



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

**Документы нормативные для проектирования,
строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»**

Стандарт организации

**ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

СТО Газпром 2-3.5-454-2010

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Москва 2010

Удв. №2047



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

СТО Газпром 2-3.5-454-2010



Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт
природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

Дочернее открытое акционерное общество «Оргэнергогаз»

Общество с ограниченной ответственностью «ВолгоУралНИПИгаз»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2010



Предисловие

- 1 РАЗРАБОТАН** Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», дочерним открытым акционерным обществом «Оргэнергогаз», обществом с ограниченной ответственностью «ВолгоУралНИПИгаз»
- 2 ВНЕСЕН** Управлением по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»
- 3 УТВЕРЖДЕН
И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** приказом ОАО «Газпром» от 24 мая 2010 г.
№ 130
- 4 ВЗАМЕН** ВРД 39-1.10-006-2000* Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов

© ОАО «Газпром», 2010

© Оформление ООО «Газпром экспо», 2010

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

Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения	6
4 Сокращения	14
5 Общие положения и объекты общего назначения	17
5.1 Основные положения	17
5.2 Приемка в эксплуатацию объектов и сооружений магистральных газопроводов.....	18
5.3 Требования к установлению разрешенных рабочих давлений объектов магистральных газопроводов	19
5.4 Требования к охранной зоне и зоне минимальных расстояний.....	20
5.5 Территории, здания и сооружения	21
5.6 Газопроводы.....	24
5.7 Трубопроводная арматура	25
5.8 Организация работ по локализации аварий и инцидентов и ликвидации их последствий на объектах магистральных газопроводов	29
5.9 Сварка и контроль качества сварных соединений.....	30
5.10 Теплоснабжение, водоснабжение, канализация, вентиляция и газоснабжение	31
5.10.1 Общие положения	31
5.10.2 Теплоснабжение.....	31
5.10.3 Водоснабжение и канализация	34
5.10.4 Вентиляция	35
5.10.5 Газоснабжение	36
5.11 Физическая защита объектов и сооружений.....	37
5.12 Подготовка магистральных газопроводов к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка	38
6 Линейная часть	39
6.1 Общие требования	39
6.2 Оформление линейной части	40
6.3 Организация эксплуатации	42
6.4 Техническое обслуживание.....	43
6.5 Эксплуатация объектов магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением	45
6.6 Техническое диагностирование газопроводов	46
6.7 Подводные переходы магистральных газопроводов.....	49
6.8 Ремонт линейной части	50

6.9	Транспортные технические средства.....	54
6.10	Аварийный запас	54
6.11	Техническая документация	55
6.12	Требования безопасности при эксплуатации линейной части магистральных газопроводов	56
7	Компрессорные станции	57
7.1	Общие требования	57
7.2	Организация эксплуатации	59
7.3	Техническое обслуживание, ремонт, модернизация.....	60
7.4	Компрессорный цех	62
7.5	Установка очистки газа	67
7.6	Установка воздушного охлаждения газа.....	68
7.7	Системы топливного, пускового и импульсного газа.....	69
7.8	Система маслоснабжения	70
7.9	Техническое диагностирование	70
7.10	Техническая документация	72
7.11	Требования безопасности при эксплуатации компрессорных станций.....	73
8	Подземные хранилища газа.....	75
8.1	Общие требования	75
8.2	Организация эксплуатации	76
8.3	Техническое обслуживание и ремонт	77
8.4	Техническое диагностирование	77
8.5	Техническая документация	78
8.6	Требования безопасности при эксплуатации подземных хранилищ газа.....	79
9	Газораспределительные станции.....	79
9.1	Общие требования	79
9.2	Организация эксплуатации и обслуживания	81
9.3	Техническое обслуживание.....	84
9.4	Ремонт.....	84
9.5	Техническое диагностирование	85
9.6	Техническая документация.....	86
9.7	Требования безопасности при эксплуатации газораспределительных станций	87
10	Газоизмерительные станции	88
10.1	Общие требования	88
10.2	Организация эксплуатации	91
10.3	Техническое обслуживание и ремонт	91
10.4	Техническая документация.....	92

11	Электроустановки.....	93
11.1	Общие требования.....	93
11.2	Организация эксплуатации электроустановок.....	94
11.3	Техническая документация.....	95
11.4	Требования безопасности при эксплуатации электроустановок.....	96
12	Защита от коррозии.....	97
12.1	Общие требования.....	97
12.2	Организация эксплуатации.....	97
12.3	Техническое обслуживание и ремонт средств электрохимической защиты.....	99
12.4	Техническая документация.....	100
12.5	Контроль состояния и ремонт защитных покрытий.....	101
12.6	Требования безопасного проведения работ по защите от коррозии.....	102
13	Системы и средства автоматизации технологических процессов, телемеханизации, метрологии и связи.....	103
13.1	Общие требования.....	103
13.2	Организация эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и контрольно-измерительных приборов.....	111
13.3	Телемеханика.....	116
13.4	Метрологическое обеспечение.....	118
13.4.1	Общие положения.....	118
13.4.2	Требования к проведению работ.....	120
13.4.3	Планирование работ.....	121
13.4.4	Организация работ.....	121
13.4.5	Обязанности метрологических служб ЭО ОАО «Газпром».....	122
13.5	Технологическая связь.....	122
13.6	Техническое обслуживание и ремонт.....	125
13.7	Техническая документация.....	129
14	Диспетчерское управление.....	131
14.1	Организация диспетчерского управления.....	131
14.2	Функциональные обязанности диспетчерского персонала.....	131
14.2.1	Оперативное и административное подчинение диспетчерского персонала.....	131
14.2.2	Функциональные обязанности диспетчерского персонала.....	131
14.3	Организация оперативного диспетчерского управления.....	132
14.3.1	Организация сбора и передачи диспетчерской информации.....	133
14.3.2	Организация передачи диспетчерских заданий.....	133
14.3.3	Организация контроля и учета режимов работы объектов ЕСГ.....	133

14.3.4 Оснащение диспетчерского центра на различных уровнях диспетчерского управления.....	133
14.4 Автоматизированная система диспетчерского управления.....	134
14.5 План транспорта газа.....	137
14.6 Планирование, моделирование и оптимизация режимов работы газотранспортной системы.....	137
14.7 Управление потоками в Единой системе газоснабжения и режимами работы газотранспортной системы.....	138
14.8 Правила взаимодействия диспетчерских служб.....	139
14.9 Организация диспетчерского управления при возникновении аварийных или нештатных ситуаций.....	140
14.10 Документация (технологическая, нормативно-справочная, административная и другая), необходимая для организации диспетчерского управления.....	142
15 Защита окружающей среды.....	145
15.1 Общие требования.....	145
15.2 Охрана атмосферного воздуха.....	147
15.3 Охрана поверхностных и подземных вод.....	148
15.4 Охрана почв, недр.....	149
15.5 Охрана окружающей природной среды от отходов производства и потребления.....	150
15.6 Защита от шума.....	151
15.7 Мероприятия по сохранению растительности и животного мира.....	151
15.8 Техническая документация.....	151
16 Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность.....	152
16.1 Общие положения.....	152
16.1.8 Требования к персоналу.....	153
16.1.9 Порядок организации и проведения работ повышенной опасности.....	154
16.1.10 Обязанности работников, эксплуатирующих объекты магистральных газопроводов.....	157
16.2 Охрана труда.....	157
16.2.1 Требования безопасности при эксплуатации оборудования.....	157
16.2.2 Требования безопасности при проведении испытаний оборудования и трубопроводов.....	159
16.2.3 Дополнительные требования при производстве работ в полевых условиях.....	160
16.2.4 Проведение работ в сложных природно-климатических условиях.....	161
16.2.5 Опасные и вредные производственные факторы, контроль за состоянием воздушной среды на месте производства работ.....	162

