0A;>=0?>;=5==K<8B@0=A-D>@<0B>@0<8)	1	-I		0A;>A>45@60I0O A8AB5<0A ?>2KH5==>9 ?@>G=>AB8 C?;>B=5=85<, 8A:;N-GONI8< B5GL <0A;0
13.2 ><5I5=85 " (B@0=AD>@<0B> @=K5 :0<5@K A ACE8<8 B@0=AD>@<0B>@0<8)		-		53>@NG85 25I5AB20
13.3 -;5:B@>I8B>20O	4	-		" @C4=>3@NG85 0B5@80;K
13.4 015;L=K5 A>>@C65=8O (BC==5;8, H0 BK, MB8, 30;5@58, :0=0;K)	1	-II0		>@NG85 <0B5@80;K, 2;N-G0O :015;8, =5 @0A?@>ABA@=ONI85 3>@5=85

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=>AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A8 (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?E5AA0
13.5 ><5I5=85 AB0F8>=0@=KE 10B0@59 87 =535@<5B8G=KE A28=F>2>:8A;>B=KE 0: :C<C;OB>@>2 AB@>AB2>< >1I5>1- <5==>9 25=B8;OF88***		2 (-I1)	II -"1	K45;5=85 2>4>@>40 ?@8 @01>B5 70@O4=KE AB@>9AB
13.6 ><5I5=85 AB0F8>=0@=KE 10B0@59 87 =535@<5B8G=KE A28=F>2>:8A;>B=KE 0: :C<C;OB>@>2 AB@>AB2>< 020@8- =>9 25=B8;OF88				K45;5=85 2>4>@>40 ?@8 @01>B5 70@O4=KE AB@>9AB
13.7 ><5I5=85 AB0F8>=0@=KE 10B0@59 87 A28=F>2>:8A;>B=KE 0::C<C;OB>@>2, A=0165==KE - # (M;5:B@>?8 B0NI85 CAB@>9AB20), 30@0=B8I85 C>3@0=8- G5=85 25;8G8=K =0?@O65=8O 70@O40				57 2K45;5=8O 2>4>@>40. ! C AB@>9AB2>< >1I5>1<5- =>9 25=B8;OF88
13.8 " 0<1C@ 4;O 0::C<C;OB>@=>9 ?> ?.13.5		2 (-I1)	II -"1	
13.9 8A;>B=0O				53>@NG85 25I5AB20
13.10 8AB8;OB>@=0O				53>@NG85 25I5AB20
13.11 5=B8;OF8>==0O ?@8B>G=0O :0<5@0 ?@8 0::C<C; OB>@=>9				>@<0;L=0O A@540 ?@8 AC- B0=>2:5 >1@0B=KE :;0?0=>2 =0 =0?>@=KE 2>74<2E>40E
13.12 5=B8;OF8>==0O 2KBO6=0O :0<5@0 0::C<C;OB>@=>9 ?> ?.13.5		2 (-I1)	II -"1	K45;5=85 2>4>@>40 ?@8 @01>B5 70@O4=KE AB@>9AB
13.13 ??0@0B=0O	2	-II0		" 25@4K5 3>@NG85 <0-B5 @80;K 2 =51>;LH8E :>;8 - G5AB20E
13.14 ?5@0B>@=0O	4			" 25@4K5 3>@NG85 <0-B5 @80;K 2 =51>;LH8E :>;8 - G5AB20E
13.15 ??0@0B=0O B5;5<5E0=8:8	2	-II0		" 25@4K5 3>@NG85 <0B5@80;K

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=>AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A8 (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?@5AA0
13.16 ??0@0B=0O F8D@>?5G0B8 8 02B0B8-G5A:>9 ?5@540G8 40==KE (A5@25O)	2	-II0		" 25@4K5 3>@NG85 <0B5@80;K
14 !:;04A:>5 E>7O9AB2>				
14.1 !:;04 10;;>=>2 A A60BK<8 3>@NG8<8 3070<8		2 (-I0)	II -"1	>@NG85 307K
14.2 !:;04 10;;>=>2 A =53>@NG8<8 3070<8				53>@NG85 307K
14.3 !:;04 10;;>=>2 A A6865==K<8 3 >@N-G8<8 3070<8		2 (-I0)	II -"2	@>?0=, 1CB0=
14.4 !:;04 ;0:>:@0A>G=KE <0B5@80;>2		2 (-I0)	II -"2	!:8?840@, @0AB2>@8B5;8, :@0A:8
14.5 !:;04 :0@1840 :0;LF8O		2 (-I0)	II -"2	F5B8;5=
15 0B5@80;L=K9 A:;04				
15.1 ><5I5=85 4;O E@0=5=8O A3>@05<KE 3@C7>2 8;8 =5A3>@05<KE 3@C7>2 2 A3 @05<>9 C?0:>2:5	2	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20
15.2 ><5I5=85 4;O E@0=5=8O =5A3>@05 <KE 3@C7>2 2 =5A3>@05<>9 C?0:>2:5				5A3>@05<K5 25I5AB20
16 !;C651=> -M:A?;C0B0F8>==K9 85@ <>=B=K9 1;>:				
16.1 5<>=B=>-<5E0=8G5A:>5 >B45;=85	3	-I		>@NG85 <0B5@80;K 8 64-: >AB8 2 <0;>< >1J5<5
16.2 !20@>G=K9 ?>AB				@>F5AA A>?@>2>6405BAO 2K45;5=85< 8A:@
16.3 =AB@C<5=B0;L=0O				5A3>@05<K5 25I5AB20
16.4 C7=5G=>5 >B45;5=85				5A3>@05<K5 25I5AB20
16.5 >60@ =K9 ?>AB				5A3>@05<K5 25I5AB20
16.6 !B>O=:0 02B>B@0=A?>@B0	1	-I		>@NG85 684:>AB8, B25-4K5 A3>@05<K5 <0B5@80;K
16.7 ><5I5=85 E@0=5=8O 42830B5;59 8 70? G0AB59	3	-I		>@NG85 684:>AB8 2 5-1>; LH>< :>;8G5AB25, B25-4K5 A3>@05<K5 <0B5@80;K

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=>AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A8 (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?>E5AA0
16.8 KBO6=0O 25=B:0<5@0	@8=8<05BAO 2 A>>B25BAB288 A0-E @0 B5@8AB8:0<8 >1A;C68205<>3> ?><5I 5=8O			
16.9 @8B>G=0O 25=B:0<5@0				>@<0;L=0O A@540 ?@8AC-B0=>2:5 >1@0B=KE :;0?0=>2 =0 =0?>@=KE 2>74>2E>40E
16.10 0B5@80;L=>-B5E=8G5A:89 A:;04 A3-@05<KE3@C7>2	2	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20
16.11 ><5I5=85 " (B@0=AD>@<0B> @=K5 :0<5@K A <0A;>=0?>;=5==K<8 B@0A-D>@<0B>@0<8)	1	-I		0A;>A>45@60I0O A8AB5<0 A ?>2KH5==>9 ?@>G=>AB 8 C?;>B=5=85<, 8A:;N-G0NI8< B5GL <0A;0
16.12 ><5I5=85 " (B@0=A D>@<0B>@=K5 :0<5@K A ACE8<8 B@0=AD>@<0B>@0<8)				53>@NG85 25I5AB20
16.13 -;5:B@>I8B>20O	4			" @C4=>3>@NG85B5@80;K
16.14 015;L=K5 A>>@C65=8O (BC==5;8, H0 BK, M0B8, 30;5@58, :0=0;K)	1	-II0		>@NG85 <0B5@80;K, 2N-G0O :015;8, =5 @0A?@>AB@ =ONI85 3>@5=85
16.15 @0G5G=0O A :;04>2K<8	3	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20
16.16 !B>;O@=0O <0AB5@A:0O	2	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20
16.17 0AB5@A:0O	3	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5BA 20 2 =51>;IH8E >1J5<0E
16.18 01>@0B>@8O	3	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5BA 20 2 =51>;IH8E >1J5<0E
16.19 2B><0B8G5A:0O B5;5D>==0O AB0=F8O	2	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5BA 20 2 =51>;IH8E >1J5<0E
16.20 K?@O<8B5;L=0O	2	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5BA 20 2 =51>;IH8E >1J5<0E

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?@5AA0
16.21 8=59=> -0??0@0B=K9 F5E	2	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20 2 =51>;LH8E >1J5<0E
16.22 01>@0B>@8O A2O78	3	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20 2 =51>;LH8E >1J5<0E
16.23 !BC48O A>25I0=89	2	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20
16.24 %8<;01>@0B>@8O	3	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20 2 =51>;LH8E >1J5<0E. 01> - B0 ?@>872>48BAO ?>4 2KB3O =K< H;0D>< 8;8 7> =B><
16.25 !;C610 A2O78 8 B5;5<5E0=8:8	3	-II0		" 25@4K5A3>@05<K5 25I5AB20 2 =51>;LH8E >1J5<0E
16.26 7<5@8B5;L=0O 8 @53C;8@>2>G=0O	3	-II0		" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB20 2 =51>;LH8E >1J5<0E
17 G8AB=K5 A>>@C65=8O 1KB>2KE GAB> =KE 2>4				
17.1 -;5:B@>;87=0O				!B>G=K5 2>4K
17.2 0A>A=0O ?5@5:0G:8 E>7O9AB25==> 1KB>2KE 2>4				!B>G=K5 2>4K
18 >9:0 02B><0H8= A >G8AB=K<8 A>>@C65=8O<8				!B>G=K5 2>4K A 15=78=>< :>;8G5AB25=5 A>740NI5< 27@K2>?>60@=CN A<5AL 2 >1J5<5, ?@52KH0NI5< 5% A2>1>4=>3> >1J5<0 ?>5I 5-=8O
19 !B0=F8O ?>60@>BCH5=8O (=0A>A=0O AB0=F8O ?5==>3> ?>60@>BCH5=8O, A:;04 ? 5=>>1@07>20B5;O, =0A>A=0O AB0=F8O ?@>B82>?>60@=>3> 2>4>1A=0 65=8O, AB0=F8O 02B><0B8G5A:>3> ?> 60@>BCH5=8O)				5A3>@05<K5 25I5AB20
20 #AB0=>2:0 4;O 2>74CE>@07>3@520 3@C7 2KE 02B><>18;59				5A3 >@05<K5 25I5AB20