16.2.6 Требования к рабочим местам.....	163
16.2.7 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты.....	163
16.2.8 Электробезопасность.....	164
16.2.9 Требования безопасности, предъявляемые к ручному инструменту и приспособлениям	165
16.2.10 Режим труда и отдыха персонала объектов магистральных газопроводов	165
16.2.11 Требования, предъявляемые к хранению, транспортировке и использованию вредных и опасных веществ (природный газ, метанол, одорант, газоконденсат и другие).....	165
16.2.12 Требования безопасности при выполнении работ с «тяжелыми» углеводородными газами.....	166
16.3 Промышленная безопасность	166
16.3.1 Общие требования.....	166
16.3.2 Организация и осуществление административно-производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на объектах магистральных газопроводов.....	166
16.3.3 Подготовка эксплуатирующей организации (филиала ЭО) к локализации и ликвидации последствий аварии на взрывопожароопасных объектах.....	167
16.3.4 Порядок расследования причин аварий, пожаров, инцидентов.....	168
16.4 Пожарная безопасность.....	168
16.4.1 Общие положения.....	168
16.4.2 Общие требования к системе пожаровзрывобезопасности объектов магистральных газопроводов	169
16.4.3 Основные требования к установкам противопожарной защиты объектов магистральных газопроводов	170
16.4.4 Противопожарные требования к производству работ и режиму пожарной безопасности	171
17 Станции охлаждения природного газа	172
17.1 Общие положения.....	172
17.2 Организация эксплуатации	173
17.3 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация	178
17.4 Техническая документация	179
17.5 Требования безопасности при эксплуатации станции охлаждения газа	180
Приложение А (обязательное) Типовая форма акта разделения границ зон обслуживания газопроводов	182

Приложение Б (обязательное) Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на линейной части магистральных трубопроводов.....	184
Приложение В (обязательное) Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на компрессорной/насосной станции	185
Приложение Г (обязательное) Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на газораспределительной/автомобильной газонаполнительной компрессорной станции	186
Приложение Д (обязательное) Нумерация технологической арматуры на компрессорных станциях	187
Приложение Е (обязательное) Нумерация технологической арматуры на линейной части магистральных газопроводов	188
Приложение Ж (рекомендуемое) Рекомендации по составлению планов ликвидации аварий на объектах магистральных газопроводов	189
Приложение И (обязательное) Типовые формы эксплуатационной документации	191
Приложение К (обязательное) Форма технического паспорта участка магистрального газопровода	195
Приложение Л (обязательное) Знак «Закрепление трассы газопровода на местности»	198
Приложение М (обязательное) Знак «Осторожно! Газопровод»	199
Приложение Н (обязательное) Знак «Остановка запрещена»	200
Приложение П (обязательное) Знак «Закрепления границ зон обслуживания»	201
Приложение Р (обязательное) Знак «Газопровод. Переезд запрещен»	202
Приложение С (обязательное) Знак «Газ! Вход запрещен»	203
Приложение Т (обязательное) Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить»	204
Приложение У (обязательное) Знак «Осторожно! Газ»	205
Приложение Ф (рекомендуемое) Форма акта проверки состояния аварийного запаса материалов (труб, СДТ, ТПА и прочее)	206
Приложение Х (обязательное) Форма технического паспорта газораспределительной станции (ГРС/АГРС)	207
Приложение Ц (справочное) Свойства вредных и опасных веществ	213
Библиография	216

Введение

Настоящий стандарт разработан на основании Программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ОАО «Газпром» на 2004 г, утвержденной Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером 13 сентября 2004 г. № 01-69, договора от 24 октября 2005 г. № 2931-04-16 «Разработка новых технологий, методов, средств и нормативной базы для ремонта линейной части магистральных газопроводов».

Настоящий стандарт разработан специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при участии Упртрансгаза, ЦПДД, Службы Корпоративной защиты ОАО «Газпром», ООО «Газпром газобезопасность», ООО «Газпром газнадзор», ДООАО «Оргэнергогаз», ООО «ВолгоУралНИПИгаз» с учетом передового опыта эксплуатации магистральных газопроводов, накопленного эксплуатируемыми организациями: ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и другие.

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

Разработка настоящего стандарта выполнена авторским коллективом в составе: Шайхутдинов А.З., Дедешко В.Н., Губанок И.И., Арабей А.Б., Герке В.Г., Салюков В.В., Колотовский А.Н., Петров Д.В., Митрохин М.Ю., Ермолаев С.А., Сидорочев М.Е., Булычев Н.И., Волошин А.М., Винниченко В.Н., Великий С.Н., Вышемирский Е.М., Крохмалев А.В., Коротков М.К., Крайнов В.Г., Нетусов С.В., Петров Н.Г., Ребров И.Ю., Долганов М.Л., Дедиков Е.В. – ОАО «Газпром»; Харионовский В.В., Челазнов А.А., Терехов А.Л., Щуровский В.А., Карпов С.В., Малков А.Г., Васильев П.Г., Гуссак В.Д., Фатрахманов Ф.К., Запечалов Д.Н., Есиев Т.С., Дьячков М.К., Городниченко В.И., Беспалов В.И., Даки Н.В., Алексахин А.В., Солдаткин Г.И., Аكوпова Г.С., Горбунова С.С., Елфимов А.В., Скирка Г.Л., Тилинга М.Б., Овчаров С.В., Киряков Н.М. – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; Ломоносов А.В. – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта; Кравцов В.И., Захаров А.В., Кузнецов А.Н., Чернышов В.И., Щербаков Г.Д., Грелов В.А., Муталлим-заде Н.Ф., Сухолитко А.А., Плесняев В.А., Клищевская В.М., Есин Ю.И., Цыбулько Н.И., Агеева Н.И. – ДООАО «Оргэнергогаз»; Кузнецов В.В., Шапиро В.Д., Докутович А.Б. – ООО «Газпром газнадзор»; Петропавлов Е.А., Четин Д.А. – ООО «Газпром газобезопасность»; Липатенков К.Н., Абанин Г.В., Сильнов А.Ф. – Служба Корпоративной защиты

ОАО «Газпром»; Литфуллин Р.С. – ООО «ВолгоУралНИПИгаз»; Высоцкий В.С., Денисов А.Н., Ушин Н.В. – ООО «Газпром трансгаз Москва»; Романцов С.В. – ООО «Газпром трансгаз Ухта»; Попов О.Н., Юнусов Р.Н., Оленицкий В.И. – ООО «Газпром трансгаз Югорск»; Турыкин В.В. – ООО «Газпром трансгаз Волгоград»; Васьков И.В. – ООО «Газпром трансгаз Самара», Корнилов В.В., Горячев В.К. – ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»; Петров С.Г. – ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Дата введения – 2010-08-11

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к технической и безопасной эксплуатации объектов, сооружений, систем и оборудования магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

1.2 Настоящий стандарт распространяется на магистральные газопроводы ОАО «Газпром», в состав которых входят объекты:

- линейная часть;
- компрессорные станции с узлами подключения;
- газораспределительные станции;
- газоизмерительные станции;
- станции охлаждения газа;
- подземные хранилища газа.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на распределительные, меж- и внутри-промысловые, морские газопроводы, а также на газопроводы, предназначенные для транспортировки сжиженных или охлажденных до температуры ниже минус 20 °С газов.

1.4 Требования настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром» и иными организациями, выполняющими по соответствующим договорам проектирование, строительство, эксплуатацию и другие работы на объектах магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

1.5 Приведение действующих объектов и сооружений магистральных газопроводов к требованиям настоящего стандарта осуществляется при их реконструкции или техническом перевооружении.

1.6 Действующие нормативные документы по транспорту газа приведены в Перечне [1], формируемом в порядке и в сроки, установленные ОАО «Газпром».

1.7 Использование и передачу отчетных данных об основных технических характеристиках объектов магистральных газопроводов обеспечивают в соответствии с формами Рег-

ламента [2] и с соблюдением Концепции [3], устанавливающей требования по защите конфиденциальной информации, в том числе составляющей коммерческую тайну ОАО «Газпром».

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.586.1-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.

Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.

Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.3-2005 (ИСО 5167-3:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.4-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.

Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.5-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.

Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 12.1.004-91* Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание

ГОСТ 17.4.3.01-83 Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб

ГОСТ 17.4.3.02-85 Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ

ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения

ГОСТ 17.4.3.03-85 Охрана природы. Почвы. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ

ГОСТ 17.4.4.02-84 Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа

ГОСТ 17.5.3.05-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию

ГОСТ 19.603-78 Единая система программной документации. Общие правила внесения изменений

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 17187-87 Шумомеры. Общие требования к методам испытаний

ГОСТ 22387.5-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Методы определения интенсивности запаха

ГОСТ 24607-88 Преобразователи частоты полупроводниковые. Общие технические требования

ГОСТ 26600-98 Знаки навигационные внутренних судоходных путей. Общие технические условия

ГОСТ 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения

ГОСТ Р 8.563-96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 12.4.026-2001* Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 51852-2001 Установки газотурбинные. Термины и определения

СТО Газпром РД 39-1.10-083-2003 Положение о системе технического диагностирования оборудования и сооружений энергохозяйства ОАО «Газпром»

СТО Газпром РД 39-1.10-088-2004 Регламент электрометрической диагностики линейной части магистральных газопроводов

СТО Газпром РД 1.13-152-2005 Методические указания по совершенствованию учета, нормирования и контроля сточных вод в дочерних обществах и организациях ОАО «Газпром»

СТО Газпром РД 1.13-153-2005 Методика расчета разрушения дождевым и талым стоком отсыпных сооружений при обустройстве и эксплуатации газовых месторождений Крайнего Севера

СТО Газпром 2-1.19-199-2008 Расчетные количественные методы оценки устойчивости, опасности разрушения и обоснования мер инженерной защиты почвенно-растительного покрова и инженерных объектов на склонах в условиях активизации негативных склоновых процессов в районах освоения газовых месторождений Крайнего Севера

СТО Газпром 1.19-217-2008 Методические указания по организации и проведению производственно-экологического мониторинга линейной части магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-1.19-275-2008 Производственный экологический контроль. Общие требования

СТО Газпром 2-1.19-280-2008 Методика расчетной оценки показателей устойчивости, деградации, восстановления почвенно-растительного покрова тундр при различных техногенных воздействиях в районах газовых месторождений Крайнего Севера

СТО Газпром 2-1.19-297-2009 Охрана окружающей среды на предприятиях ОАО «Газпром». Производственный контроль за охраной атмосферного воздуха. Порядок организации и ведения

СТО Газпром 2-1.19-307-2009 Инструкция по расчету объемов выбросов, сбросов и промышленных отходов на объектах транспорта и хранения газа

СТО Газпром 2-2.1-127-2007 Регламент проведения акустического расчета на стадии проектирования компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, компрессорных станций подземных хранилищ газа

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы

СТО Газпром 2-2.1-264-2008 Типовая методика расчета шумозащитных конструкций газотранспортного оборудования для условий Крайнего Севера

СТО Газпром 2-2.2-115-2007 Инструкция по сварке магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа включительно

СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть I

СТО Газпром 2-2.3-066-2006 Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных трубопроводов

СТО Газпром 2-2.3-116-2007 Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением

СТО Газпром 2-2.3-137-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть II

СТО Газпром 2-2.3-159-2006 Инструкция по ремонту подводных газопроводов с использованием установки полуавтоматической сварки УППС-1

СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.3-238-2008 Методика акустико-эмиссионного контроля переходов магистральных газопроводов через водные преграды, автомобильные и железные дороги

СТО Газпром 2-2.3-344-2009 Положение о воздушном патрулировании трасс магистральных трубопроводов ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.4-133-2007 Положение по контролю смазочных масел на КС газотранспортных обществ ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.4-134-2007 Методика оценки эксплуатационных свойств смазочных масел

СТО Газпром 2-3.5-038-2005 Инструкция по проведению контрольных измерений вредных выбросов газотурбинных установок на компрессорных станциях

СТО Газпром 2-3.5-040-2005 Типовая методика акустических испытаний опытных и серийных образцов газоперекачивающих агрегатов

СТО Газпром 2-3.5-041-2005 Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования

СТО Газпром 2-3.5-042-2005 Методика расчета уровня шума от компрессорных станций

СТО Газпром 2-3.5-043-2005 Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования

СТО Газпром 2-3.5-177-2007 Методика расчета параметров шумового воздействия компрессорных станций на местности с учетом ландшафта и компоновки компрессорных станций на стадии проектирования

СТО Газпром 4.1-1-001-2009 Защита объектов с помощью инженерно-технических средств охраны. Основные термины и определения

СТО Газпром 5.0-2008 Документы нормативные для обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в ОАО «Газпром». Основные положения

СТО Газпром 5.2-2005 Документы нормативные для обеспечения единства измерений. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

СТО Газпром 12-2005 Каталог отходов производства и потребления дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром»

СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»

ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам

ОСТ 51.136-85 Надежность и экономичность компрессорных станций магистральных газопроводов. Система сбора и обработки информации. Основные положения

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов 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 авария на опасном производственном объекте ОАО «Газпром»; авария: Разрушение сооружений и/или технических устройств, применяемых на действующих опасных производственных объектах ОАО «Газпром», неконтролируемые взрыв и/или выброс опасных веществ (природного газа, конденсата и т.д.), находящихся в технологических системах указанных объектов.

[ВРД 39-1.2-054-2002, Термины и определения] [4]

3.2 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.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.1]

3.3 вывод из работы (ввод в работу) участка газопровода: Комплекс работ по отключению газопровода на период ремонта (подключению после ремонта).

3.4 газоизмерительная станция; ГИС: Совокупность технологического оборудования, средств и систем для измерения расхода и при необходимости качественных показателей природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам.

3.5 газоопасные работы: Работы, при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных паров, газов или других веществ, способных вызвать взрыв, возгорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (ниже 20 % объемных).

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

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.2]

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

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.32]

3.8 газотурбинная установка; ГТУ: Газотурбинный двигатель и все основное оборудование, необходимое для генерирования энергии в полезной форме.

[ГОСТ Р 51852-2001, пункт 2]

3.9 газопровод: Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.3]

3.10 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 техническими условиями.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.7]

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

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.5]

3.12 газопровод-перемычка: Газопровод, соединяющий между собой магистральные газопроводы или системы и предназначенный для их межсистемных перетоков.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.6]

3.13 газораспределительная станция; ГРС: Совокупность технологического оборудования и систем для регулирования давления и расхода, очистки, подогрева и одоризации (при необходимости), а также измерения количества газа перед подачей потребителю.

3.14 давление рабочее (нормативное): Устанавливаемое проектом наибольшее избыточное внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода; определяется по сечению на выходном трубопроводе газового компрессора.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.9]

3.15 дефект: Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям.

[ГОСТ 15467-79, пункт 38]

3.16 защитное покрытие трубопровода: Совокупность изоляционных материалов, наносимых на поверхность трубы и оборудования для защиты от коррозии.

3.17 инженерные средства охраны: Различные конструкции, сооружения, ограждения, запорные устройства и механизмы, средства предупреждения потенциального нарушителя, элементы систем контроля и управления доступом, препятствующие несанкционированному проникновению на (в) охраняемые объекты, а также предназначенные для повышения эффективности применения технических средств охраны и действий работников подразделения охраны.

3.18 инцидент: Механическое повреждение или проявление скрытого дефекта конструкции, отдельного элемента сооружений опасного производственного объекта, отказ обслуживающих его систем (телемеханики, связи, энергоснабжения, электрохимической защиты или других), не повлиявшие на работоспособность объекта, но вызвавшие необходимость принятия нештатных действий, не предусмотренных планом технического обслуживания и ремонта, для восстановления его безопасного состояния.

[ВРД 39-1.2-054-2002, Термины и определения] [4]

3.19 инженерно-технические средства охраны; ИТСО: Понятие, объединяющее устройства, средства, системы и конструкции, применяемые для предотвращения несанкционированного доступа на охраняемый объект и хищения материальных и иных ценностей.

[СТО Газпром 4.1-1-001-2009, пункт 3.1.3]

3.20 капитальный ремонт ливнейной части газопроводов: Комплекс организационно-технических мероприятий, включающий работы, в результате которых не изменяются основные проектные показатели газопроводов (проектное рабочее давление, производительность и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных частей, узлов, деталей, конструкций, инженерно-технического оборудования или их заменой в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие

их эксплуатационные показатели, а также восстановлением проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, а также проектным, экспертным, сопроводительным и надзорным обеспечением этих работ, содержанием площадей отвода земли объектов.