Продолжение таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEAB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=>AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<8A (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?@5AA0
21 !B0=F8O :0B>4=>9 70I8BK				5A3>@05<K5 25I5AB20
22 575@2C0@ 4;O 2>4K				5A3>@05<K5 25I5AB20
23 2B><0B8G5A:0O =0A>A-=> ?=52<0B8G5A:0OAB0=>2:0				5A3>@05<K5 25I5AB20
24 >4O=0O =0AA=0O =04 A:2068=>9 A ?@85<=K< :;>4F5<				5A3>@05<K5 25I5AB20
25 2B><0B8G5A:0O 307>@0A?@545; B5;L=0O AB0=F8O (!) =0 >B:@K-B>9 ?; >I04:5	=	2 (-I3)	II -"3	@8@>4=K9 307, MB8;<5-:0?B0=
26 07>@0A?@545;8B5;L=0O AB0=F8O				
26.1 #75; >B:;NG0NI8E CAB@>9AB2 =0 >B@KB>9 ?;>I04:5	=	2 (-I3)	II -"1	@8@>4=K9 307
26.2 #75; >G8AB:8 =0 >B:@KB>9 ?;>I04:5	=	2 (-I3)	II -"1	@8@>4=K9 307
26.3 ><5I5=85 @53C;OB>@>2		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307
26.4 #75; @54CF8@>20=8O =0 >B:@KB>9 ?; >I04:5	=	2 (-I3)	II -"1	@8@>4=K9 307
26.5 ><5I5=85 @0AE>4><5@>2		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307
26.6 ><5I5=85 >?5@0B>@=>9 (I8B>2>9)	4			" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5A-20 2 =51>;LH8E :>;8G5AB20E
26.7 ><5I5=85 >B>?8B5;L=KE 03@530B>2				!6830=85 ?@8@>4=>3> 3070 2 :0G5AB25 B>?;820
26.8 4>@870F8>==0O CAB0=>2:0 2 ?><5I 5=88		2 (-I0)	II -"3	-B8;<5 @:0?B0=
26.9 4>@870F8>==0O =0@C6=0O CAB0=>2:0	=	2 (-I3)	II -"3	-B8;<5@:0?B0=
26.10 5B0=>;L=0O =0@C6=0OAB0=>2:0	=	2 (-I3)	II -"2	5B0=>;
26.11 <:>ABL 4;O A1>@0 :>=45=A0B0 =B> :@KB>9 ?;>I04:5 (?>475<=0O 8 =0-75<=0O CAB0=>2и)	=	2 (-I3)	II -"3	53:>2>A?;0<5=ONI0OAO A@540 B8?0 =5AB018;L=>3> 15=78=0

Окончание таблицы Г.1

08<5=>20=85 ?><5I5=89, 740=89 8 =0@C6=KEACB0=>2>:	0B53>@8O ?> 27@K2>?>60@=>9 8;8 ?>60@=>9 >?0A=>AB8 (105 -03)	;0AA 27@K2>>?0A=KE 7>= ?> !" 51330.9 (?> #- 3;. 7.3) ;0AA ?>60@>>?0A=KE 7>= ?> #- 3;. 7.4	0B53>@8O 8 3@C??0 27@K2>>?0A=>9 A<5A (!" 51330.11)	7@K2>- 8 ?>60@>>?0A=0O A@540 8;8 >A>15==>AB8 B5E=>;>38G5A:>3> ?E5AA0
27 07>87<5@8B5;L=0O AB0=F8O				
27.1 #75; >G8AB:8 =0 >B:@KB>9 ?;>I04:5	=	2 (-I3)	II -"3	@8@>4=K9 307, :>=45=A0B C3;52>4>@4=K9
27.2 <:>ABL 4;O A1>@0 :>=45=A0B0 =0 >B@KB>9 ?;>I04:5 (?>475<=0O)	=	2 (-I3)	II -"3	53:>2>A?;0<5=ONI0OAO A@540 B8?0 =5AB018;L=>3> 15=78=0
27.3 ><5I5=85 >B>?8B5;L=KE 03@530B>2		2 (-I0) =0 <><5=B @>76830	-	!6830=85 ?@8@>4=>3> 3070 2 :0G5AB25 B>?;820
27.4 ><5I5=85 40BG8:>2		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307. 0<5@=K5 B@C1:8 702>4OBA67 @074- ; 8B5;L=KE A>A>2
27.5 ><5I5=85 2B>@8G=KE ?@81>@>2		-	-	5A3>@05<K5 25I 5AB20
27.6 ><5I5=85 @0AE>4><5@>2		2 (-I0)	II -"1	@8@>4=K9 307
27.7 ><5I5=85 >?5@0B>@=>9 (I8B>2>9)	4	-	-	" 25@4K5 A3>@05<K5 25I5AB- 20 2 =51>;LH8E :>;8G5AB20E
28 #75; 70?CA:0 8 ?@85<0 >G8AB=KE CAB@>9AB2	=	2 (-I3)	II -"1	@8@>4=K9 307

* @8 >?@545;5=88 :0B53>@89 740=89 ?><5I5=8O :0B53>@88 1, 2, 3 CG8BK20NBAO2 AC<<0@=>9 ?;>I048 ?><5I5=89 :0B53>@88 , 0 ?><5I5=8O :0B53>@88 4 2 ?; >I048 ?><5I5=89 :0B53>@88 .

** 20@89=0O 25=B8;OF8O >15A?5G8205BAO =0;8G85< @575@2=KE 25=B8;OB>@>2 A 02B><0B8G5A:8@8?@52KH5=88 ?@545;L=>4>?CAB8<>9 27@K2>157>?0A=>9=F5=B@0F88 8 M;5 B@>A=0156=85< ?> I : 0B53>@88 =0456=>AB8 (#-), ?@8 CA;>288 @0A?>;>65=8O ACB@>9AB2 4;O C40;5=8O 2>74CE0 87 ?><5I5=8O 2 =5?>A@54AB25==>9 1;87 2>7<>6=>9 020@88.

*** 0B53>@8O ?><5I5=8O AB0F8>=0@=KE =535@<5B8G=KE A28:8A;>2B=KE 1DB0@59 <>65B 1KBL ?@8=OB0 « » A ?@8<5=5=85< >1>@C4>20=8O 8 0??0@0BC@5K@>>KH;5 ==>< 8A?>;=5=88 (=527@K2>70BI5==>5) ?@8 A>>B25BAB2CNI5< @0AG5B=>< >1>A=>20=88 ?> 105-03.

Приложение Д

(рекомендуемое)

Значение параметров и коэффициентов технического состояния ГТУ для расчета располагаемой мощности и расхода топливного газа

Таблица Д.1

Тип ГПА	Номинальная мощность N^{o}, МВт	Номинальный КПД η^{o}_{e}	Коэффициент техсостояния по мощности K_N	Коэффициент техсостояния по топливу K_{TT}	Коэффициент, учитывающий влияние температуры воздуха k_t
Стационарный (промышленный) тип ГТУ					
ГТ-700-5	4,25	0,250	0,8	1,2	4,4
ГТК-5	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
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 К) 0 (288 ≤ T_3 ≤ 298 К) 3,0 (T_3>298 К)

Окончание таблицы Д.1

"8?	>< 8=0;L-=0O <>I =>ABL N°, B	>< 8=0;L-=K9 КПД η_e^o	>MDD8F85=B B5EA>AB>O=8O ?> <>I =>AB8 N	>MDD8F85=B B5EA>AB>O=8O ?> B>?;82C "	>MDD8F85=B CG8BK20I89 2;8O=85 B5<?5@0BC@ 2>74E0 k_t
-10	10,0	0,330	0,95	1,05	1,3 (T_3 303 K) 3,0 (T_3>30 3 K)
-10 #@0;	10,0	0,314	0,95	1,05	2,8 ("$_3$ < 288 K) 0 (288 T_3 313 K) 5,4 (T_3>313 K)
>15@@0182	12,9	0,275	0,9	1,1	2,2
-12 #@0; -12 # @0;	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)
-16 #@0; -16 # @0;	16,0	0,363	0,95	1,05	5,0 ("$_3$ 298) 0 (288 "$_3$ 298) 2,7 ("$_3$ 288)
-&-16	16,0	0,274	0,95	1,05	2,8
-&-18	18,0	0,294	0,95	1,05	2,8 ("$_3$ 293) 2,1 ("$_3$ 293)
" -21! -&-16 -16 520	16,0	0,355	0,95	1,05	1,8 ("$_3$ 288) 2,9 (T_3 > 298 K) 0 (288 "$_3$ 298)
-16 >;30	16,0	0,365	0,95	1,05	3,3 ("$_3$ 288) 2,7 ("$_3$ 288)
-&-25	25,0	0,345	0,95	1,05	3,5 ("$_3$ 288) 1,4 (263 "$_3$ 288) 0,6 ("$_3$ 263)
-25 #@0; -25 # @0;	25,0	0,394	0,95	1,05	3,8 ("$_3$ 288) 2,7("$_3$ 288)

Приложение Е

(справочное)

Зависимость барометрического давления и поправки мощности ГТУ от геометрической высоты над уровнем моря

Таблица Е.1

Геометрическая высота H, м	Барометрическое давление P_a (по ГОСТ 4401-81), МПа	Коэффициент учета высоты K_{P_a}
0	0,101325	1,000
100	0,10013	0,988
200	0,09895	0,977
300	0,09777	0,965
400	0,09661	0,954
500	0,09546	0,942
600	0,09432	0,931
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

Приложение Ж

(рекомендуемое)

Порядок формирования проектных решений по магистральным газопроводам (укрупненно)

Ж.1 По картографическим материалам намечается трасса и определяются ее протяженность, условия прокладки, особенности рельефа (при необходимости), наличие многолетней мерзлоты и т.д.

Ж.2 Выполняются оптимизационные гидравлические и технико-экономические расчеты, по результатам которых выбирается наиболее экономичный (по выбранному критерию) вариант-сочетание основных параметров: диаметр труб, рабочее давление, мощности КС и их расстановка на трассе, тип и количество ГПА.

Ж.3 По выбранному варианту выдается задание на выполнение инженерных изысканий по трассе, выбор площадок КС и их изысканиям.

Ж.4 По материалам изысканий корректируются протяженность трассы и расстановка КС, после чего выполняются уточняющие гидравлические расчеты.

Ж.5 Данные, полученные в гидравлических расчетах и при выполнении инженерных изысканий, служат основанием для проектирования линейной части, КС и МГ в целом.

Ж.6 Все расчеты, как правило, выполняются для заданной производительности МГ, обусловленной заданием на проектирование.