[СТО Газпром 2-2.3-231-2008, пункт 3.1.7]

3.21 комплексный капитальный ремонт трасс магистральных газопроводов: Комплекс мероприятий, входящих в состав капитального ремонта магистральных газопроводов, направленных на поддержание трасс магистральных газопроводов в работоспособном состоянии, а также на повышение надежности и безопасности их эксплуатации.

3.22 компрессорная станция; КС: Комплекс сооружений магистрального газопровода, предназначенный для компримирования газа.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.38]

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

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.47]

3.24 коррозионное растрескивание под напряжением; КРН: Коррозионно-механическое разрушение наружной поверхности труб магистральных газопроводов вследствие длительного воздействия на металл грунтовых вод, обладающих специфическими коррозионными свойствами, и растягивающих внешних (обусловленных давлением газа и прочих нагрузок) и внутренних (созданных в процессе изготовления труб) напряжений.

3.25 луиниг: Газопровод, проложенный параллельно основному газопроводу на отдельных его участках, соединенный с ним перемычками и предназначенный для увеличения пропускной способности и/или для повышения надежности работы газопровода.

3.26 магистральный газопровод; МГ: Технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и/или пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и/или хранения.

3.27 минимальные расстояния: Наименьшие расстояния (отступы) от объектов магистральных газопроводов, обеспечивающие населенным пунктам, отдельным жилым, хозяй-

ственным и производственным сооружениям и другим объектам третьих лиц отсутствие ущерба (или его минимизацию) при возможных авариях объектов магистральных газопроводов.

3.28 надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

[ГОСТ 27.002-89, пункт 1.1]

3.29 объект магистрального газопровода: Технологический комплекс, состоящий из производственных территорий (площадок) с расположенными на них зданиями, сооружениями, оборудованием, трубопроводами, предназначенный для обеспечения соответствующих функций магистрального газопровода.

3.30 огневые работы: Технологические операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение газа, горючих жидкостей, материалов и конструкций (электросварка, газосварка, бензокеросинорезка, паяльные работы, механическая обработка металла с образованием искр и т.п.).

[СТО Газпром 14-2005, глава 2]

3.31 отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

[ГОСТ 27.002-89, пункт 3.3]

3.32 охранная зона объектов магистрального газопровода: Территория или акватория с ограниченным режимом использования, устанавливаемая вдоль линейной части магистрального газопровода и вокруг других объектов магистрального газопровода в целях обеспечения регламентированных условий эксплуатации таких объектов и исключения возможности их повреждения от внешнего воздействия.

3.33 оптимальный технологический режим работы газотранспортной системы: Режим, при котором обеспечивается выполнение установленного объема транспортировки газа, закачки/отбора в подземные хранилища газа, поставки газа потребителям Российской Федерации и на экспорт в соответствии с заявленными объемами с соблюдением заданного уровня надежности работы объектов газотранспортной системы и минимальными эксплуатационными расходами, в том числе с минимальными затратами топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении.

3.34 переход газопровода: Участок газопровода на пересечении с искусственным или естественным препятствием, отличный по конструктивному выполнению от прилегающих участков магистрального газопровода.

3.35 потенциально опасные участки магистральных газопроводов: Участки газопроводов, проходящие в зонах наличия факторов риска возникновения отказов, расположенные в слабонесущих, пучинистых, вечномёрзлых 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, а также особо ответственные участки магистральных газопроводов, такие как переходы через автомобильные и железные дороги, подводные переходы, надземные переходы, а также места нарушения зон минимальных расстояний и другие.

3.36 потребитель газа; абонент, субабонент газоснабжающей организации: Юридическое или физическое лицо, приобретающее газ у поставщика и использующее его в качестве топлива или сырья.

[Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации», статья 2] [5]

3.37 природный газ: Газовая смесь, компонентами которой в основном являются предельные углеводороды (C_kH_{2k+2}), азот, диоксид углерода и сероводород.

[ГОСТ 30319.0-96, пункт 3.4]

3.38 проектное давление: Максимальное рабочее давление, определенное проектом.

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

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.27]

3.40 работы повышенной опасности: Работы, для проведения которых необходимо осуществить ряд обязательных организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работников при выполнении этих работ.

3.41 рабочая зона: Пространство, ограниченное по высоте 2 м над уровнем пола или площадки, на которых находятся места постоянного или непостоянного (временного) пребывания работников.

[ГОСТ 12.1.005-88, приложение 1, пункт 2]

3.42 рабочее место: Место постоянного или временного пребывания работающих в процессе трудовой деятельности.

[ГОСТ 12.1.005-88, приложение 1, пункт 3]

3.43 **разрешенное рабочее давление**; РРД: Максимальное внутреннее давление, устанавливаемое для объектов магистрального газопровода после завершения строительства или реконструкции, проведения аварийно-восстановительных или ремонтных работ на основании результатов испытаний, дефектоскопии, обследований и расчетов на прочность.

3.44 **разрушение**: Событие, заключающееся в деформировании, изменении геометрических размеров конструкции или отдельных элементов технологической системы (с возможным разделением их на части) в результате силовых, термических или иных воздействий, сопровождающееся нарушением работоспособности объекта.

[ВРД 39-1.2-054-2002, Термины и определения] [4]

3.45 **специализированная организация**: Организация, допущенная в установленном порядке к выполнению подрядных работ и услуг на объектах магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

3.46 **станция охлаждения газа**; СОГ: Комплекс установок, систем и сооружений, предназначенных для охлаждения газа, транспортируемого в районах многолетнемерзлых грунтов, в целях предотвращения их «растепления», уменьшения линейных деформаций и температурных напряжений в трубопроводах, снижения интенсивности коррозионных процессов, увеличения производительности газопровода.

3.47 **строительный контроль заказчика (застройщика) (строительный контроль)**: Комплекс мероприятий осуществляемых заказчиком (застройщиком) в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов магистрального газопровода в целях контроля и надзора за ходом и качеством выполняемых работ, проверки соответствия выполняемых работ проектной документации, требованиям технических регламентов, результатам инженерных изысканий, требованиям градостроительного плана земельного участка и нормативных документов.

Примечание – Заказчик (застройщик) в целях осуществления контроля и надзора за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом и принятия от его имени решений во взаимоотношениях с подрядчиком вправе привлечь специализированную организацию для оказания услуг такого рода в соответствии с законодательством Российской Федерации.

3.48 **технологическая схема**: Графическое представление основных и вспомогательных технологических объектов добычи, подземного хранения и транспорта газа, их взаимного расположения в составе Единой системы газоснабжения (или ее участка), а также топографических (реки, дороги, овраги и др.) и иных технических объектов, пересекающих трассу газопроводов.

3.49 **техническое обслуживание и плановые ремонты**: Комплекс регламентированных работ по поддержанию объектов магистральных газопроводов в работоспособном состоянии.

3.50 техническое диагностирование (диагностирование): Процесс определения технического состояния объекта технического диагностирования с определенной точностью, результатом которого является заключение о техническом состоянии объекта технического диагностирования с указанием при необходимости места, вида и причины дефекта (дефектов).

[СТО Газпром 2-2.3-095-2007, пункт 3.1.7]

3.51 техническое состояние объекта: Состояние объекта, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды значениями параметров, установленных нормативной документацией.

3.52 трасса магистрального газопровода: Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.

3.53 трубопроводная арматура: Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования, распределения, смешивания, фазоразделения) потоком рабочей среды (жидкой, газообразной, газожидкостной, порошкообразной, суспензий и т.п.) путем изменения площади проходного сечения.

3.54 узел редуцирования газа: Совокупность оборудования, предназначенного для снижения и регулирования давления газа.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.45]

3.55 утечка: Выход продукта из трубопроводов и технологического оборудования объектов магистрального газопровода в окружающую среду, не предусмотренный технологическим процессом.

3.56 физическая защита: Совокупность организационных мероприятий, инженерно-технических средств охраны и действий подразделений охраны с целью предотвращения противоправных деяний в отношении охраняемого объекта.

3.57 филиал эксплуатирующей организации: Подразделение эксплуатирующей организации, выполняющее аварийно-восстановительные работы и осуществляющее эксплуатацию магистральных газопроводов (линейной части и компрессорных станций, подземных хранилищ газа и т.д.).