Приложение И

(справочное)

Рекомендации по использованию коэффициентов технического состояния

И.1 Коэффициент технического состояния ЦБН – отношение фактических политропных КПД или приведенного политропного напора к их номинальным значениям при номинальной величине приведенного объемного расхода на входе ЦБН:

$$K_{н} = \frac{\eta_{п}}{\eta_{п_{о}}} = \frac{H_{п_{пр}}}{H^{о}_{п_{пр}}} \text{ при } (Q^{о}_{н_{пр}} = \text{const}).$$

Допускается принимать постоянство $K_{н}$ во всем рабочем диапазоне $Q_{н_{пр}}$.

Перестроение характеристик ЦБН при ухудшении технического состояния производится следующим образом, исходя из принципа эквидистантного сдвига расходно-напорных характеристик по частоте вращения ротора на относительную величину $\Delta\bar{n}$.

- Исходная расходно-напорная характеристика, т.е. функция политропный напор (степень повышения давления) – объемный расход на входе, справедлива при скорректированной номинальной частоте вращения $n = n_{о}\,(1{,}33\text{-}0{,}33 \cdot K_{н})$.

- Кривая КПД корректируется $\eta_{п} = K_{н} \cdot \eta_{п_{о}}$.

- Кривые мощности (удельной мощности) сохраняются в исходном виде.

И.2 Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности K_{N} – отношение фактической приведенной мощности к номинальной величине.

Приведенные параметры ГТУ определяют по следующим формулам:

- приведенная мощность $N_{e_{?@}}$ N_{e} $\frac{P_{a_{>}}}{0}$ $\sqrt{\frac{"_{3_{>}}}{"_{3}}}$,

- приведенный расход топливного газа $q_{В3_{>@}}$ $q_{В3}$ $\frac{P_{a_{>}}}{0}$ $\sqrt{\frac{"_{3_{>}}}{"_{3}}}$ $\frac{Q_{ВА}}{Q_{В<_{>}}}$,

- приведенный КПД $\eta_{e_{пр}} = \eta_{e}$,

- приведенные абсолютные температуры по тракту ГТУ $"_{?@}$ $\frac{"_{3_{>}}}{"_{3}}$ ",

- приведенные частоты вращения роторов $n_{?@}$ $\sqrt{\frac{"_{3_{>}}}{"_{3}}}$ n.

Фактическая приведенная мощность ограничивается предельными параметрами, номенклатура и величина которых индивидуальна для разных типоразмеров ГТУ (как правило, это частота вращения ротора газогенератора и температуры в турбине).

Процедура определения фактической приведенной мощности проводится следующим образом. Измеряются параметры ГТУ на нескольких режимах; рассчитываются приведенные параметры; строятся кривые зависимости ограничительных параметров от мощности в приведенной форме; определяется величина приведенной мощности при ограничении, которое вступает первым.

И.3 Коэффициент технического состояния ГТУ $K_{тг}$ по топливному газу – отношение фактического приведенного расхода топливного газа к его номинальному значению при номинальной мощности.

Коэффициент $K_{тг}$ принимается постоянным во всем рабочем диапазоне нагрузок ГТУ.

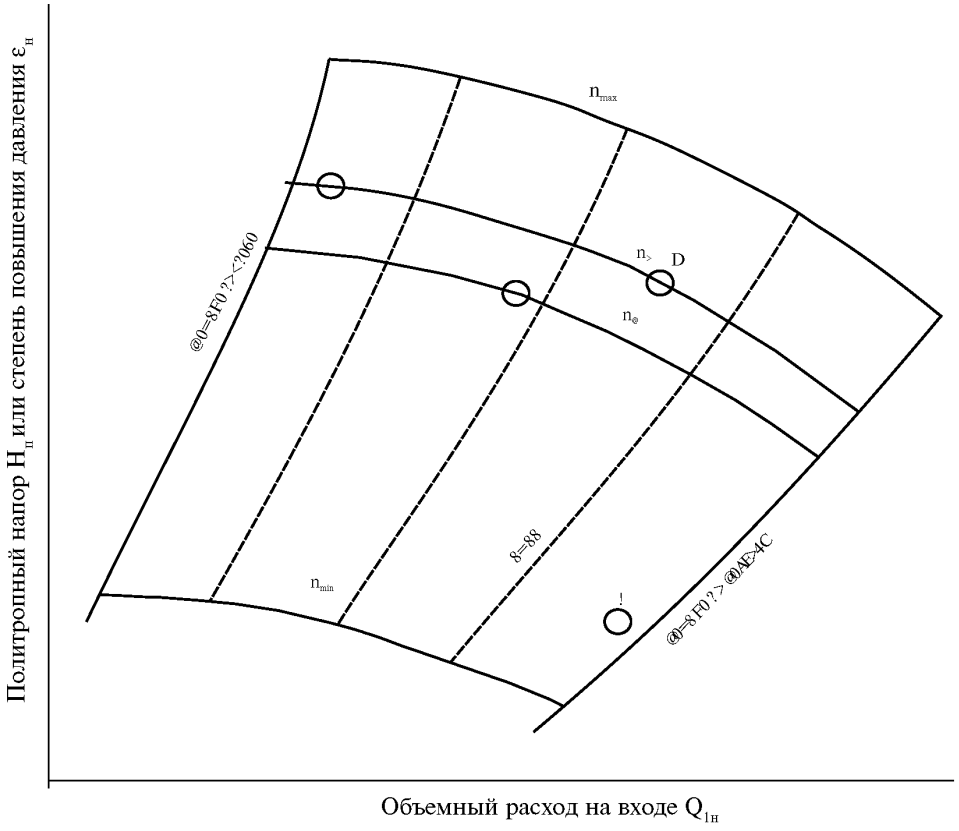
И.4 Текущие фактические коэффициенты технического состояния определяются агрегатной САУ либо эксплуатационным персоналом по специальным методикам и используются в оперативных диспетчерских технологических расчетах, проводимых в соответствии с настоящими Нормами.

Приложение К

(справочное)

Формы представления характеристик ЦБН

К.1 Типичная диаграмма режимов ЦБН



Частота вращения ротора:

n_o – номинальная (100 %);

n_p – нормальная рабочая (приблизительно $0,98 \cdot n_o$);

n_{max} – максимальная рабочая ($1,05 \cdot n_o$);

n_{min} – минимальная рабочая ($0,5\text{-}0,7 \cdot n_o$)

Режимные точки:

A и C – спецификационные рабочие точки;

B – нормальная рабочая точка;

D – расчетная точка

Рисунок К.1

К. 2 Формы представления характеристик ЦБН

К.2.1 Характеристики приведенных параметров:

$$H_{п}^{пр},\ \eta_{п}=f(Q_{1н}^{пр})$$

или

$$\varepsilon_{н}^{пр},\eta_{п},\left(\frac{N_i}{\rho_{1н}}\right)^{пр}=f\left(Q_{1н}^{пр}\right),$$

где

$$H_{п}^{пр}=H_{п}\cdot\left(\frac{n_o}{n}\right)^2,$$

$$Q_{1н}^{пр}=Q_{1н}\cdot\frac{n_o}{n},$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{1н}}\right)^{пр}=\frac{N_i}{\rho_{1н}}\cdot\left(\frac{n_o}{n}\right)^3,$$

$$\varepsilon_{н}^{пр}=\left[1+\frac{Z_{1н}\cdot R\cdot T_{1н}}{(Z_{1н}\cdot R\cdot T_{1н})_{пр}}\cdot\left(\varepsilon_{н}^{m_v}-1\right)\cdot\left(\frac{n_o}{n}\right)^2\right]^{\frac{1}{m_v}}\approx 1+\frac{Z_{1н}\cdot R\cdot T_{1н}}{(Z_{1н}\cdot R\cdot T_{1н})_{пр}}\cdot(\varepsilon_{н}-1)\cdot\left(\frac{n_o}{n}\right)^2.$$

К.2.2 Размерные характеристики в форме диаграмм, показанных на рисунке К1 приложения К, с нанесением изодром, изолиний КПД и изолиний удельной мощности:

- при использовании параметра политропного напора:

$$H_{п}=f(Q_{1н},n),\quad \eta_{п}=f(Q_{1н},H_{п}),$$

$$\frac{N_i}{\rho_{1н}}=f(Q_{1н},H_{п}),$$

- при использовании параметра степени повышения давления:

$$\varepsilon_{н}=f(Q_{1н},n_{пр}),\ \eta_{п}=f(Q_{1н},\varepsilon_{н}),$$

$$\frac{N_i}{P_{1н}}=f(Q_{1н},\varepsilon_{н}),\ n_{пр}=n\sqrt{\frac{(Z_{1н}\cdot R\cdot T_{1н})_{пр}}{Z_{1н}\cdot R\cdot T_{1н}}}.$$

К.2.3 Размерные характеристики с использованием параметра суточной производительности $q_н$:

$$P_{1н},\ N_i,\ \eta_{п},\ \Delta t_{н}=f\,(q_{н},\ n),$$

при фиксированных параметрах $P_{2н}$, $T_{1н}$, $Z_{1н}$, R.

Библиография

[1] СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы

[2] СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и состава документации на строительство предприятий, зданий и сооружений

[3] СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промпредприятий

[4] Правила охраны магистральных трубопроводов / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.92 № 9, Минтопэнерго России 29.04.92 (с изменениями и дополнениями от 23.11.94 № 61)

[5] СП 101-34-96 Свод правил по выбору труб для сооружения магистральных газопроводов / ОАО "Газпром"

[6] Р 51-31323949-58-2000 Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. С дополнениями 1-5 / ООО "ВНИИГАЗ"

[7] СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов

[8] СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы

[9] СНиП 23-01-99* Строительная климатология

[10] Федеральный закон РФ от 27.12.02 № 184-ФЗ "О техническом регулировании" (в ред. Федерального закона РФ от 09.05.05 № 45-ФЗ)

[11] Федеральный закон РФ от 21.07.97 № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (в ред. Федерального закона РФ от 09.05.05 № 45-ФЗ)

[12] Постановление Правительства РФ от 28.03.01 № 241 "О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации" (в ред. постановления Правительства РФ от 01.02.05 № 49)

[13] РД 03-484-02 Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах / Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 43 от 09.07.02

[14] ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия

[15] ВРД 39-1.10-031-2001 Нормы аварийного и неснижаемого запаса труб, стальных газовых кранов, материалов, соединительных деталей и монтажных заготовок на газопроводах / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"

[16] ПУЭ. Правила устройства электроустановок / Седьмое издание. Минтопэнерго РФ, 1999-2003