3.58 экспертиза промышленной безопасности; ЭПБ: Оценка соответствия объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, результатом которой является заключение.

[ПБ 03-246-98, глава II] [6]

3.59 эксплуатирующая организация; ЭО: Юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию объектов ОАО «Газпром».

3.60 эксплуатация объектов магистрального газопровода: Этап жизненного цикла опасных производственных объектов, представляющий собой комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающий использование объектов магистрального газопровода по назначению, направленный на поддержание их надежной и безопасной работы и включающий в себя все виды технического обслуживания, диагностирования, ремонта и реконструкции.

4 Сокращения

DN – условный проход (номинальный размер);

АВП – аварийно-восстановительный поезд;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

АГНКС – автомобильная газонаполнительная станция;

АЗ – аварийный запас;

АЗТ – аварийный запас труб;

АиТМ – автоматика и телемеханика;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСДУ – автоматическая система диспетчерского управления;

АСУ – автоматизированная система управления;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АСУРГ – автоматизированная система учета расхода газа;

АТС – автоматическая телефонная связь;

ВК – водоснабжение, канализация;

ВКО – высокая коррозионная опасность;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;

ВРД – ведомственный руководящий документ;

ВСВ – временно согласованный выброс;

ВТД – внутритрубная дефектоскопия;

ВТУ – внутритрубное устройство;

ГВВ – горизонт высоких вод;

ГКС – газокompрессорная служба;

ГМК – газомоторный компрессор;

ГРП – газораспределительный пункт;

ГСИ – государственная система измерения;

ГСМ – горючесмазочный материал;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЛО/ОП – дом линейного обходчика/опорный пункт;
ДП – диспетчерский пункт;
ДС – диспетчерская служба;
ЕСГ – Единая система газоснабжения;
ЗИП – запас инструментов и принадлежностей;
ИТ – измерительный трубопровод;
КДП – контрольно-диагностические пункты;
КЗП – камера запуска-приема;
КИП – контрольно-измерительный пункт;
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КП – контролируемый пункт;
КП ТМ – контрольный пункт телемеханики;
КСО – корпоративная статистическая отчетность;
КУ – крановый узел;
ЛВС – локальная вычислительная сеть;
ЛЧ – линейная часть;
ЛЭП – линия электропередачи;
ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба;
НД – нормативная документация;
НКПВ – нижний концентрационный предел воспламенения;
НМУ – неблагоприятные метеорологические условия;
ННБ – наклонно направленное бурение;
ОДС – оперативно-диспетчерская служба;
ОИИУС – Отраслевая интегрированная информационно-управляющая система;
ОСУРГ – отраслевая система учета расхода газа;
ОСОДУ – отраслевая система оперативно-диспетчерского управления;
ОУ – очистное устройство;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПДВ – предельно допустимый выброс;
ПДС – производственно-диспетчерская служба;
ПЛА – план ликвидации аварии;
ПЛК – программируемый логический контроллер;
ПК – пункт контроля;
ПКО – повышенная коррозионная опасность;
ПНООЛР – проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;

ПОО – потенциально опасные объекты;
ПОЭ – подразделение, ответственное за эксплуатацию;
ППБ – правила противопожарной безопасности;
ППУ – промежуточный пункт управления;
ПТК – программно-технический комплекс;
ПУ – пункт управления;
ПХГ – подземное хранилище газа;
ПХД – производственно-хозяйственная деятельность;
САУ – система автоматического управления;
СДТ – соединительные детали трубопровода;
СЗЗ – санитарно-защитная зона;
СИ – средства измерения;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
СКЗ – станция катодной защиты;
СН – строительные нормы;
СОУЭ – система организации учета электроэнергии;
СПБиКЗ – система пожарной безопасности и контроля загазованности;
СУБД РВ – система управления базой данных реального времени;
ТВП – технически возможная производительность;
ТВПС – технически возможная пропускная способность;
ТКА – турбокомпрессорный агрегат;
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
ТПА – трубопроводная арматура;
ТУГ – «тяжелые» углеводородные газы;
УАВР – управление аварийно-восстановительных работ;
УДЗ – установка дренажной защиты;
УКВ – ультракороткие волны;
УКЗ – установка катодной защиты;
УОГ – установка очистки газа;
УПЗ – установка протекторной защиты;
УРГ – узел редуцирования газа;
ФХП – физико-химический показатель;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЦДП – центральный диспетчерский пункт;
ЦПДД – Центральный производственно-диспетчерский департамент;
ЦПДС – центральная производственно-диспетчерская служба;
ЭВС – энерговодоснабжение;
ЭВМ – электронная вычислительная машина;
ЭД – эксплуатационная документация;
ЭО – эксплуатирующая организация;
ЭХЗ – электрохимзащита.

5 Общие положения и объекты общего назначения

5.1 Основные положения

5.1.1 Эксплуатацию МГ осуществляют ЭО ОАО «Газпром». Разделение границ зон обслуживания между ЭО определяет ОАО «Газпром» с оформлением акта в соответствии с приложением А.

5.1.2 ЭО осуществляют эксплуатацию МГ через свои филиалы. ЭО приказом определяют границы зон эксплуатации объектов МГ между своими филиалами.

Руководители филиалов ЭО приказом определяют границы зон эксплуатации объектов, сооружений и оборудования или их функциональных элементов между службами, цехами, участками с назначением (приказом/распоряжением) лиц, ответственных за их техническое состояние и безопасную эксплуатацию.

5.1.3 Основными задачами ЭО являются:

- обеспечение транспорта заданных объемов газа промышленным и бытовым потребителям Российской Федерации на договорной основе и на экспорт по межгосударственным соглашениям;
- обеспечение эффективной работы, надежности и безопасности функционирования объектов МГ, оптимизации режимов работы, рационального расходования топливно-энергетических ресурсов и материалов, сокращения потерь газа при транспортировке, использования вторичных энергоресурсов;
- обеспечение безопасности при эксплуатации объектов МГ;
- соблюдение требований НД;
- поддержание надлежащего технического состояния объектов МГ, своевременное устранение выявленных в процессе эксплуатации дефектов и отказов;
- внедрение новых технологий, высокоэффективного оборудования, научной организации труда;
- локализация аварий и ликвидация их последствий;

- соблюдение нормативов по выбросам, сбросам вредных и загрязняющих веществ в окружающую среду;

- размещение производственных отходов.

5.1.4 ЭО (филиалы ЭО) обеспечивают условия безопасного выполнения работ и соблюдение требований законодательства Российской Федерации.

5.1.5 Вывод из работы и передачу объектов МГ в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001 [7] и другой НД специализированным организациям для проведения ремонтно-профилактических, диагностических и других работ, а также организации контроля соблюдения условий, обеспечивающих безопасность выполнения этих работ, осуществляют ЭО (филиалы ЭО).

5.1.6 Специализированные организации несут ответственность за выполнение требований безопасности на объектах МГ, выведенных из работы и переданных им для проведения ремонтно-профилактических, диагностических и других работ.

5.1.7 Строительный контроль на объектах МГ организует ЭО, осуществляют специализированные организации и/или подразделения ЭО, допущенные к выполнению данных работ в соответствии с требованиями ОАО «Газпром».

5.1.8 Контроль за выполнением требований настоящего стандарта на объектах МГ осуществляют в порядке, установленном ОАО «Газпром».

5.2 Приемка в эксплуатацию объектов и сооружений магистральных газопроводов

5.2.1 Законченные строительством объекты и сооружения МГ вводят в эксплуатацию приказом ОАО «Газпром» после подписания акта Приемочной комиссией. Приемку объектов МГ осуществляют после полного завершения всех строительно-монтажных работ, выполненных в соответствии с проектом, пусконаладочных работ и комплексного опробования оборудования «под нагрузкой» в соответствии с Кодексом [8], настоящим стандартом, СТО Газпром 2-2.1-249 и требованиями СНиП 2.05.06-85* [9], СНиП 3.01.04-87 [10], СНиП III-42-80* [11]. ЭО назначают распорядительным документом ОАО «Газпром» на этапе подготовки задания на проектирование.