[17] СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы

[18] Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности / Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах министерства газовой промышленности, Мингазпром, ВНИИГАЗ, 1988

[19] СП 4132-86 Общие санитарные правила при работе с метанолом / Минздрав СССР, 18.07.86

[20] ВРД 39-1.13-010-2000 Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО "Газпром" / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"

[21] ВРД 39-1.13-040-2001 Методика по проведению замеров объемов утечек метана на предприятиях ОАО "Газпром" / ООО "ВНИИГАЗ", 1999

[22] ВСН 39-1.22-007-2002 Указания по применению вставок электроизолирующих для газопроводов

[23] ВСН 39-1.8-008-2002 Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промысловых трубопроводах

[24] ВРД 39-1.10-006-2000* Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"

[25] Типовые правила охраны объектов ОАО "Газпром". Приложение № 2 к приказу ОАО "Газпром" от 26.12.01 № 99

[26] ВРД 39-1.21-072-2003 Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО "Газпром" / ООО "ВНИИГАЗ"; ОАО "Газпром"

[27] Отраслевая Система Оперативно-Диспетчерского Управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования, 1998

[28] Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ / ООО "ВНИИГАЗ", 1998

[29] РД 51-2-95 Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов / ОАО "Газпром"

[30] ВРД 39-1.8-055-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ

[31] Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа / ОАО "Газпром", 1996

[32] Основные положения по автоматизации объектов энергообеспечения ОАО "Газпром" / ОАО "Газпром", 2002

[33] СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций / Утв. приказом Минэнерго РФ от 30.06.03 № 280

[34] ВРД 39-1.10-071-2003 Правила технической эксплуатации электростанций собственных нужд объектов ОАО "Газпром"

[35] Положение о разработке схем и объектов внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов / Главниипроект, 1979

[36] Указания по построению электрических схем компрессорных станций магистральных газопроводов / ВНИПИтрансгаз, Лентрансгаз, 1985

[37] РД 51-31323949-31-98 Выбор количества электроагрегатов собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом

[38] РД 51-0158623-06-95 Применение аварийных источников электроэнергии на КС МГ, УКПГ и других объектах газовой промышленности / ООО "ВНИИГАЗ"

[39] СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение

[40] ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды

[41] ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов

[42] ПБ 10-575-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации электрических котлов и электрокотельных

[43] ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением

[44] СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения

[45] СНиП II-35-76 Котельные установки

[46] СНиП 41-02-2003 Тепловые сети

[47] СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

[48] Правила технической безопасности на холодильных станциях предприятий Мингазпрома / Союзоргэнергогаз, 1983. Утв. Мингазпром, 1984

[49] Правила устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем / ВНИИхолодмаш, 1991

[50] СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы

[51] ПБ 03-591-03 Правила безопасной эксплуатации факельных систем

[52] ПБ 09-592-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем

[53] ОНД-86 Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий

[54]ВРД 39-1.10-069-2002 Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов / ДОАО "Оргэнергогаз"; ОАО "Газпром"

[55] Закон РФ от 27.04.93 № 4871-1 "Об обеспечении единства измерений" (в ред. Федерального закона РФ от 10.01.03 № 15-ФЗ)

[56] Инструкция по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта / ОАО "Газпром", 1999

[57] Основные положения по автоматизации газораспределительных станций / ОАО "Газпром", 2001

[58] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Минэнерго России, 2003

[59] РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТРМ-016-2001)

[60] РД 34.45-51.300-97 Объемы и нормативы испытаний электрооборудования/ РАО "ЕЭС России"

[61] СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование

[62] РД 51-31323949-33-98 Методические указания по проектированию систем электроснабжения линейных потребителей магистральных газопроводов

[63] Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов. Том 1 и 2 / ООО "ВНИИГАЗ", 1986

[64] НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

[65] СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий

[66] СНиП 2.04.02-84* Водоснабжение. Наружные сети и сооружения

[67] НПБ 110-03 Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией

[68] Приказ ОАО "Газпром" от 26.01.2000 № 7 "Перечень производственных зданий, помещений, сооружений и оборудования объектов ЕСГ ОАО "Газпром", подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализации"

[69] РД 25.952-90 Системы автоматического пожаротушения, охранной и пожарно-охранной сигнализации. Порядок разработки задания на проектирование

[70] НПБ 88-2001* Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования (с изменением № 1 от 31.12.02 № 60)

[71] Противопожарная защита газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов. Обобщенные рекомендации / ВНИИПО МВД СССР, 1986

[72]	НПБ 104-03	Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях
[73]	ППБ 01-03	Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
[74]	ВППБ 01-04-98	Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности
[75]	РД БТ-39-0147171-003-88	Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности. ТУ Нефтегаз
[76]	Р 2.2.755-99	Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса
[77]	СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
[78]	СНиП 23-03-2003	Защита от шума
[79]	СНиП 2.09.03-85	Сооружения промышленных предприятий
[80]	СанПиН 2.2.4.548-96	Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
[81]	СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
[82]	СНиП 2.09.04-87*	Административные и бытовые здания

[83] Постановление Правительства РФ от 02.02.98 № 142 “О сроках декларирования промышленной безопасности действующих опасных производственных объектов”

[84] Постановление Правительства РФ от 11.05.99 № 526 “Об утверждении Правил представления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов” (в ред. постановления Правительства РФ от 01.02.05 № 49)

[85] РД 03-298-99 Положение о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности / Утв. постановлением Госгортехнадзора России “Об утверждении Положения о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности” от 14.07.99 № 51 (с изменением № 1 от 09.04.03 № 12)

[86] РД 03-315-99 Положение о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней / Утв. постановлением Госгортехнадзора России “Об утверждении Положения о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней” от 07.09.99 № 66 (с изменением № 1 от 27.10.2000 № 62)

[87] РД 03-357-00 Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 26.04.00 № 23

[88] РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 10.07.01 № 30

[89] РД 04-271-99 Положение о порядке прохождения поступающих в Госгортехнадзор России деклараций промышленной безопасности / Утв. приказом Госгортехнадзора России “Об утверждении и введении в действие Положения о порядке прохождения поступающих в Госгортехнадзор России деклараций промышленной безопасности” от 11.03.99 № 44 (с изменениями, внесенными приказом Ростехнадзора от 12.01.05 № 4)

[90] ПБ 03-314-99 Правила экспертизы декларации промышленной безопасности / Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 07.09.99 № 65 (с изменением № 1 (ПБИ 03-393(314)-2000) от 27.10.2000 № 61)

[91] ПБ 03-246-98 Правила проведения экспертизы промышленной безопасности / Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 64, 1998 (с изменением № 1 (ПБИ 03-490(246)-02) от 01.08.02 № 48)

[92] СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 — Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром", том 1, 2, 2003

[93] Приказ Госгортехнадзора России от 17.11.99 № 240 "О мероприятиях в связи с введением в действие Правил экспертизы декларации промышленной безопасности и Положения о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней"

[94] СП 11-107-98 — Порядок разработки и состав раздела "Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций" проектов строительства

[95] СП 11-101-95 — Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений

[96] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 — Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

[97] Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух / НИИ Атмосфера, 2002.

[98] Правила охраны поверхностных вод (типовые положения) / Госкомприроды СССР, 1991

[99] Отраслевая методика по разработке норм и нормативов водопотребления и водоотведения в газовой промышленности / ДАО "ВНИПИгаздобыча", 1995

[100] СНиП 2.06.15-85 — Инженерная защита территорий от затопления и подтопления

[101] ВРД 39-1.13-081-2003 — Система производственного экологического мониторинга на объектах газовой промышленности. Правила проектирования

[102] Инструкция о порядке согласования технических заданий и проектов на оборудование объектов ОАО "Газпром" и его дочерних обществ и организаций инженерными и техническими средствами охраны. Приложение № 4 к приказу ОАО "Газпром" от 26.12.01 № 99

[103] Перечень технических средств охраны, разрешенных к применению на объектах ОАО "Газпром". Приложение № 3 к приказу ОАО "Газпром" от 26.12.01 № 99

[104] РД 78.36.003-2002 Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств / НИЦ "Охрана", 2002

[105] Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требований по защите информации / Сборник руководящих документов Гостехкомиссии РФ, 1998

[106] Федеральный закон РФ от 21.12.94 № 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" (в ред. Федерального закона РФ от 22.08.04 № 122-ФЗ)

[107] Приказ Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 138 "Об утверждении Методических рекомендаций по осуществлению идентификации опасных производственных объектов" (в ред. приказа Госгортехнадзора России от 04.05.04 № 62)

[108] РД 03-294-99 Положение о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра / Утв. постановлением Госгортехнадзора России "Об утверждении Положения о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра" от 3.06.99 № 39 (с изменениями от 20.06.02 № 32)

[109] Методика расчета надежности магистральных газопроводов. / ООО "ВНИИГАЗ", 1980

[110] Методика расчета системной надежности проектируемых магистральных газопроводов / ООО "ВНИИГАЗ", 1992

[111] Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник. Т.3. Надежность систем газо- и нефтеснабжения. / Под ред. М.Г.Сухарева. Кн.1 и кн. 2. – М., Недра, 1994

[112] СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий

[113] СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах

[114] СНиП 12-01-2004 Организация строительства

[115] СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты

[116] ВСН 012-88 Часть I "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ", Часть II "Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки"

[117] СП 11-110-99 Авторский надзор за строительством зданий и сооружений

[118] СНиП 3.01.03-84 Геодезические работы в строительстве

[119] Единая система управления нормированием труда в ОАО "Газпром" / НУ "ЦНИСГазпром", 2002

[120] Методические рекомендации по разработке типовых организационных структур и нормативов численности служащих организаций ОАО "Газпром" / НУ "ЦНИСГазпром", 2002

[121] Методические рекомендации по разработке нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования ОАО "Газпром" / НУ «ЦНИСГазпром", 2002

Корректор *В.И. Кортикова, А.В. Казакова*
Компьютерная верстка *А.И. Шалобановой*

Подписано в печать 09.08.2006 г.
Формат 60x84/8. Гарнитура “Ньютон”.
Усл. печ. л. 21,75. Уч.-изд. л. 20,4. Тираж 400 экз. Заказ 86.

ООО “ИРЦ Газпром” 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел. (495) 719-64-75, факс (495) 411-58-30

Отпечатано в ЗАО “Издательский Дом Полиграфия”

gost.e-ecolog.ru