5.2.2 Организация поэтапной приемки объектов и сооружений МГ после окончания строительно-монтажных работ до ввода в эксплуатацию включает:

- укомплектование, обучение и аттестацию эксплуатационного персонала;
- испытания газопроводов и других коммуникаций, очистку и осушку их полости в соответствии с НД;
- устранение выявленных дефектов;

- обеспечение на вводимых объектах условий труда в соответствии с требованиями охраны труда, выполнение мероприятий по охране окружающей среды, гигиенических требований, предусмотренных санитарно-эпидемиологическими правилами СП 2.2.1.1312-03 [12], выполнение требований по физической защите;

- укомплектование объекта необходимой эксплуатационной документацией (паспортами на оборудование и технические устройства, инструкциями, схемами, журналами, регламентами и т.д.);

- подачу электроэнергии на построенные объекты МГ для выполнения пусконаладочных работ и комплексного опробования оборудования. Разрешение на подачу электроэнергии на объекты МГ получают ЭО в территориальных органах надзора и контроля Российской Федерации;

- подачу газа на объекты МГ для выполнения пусконаладочных работ и комплексного опробования оборудования «под нагрузкой». Заявку в территориальные подразделения организации ОАО «Газпром», осуществляющей контроль и надзор за эксплуатацией объектов МГ ОАО «Газпром», представляет ЭО, подачу газа осуществляет филиал ЭО;

- проведение пусконаладочных работ и комплексного опробования оборудования «под нагрузкой»;

- формирование Приемочной комиссии;

- передачу исполнительной документации ЭО;

- оформление формуляра РРД в соответствии с приложениями Б, В, Г;

- издание приказа ОАО «Газпром» на ввод объекта в эксплуатацию;

- пуск объекта в эксплуатацию (подача газа с выхода ГРС потребителю, включение в работу КС, включение в работу участка газопровода и т.д.).

5.2.3 Устранение дефектов, выявленных в течение гарантийного срока после ввода объекта в эксплуатацию, организует заказчик за счет средств виновной стороны.

Примечание – В настоящем пункте под заказчиком подразумевается организация, выполняющая организацию работ по строительству объектов МГ ОАО «Газпром».

5.2.4 Обслуживание строящихся и реконструируемых объектов МГ с этапа подачи газа на пусконаладку до ввода объектов в эксплуатацию и находящихся под давлением газа осуществляют филиалы ЭО по договору предоставления услуг с заказчиком строительства.

5.3 Требования к установлению разрешенных рабочих давлений объектов магистральных газопроводов

5.3.1 Эксплуатацию объектов МГ осуществляют при давлениях, не превышающих РРД. Величину РРД устанавливает ЭО. Документом, подтверждающим величину РРД, явля-

ется «Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления», оформляемый ЭО в соответствии с требованиями настоящего стандарта, ПБ 08-183-98 [13] и приложениями Б, В, Г.

5.3.2 Основанием для установления величины РРД являются результаты диагностических обследований газопроводов, отражающие его техническое состояние и учет следующих факторов:

- коррозионное состояние газопроводов;
- рабочие параметры предшествующего периода эксплуатации;
- анализ аварий и инцидентов за предшествующий период;
- наличие нарушений охранных зон и зон минимальных расстояний до зданий, сооружений и объектов и др.

5.3.3 Для частичного или полного снятия ограничения РРД ЭО разрабатывает и выполняет соответствующие мероприятия (ремонт дефектов, замена дефектных участков и т.д.).

5.3.4 Сведения об изменениях РРД рассылают в соответствии с требованиями ПБ 08-183-98 [13], а также в структурные подразделения ОАО «Газпром», ответственные за диспетчерское управление ЕСГ Российской Федерации, транспортировку, подземное хранение и использование газа и территориальные подразделения организации ОАО «Газпром», осуществляющей контроль и надзор за эксплуатацией объектов МГ ОАО «Газпром».

5.4 Требования к охранной зоне и зоне минимальных расстояний

5.4.1 Размеры охранных зон и зон минимальных расстояний объектов МГ и порядок производства в этих зонах любого вида работ определены Правилами [14], СТО Газпром 2-2.1-249, СНиП 2.05.06-85* [9] и ВСН 51-1-80 [15].

5.4.2 Контроль над выполнением работ в охранных зонах и соблюдением минимальных расстояний осуществляют филиалы ЭО.

5.4.3 В проектной документации предусматривают геодезическое позиционирование объектов МГ и закрепление подземных объектов на местности, а также подготовку картографического материала землепользователей с нанесенными объектами МГ. Картографические материалы включают в исполнительную документацию.

5.4.4 После окончания строительства (реконструкции) объекта МГ ЭО обращается в орган местного самоуправления с заявлением об установлении или изменении границ охранной зоны и фактического местоположения газопровода. К указанному заявлению прилагают копию схемы, отображающей расположение построенного (реконструированного) объекта МГ, расположение сетей инженерно-технического обеспечения в границах земельного участка и планировочную организацию земельного участка.

В процессе эксплуатации объектов МГ филиал ЭО не реже одного раза в три года запрашивает в органе местного самоуправления сведения для проверки правильности нанесения объектов МГ и трасс газопроводов на кадастровом плане или кадастровой карте.

5.4.5 Филиал ЭО два раза в год размещает в средствах массовой информации общие сведения о прохождении по территории соответствующих регионов газопроводов и необходимости соблюдения мер безопасности.

5.4.6 Проведение работ на пересечениях газопроводов или сближений с другими коммуникациями (железные и автомобильные дороги, трубопроводы, кабельные линии, ЛЭП и пр.) осуществляют по согласованию с организациями, эксплуатирующими данные коммуникации.

5.4.7 Филиал ЭО разрабатывает совместные инструкции по взаимодействию с организациями, эксплуатирующими линейные объекты (трубопроводы, ЛЭП, линии связи и пр.), расположенные в зоне минимальных расстояний МГ.

5.5 Территории, здания и сооружения

5.5.1 Территории, промышленные площадки (промплощадки), здания, сооружения и помещения объектов МГ должны соответствовать проектной документации и отвечать требованиям настоящего стандарта.

Административные здания и производственные объекты оформляют в соответствии с фирменным стилем ОАО «Газпром» и учитывают в проекте требования документа [16].

5.5.2 Земельные участки для объектов МГ предоставляют во временное или постоянное пользование в соответствии с законодательством Российской Федерации и НД. Объекты МГ располагают на земельных участках, принадлежащих ОАО «Газпром» на правах собственности или на правах бессрочного (срочного) пользования, аренды, сервитута (ограниченного пользования) в соответствии с Кодексом [8] и Кодексом [17].

5.5.3 Размеры земельных участков под объекты МГ определяют проектом в соответствии с НД и проектно-технической документацией.

5.5.4 По окончании плановых или аварийно-восстановительных работ ЭО возмещает собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытки в соответствии с Кодексом [17], а также возмещает вред, нанесенный окружающей среде, в соответствии с федеральным законом [18].

5.5.5 Проектом предусматривают составление технологических схем и масштабных планов коммуникаций (газопроводов, водопроводов, канализации, теплотрасс, кабельных линий и пр.) объектов МГ с привязкой к реперам. Подземные коммуникации и колодцы снабжают указателями их назначения, положения и принадлежности.

Планы коммуникаций размещают в ПДС филиала ЭО и соответствующих цехах, службах, участках по их принадлежности.

5.5.6 На объектах МГ запрещено размещение временных сооружений, не предусмотренных проектом, и хранение строительных материалов вне складских площадок.

5.5.7 Строительство новых зданий и сооружений на территории производственных объектов осуществляют при наличии проекта и акта-допуска ЭО согласно требованиям СНиП 12-03-2001 [7], СНиП 12-04-2002 [19].

5.5.8 Вход посторонних лиц и их нахождение на производственной территории объектов МГ допускают с разрешения руководства объекта МГ после прохождения инструктажа и в сопровождении лица из числа эксплуатационного персонала.

5.5.9 Территорию объекта МГ (КС, ГРС, ГИС, СОГ, надземную часть ЛЧ и ПХГ) ограждают. Ограждение выполняют высотой не менее 2,2 м и поддерживают в исправном состоянии. Количество выездов (выходов) на дороги общего пользования и конструкцию ограждений определяют проектом.

На ограждении при въезде (входе) размещают сведения о названии и принадлежности объекта к ЭО (филиалу ЭО), а также другие надписи и обозначения в соответствии с требованиями настоящего стандарта и другими НД.

5.5.10 Знаки безопасности на территории производственных объектов устанавливают в соответствии с требованиями ГОСТ Р 12.4.026 и настоящего стандарта.

5.5.11 Электроосвещение объектов МГ должно соответствовать проекту.

5.5.12 Территории должны быть спланированы, при необходимости предусматривают дренаж (водопонижение). Шурфы, траншеи и приемки ограждают. Обеспечивают свободный и безопасный доступ к зданиям, сооружениям и оборудованию.

5.5.13 Объекты МГ обеспечивают телефонной и радиосвязью.

5.5.14 Территории КЦ со стороны воздухозаборных устройств ГПА и теплообменного оборудования засевают газонной травой или применяют твердое покрытие во избежание запыления воздуха.

На «высокой стороне» КЦ, подключающих шлейфах и узле подключения не должно быть деревьев и кустарников.

5.5.15 В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории производственных объектов принимают меры по устранению причин, вызвавших эти нарушения и по ликвидации их последствий.

5.5.16 Площадки, переходы и углубления в помещениях, а также узлы оборудования с перепадом по высоте более 0,75 м оборудуют лестницами с ограждением перилами.

5.5.17 Контроль загазованности в колодцах, в том числе водопроводных и канализационных, подземных помещениях и закрытых каналах, расположенных на промышлен-

ных площадках вдоль подземных газопроводов на расстоянии до 15 м от них по обе стороны, осуществляют по графику не реже одного раза в квартал, а в первый год их эксплуатации – не реже одного раза в месяц.

5.5.18 Крышку колодца оборудуют отверстием диаметром от 20 до 30 мм для избежания скопления газа и отбора проб воздуха без спуска в колодец.

5.5.19 Работы в колодцах на объектах МГ относят к газоопасным работам и проводят в установленном порядке.

5.5.20 Утечки газа, конденсата, масла, воды, воздуха на территориях и в помещениях объектов МГ устраняют в установленные сроки.

5.5.21 На территории объектов МГ скорость движения транспортных средств ограничивают до 20 км/ч.

5.5.22 ЛЧ МГ обеспечивают вдольтрассовым проездом, сооружения и здания объектов МГ обеспечивают подъездными автодорогами для проезда автотранспортных средств и специальной техники.

Порядок проезда по территории объектов МГ определяет филиал ЭО, эксплуатирующий объект.

5.5.23 Производственные здания и сооружения содержат в работоспособном состоянии. Кровли зданий оборудуют антиобледенительными системами в соответствии с проектом.

5.5.24 Здания и сооружения объектов МГ два раза в год (весной и осенью) осматривают для выявления дефектов, а также проводят внеочередные осмотры после стихийных бедствий (землетрясения, ураганные ветры, ливни, большие снегопады и т.д.) или аварий. Результаты осмотров оформляют актами.

5.5.25 При появлении в строительных конструкциях трещин, изломов и других повреждений за ними устанавливают наблюдение с помощью маяков, инструментальных измерений и принимают необходимые меры для устранения причин повреждений.

5.5.26 В первый год эксплуатации осуществляют наблюдения за осадкой фундаментов зданий и сооружений. В дальнейшем состояние фундаментов периодически контролируют визуально, при необходимости – инструментальными измерениями.

5.5.27 Газопроводы и другие коммуникации, проходящие через стены производственных зданий, должны иметь уплотнения, выполненные в соответствии с проектом. Конструкция уплотнения прохода газопровода через стену должна обеспечивать возможность периодического контроля технического состояния тела трубы.

5.5.28 Фундаменты оборудования защищают от воздействия на них масла, газового конденсата и других жидкостей.

5.5.29 Для поддержания нормального эксплуатационного состояния зданий и сооружений:

- обеспечивают своевременное техническое обслуживание и ремонт;
- поддерживают в исправном состоянии основное и аварийное освещение, системы вентиляции и отопления;
- следят за исправным состоянием теплозащитного покрытия трубопроводов;
- поддерживают в работоспособном состоянии инженерные коммуникации.

В стенах зданий и сооружений не допускают:

- пробивку отверстий и проемов;
- установку, подвеску и крепление технологического оборудования, подъемно-транспортных средств, трубопроводов, не предусмотренных проектом.

Дополнительные нагрузки, устройство проемов допускают после внесения изменений в проект.

5.5.30 Металлические конструкции стен и перегородок защищают от коррозии.

5.5.31 Сигнально-предупредительную и опознавательную окраску трубопроводов и оборудования выполняют и поддерживают в соответствии с ГОСТ 14202, а дымовых и вентиляционных труб – в соответствии с ПБ 03-445-02 [20].

5.5.32 Порядок поддержания ИТСО в исправном состоянии, порядок и периодичность их проверки устанавливает структурное подразделение ОАО «Газпром», ответственное за охрану объектов МГ, и возлагает ответственность на подразделение ЭО по защите корпоративных интересов. ЭО по договору подряда может возложить эти обязанности на специализированную организацию, согласованную со структурным подразделением ОАО «Газпром», ответственным за охрану объектов МГ.

5.6 Газопроводы

5.6.1 Для ЛЧ МГ и газопроводов КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС, а также аварийного запаса применяют трубы и СДТ, разрешенные к применению в ОАО «Газпром».

5.6.2 Применение труб и СДТ, не имеющих сертификатов или паспортов, подтверждающих их соответствие требованиям стандартов и технических условий, запрещено.

5.6.3 Техническое обслуживание и ремонт ЛЧ МГ и газопроводов КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС выполняют соответствующие службы/подразделения филиалов ЭО или специализированные организации по плану-графику, взаимосвязанному со сроками ремонта технологического оборудования.

5.6.4 Диагностические работы на ЛЧ МГ и газопроводах КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС осуществляют специализированные организации или технические службы ЭО.

5.6.5 На ЛЧ МГ и газопроводах КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС при выполнении работ по диагностированию применяют оборудование и технологии, разрешенные ОАО «Газпром».

5.6.6 Отчетные материалы по диагностическим и ремонтным работам на ЛЧ МГ и газопроводах КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС заносят в электронную информационную систему ОАО «Газпром» в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

5.6.7 Подключение новых газопроводов к действующим выполняют по техническим условиям ОАО «Газпром».

5.6.8 Подключение отводов к газопроводам, находящимся под давлением, допускают по специальной технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-116.

5.6.9 Дефекты труб и соединительных деталей трубопроводов ЛЧ МГ и газопроводов КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС, выявленные в процессе эксплуатации, подлежат устранению. Сроки и методы устранения дефектов определяет ЭО в зависимости от их параметров и условий эксплуатации.

5.6.10 Работы по предупреждению и ликвидации кристаллогидратных пробок выполняют в соответствии с мероприятиями, разрабатываемыми ЭО.

5.6.11 В МГ подают осушенный и очищенный газ в соответствии с требованиями ОСТ 51-40.

5.7 Трубопроводная арматура

5.7.1 На ЛЧ МГ и газопроводах КС, ПХГ, ГРС, СОГ и ГИС эксплуатируют ТПА, разрешенную к применению в ОАО «Газпром».

5.7.2 ТПА и приводы применяют в строгом соответствии с их назначением в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации и характеристик надежности.

5.7.3 Техническое и методическое руководство эксплуатацией ТПА осуществляют производственные отделы по эксплуатации ЭО по направлениям деятельности.

5.7.4 Техническое обслуживание, ремонт и диагностическое обследование ТПА выполняют соответствующие службы/подразделения филиалов ЭО или специализированные организации по утвержденному плану-графику, взаимосвязанному со сроками ремонта основного технологического оборудования.

5.7.5 Установку, монтаж, наладку и эксплуатацию ТПА выполняют в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации, перед установкой проводят испытания и ревизию с оформлением акта.

5.7.6 ТПА имеет маркировку производителя, указатель положения затвора и нумерацию в соответствии с приложениями Д, Е. Предохранительную арматуру снабжают биркой с указанием давления срабатывания, даты настройки и даты очередной проверки. Обратную и

регулирующую арматуру монтируют в соответствии с направлением потока газа, указанным стрелкой на корпусе.

5.7.7 Для управления запорной арматурой применяют приводы различных конструкций и способов управления. Приводы оснащают надписями и обозначениями по управлению ТПА. На ручном (механическом) приводе стрелками обозначают направления «открыто» и «закрыто».

5.7.8 Приводы, изготовленные по специальному заказу, обеспечивают нормальное положение запорной арматуры «открыто» или «закрыто» при исчезновении электропитания блоков управления.

5.7.9 При эксплуатации запрещено:

- производить работы по устранению дефектов, подтяжку уплотнения, резьбовых соединений трубной обвязки и фитингов, находящихся под давлением;
- производить открытие запорной арматуры $DN \geq 500$ мм при перепаде давления газа на затворе более 0,2 МПа;
- соединять сброс газа из предохранительной арматуры разных потребителей на одну свечу;
- производить монтаж запорной арматуры после предохранительной с разным давлением;
- использовать ТПА в качестве опор;
- применять для управления ТПА рычаги, удлиняющие плечо рукоятки или маховика, не предусмотренные инструкцией по эксплуатации;
- применять удлинители к ключам для крепежных деталей;
- вскрывать крышку корпуса конечных выключателей без снятия напряжения с питающей электрической линии;
- эксплуатировать опломбированную ТПА при поврежденных гарантийных пломбах;
- производить перестановку приводов от давления сжатого газа из переносных баллонов;
- применять устройства с открытым пламенем или взрывоопасные газы для обогрева узлов арматуры, блока управления, импульсных трубок и т.д. (обогрев производится подогретым воздухом, паром или электротенами во взрывобезопасном исполнении);
- стравливать импульсный газ или переставлять арматуру во время грозы;
- дросселировать газ при частично открытом затворе запорной арматуры, установленной на обводных и выпускных газопроводах.

5.7.10 Гидросистемы пневмо- и электрогидравлических приводов ТПА демпферной жидкостью заправляет производитель с указанием марки заправленной демпферной жид-

кости на гидроцилиндре. При эксплуатации допускают применение аналогов демпферных жидкостей, разрешенных к применению в ОАО «Газпром». При замене демпферной жидкости гидросистему опорожняют полностью и промывают, попадание воды в системы пневмогидравлического управления в процессе эксплуатации не допускают. Марку заправленной демпферной жидкости заносят в журнал технического обслуживания и ремонта, технический паспорт и при изменении марки меняют надпись на гидроцилиндре привода.

5.7.11 Для смазки, промывки, восстановления герметичности уплотнений в запорной арматуре применяют консистентные смазки, промывочные составы и герметизирующие пасты, разрешенные к применению в ОАО «Газпром».

5.7.12 Электроприводы и узлы управления ТПА подлежат заземлению в соответствии с проектом. Эксплуатацию заземляющих устройств осуществляют в соответствии с требованиями Правил [21].

5.7.13 Надземную часть ТПА защищают от коррозионного воздействия внешней среды климатически стойким покрытием. Для защиты подземной части от грунтовой коррозии применяют разрешенное ОАО «Газпром» защитное покрытие, нанесенное, как правило, в заводских условиях.

5.7.14 Запорную арматуру на ЛЧ МГ (линейную, охранную и на перемычках), а также на узлах подключения КС (обводного, входного и выходного газопроводов) оснащают системами дистанционного и местного управления, резервирования импульсного газа, техническими манометрами для измерения давления газа до и после арматуры, трубопроводной обвязкой. Трубки отборов импульсного газа имеют изолирующие вставки перед узлами управления. При отсутствии системы дистанционного управления линейную запорную арматуру оснащают автоматом аварийного закрытия.

5.7.15 Перестановку затворов запорной арматуры на ЛЧ МГ и узлах подключения КС (обводного, входного и выходного газопроводов), за исключением аварийных случаев, осуществляют с разрешения ПДС ЭО.

5.7.16 При нормальном режиме работы газопровода затворы линейной запорной арматуры МГ – открыты, на выпускных и обводных газопроводах – закрыты. На перемычках между газопроводами положение затворов арматуры определяют в соответствии с режимом работы МГ.

5.7.17 В режиме эксплуатации ГРС регуляторы давления газа – открыты. Затворы запорной арматуры на обводных газопроводах – закрыты.

5.7.18 Работоспособность ТПА проверяют в соответствии с эксплуатационной документацией с оформлением акта. Затворы линейной запорной арматуры многониточных газопроводов полностью переставляют в положение «закрыто» – «открыто» два раза в год: при

подготовке объектов к осенне-зимнему и весеннему периоду эксплуатации; однониточных – при плановой остановке газопровода, один раз в год; охранные краны ГРС переставляют не более чем на 30 %, при плановой остановке ГРС – полностью, узлов подключения КС (обводного, входного и выходного газопроводов) – один раз в год при плановой остановке цеха.

Системы линейной телемеханики и резервирования импульсного газа проверяют одновременно с ТПА.

5.7.19 Обратная арматура технологической обвязки КС не реже одного раза в год подлежит вскрытию и внутреннему осмотру, если это предусмотрено конструкцией арматуры.

5.7.20 Территорию крановых площадок защищают от поверхностных вод, планируют и покрывают неткаными материалами (в случае необходимости, определяемой проектом), засыпают твердым сыпучим материалом (гравий, щебень и т.п.), на ограждении вывешиваются утвержденные технологические схемы. Территорию вокруг крановых площадок на расстоянии 5 м от ограждения освобождают от растительности. Крановые площадки узлов подключения КС имеют подъездную дорогу с твердым покрытием.

5.7.21 Линейные крановые узлы, узлы запуска и приема ВТУ оборудуют постоянными сигнализаторами их прохождения.

5.7.22 Объемы, условия хранения, переконсервацию, порядок использования и обновления ТПА аварийного запаса определяют в соответствии с нормами ОАО «Газпром».

5.7.23 ТПА с истекшим сроком хранения перед монтажом испытывают на герметичность и работоспособность с оформлением акта соответствия герметичности арматуры требованиям НД.

5.7.24 Демонтированную ТПА после дефектовки направляют в специализированные ремонтные организации, либо она подлежит списанию. Узлы ТПА, вышедшие из строя или отработавшие свой ресурс, передают специализированным организациям по переработке материалов.

5.7.25 Перечень технической документации по эксплуатации ТПА включает заводской паспорт (для арматуры DN 50 мм и более – на каждую единицу, DN менее 50 мм – на партию), руководство по эксплуатации, журнал (формуляр) по техническому обслуживанию и ремонту.

5.7.26 Отчетные материалы по техническому обслуживанию, ремонту и диагностическому обследованию ТПА заносят в электронную информационную систему ОАО «Газпром» в соответствии с Регламентом [2] и Концепцией [3].

5.8 Организация работ по локализации аварий и инцидентов и ликвидации их последствий на объектах магистральных газопроводов

5.8.1 Для организации работ по локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий разрабатывают и утверждают ПЛА, приведенный в приложении Ж, издают приказы на проведение аварийно-восстановительных работ.

5.8.2 Персонал филиалов ЭО при авариях и инцидентах на объектах обязан:

- сообщить диспетчеру филиала ЭО сведения о происшествии;
- выполнить действия согласно ПЛА;
- принять меры по локализации места аварии, обеспечению нормальной работы исправного оборудования;
- осуществлять необходимые действия по поддержанию заданного режима работы объектов МГ и подаче газа потребителям.

5.8.3 Об авариях на объектах МГ ЭО извещает ОАО «Газпром» в соответствии с И.1 (приложение И), страховую организацию и другие организации согласно Порядку [22], ВРД 39-1.2-054-2002 [4].

5.8.4 Определение аварийного участка объекта МГ и его локализацию (отключение от действующих газопроводов, сброс газа) производят диспетчерские службы филиалов ЭО с применением средств телемеханики или направлением аварийных бригад.

5.8.5 Руководство работами по ликвидации последствий аварии осуществляет назначенное приказом ЭО ответственное лицо (руководитель, технический руководитель, заместитель руководителя филиала ЭО, представитель ЭО).

5.8.6 Задачи ЭО и их филиалов при возникновении аварии:

- отключение аварийного участка объекта МГ со стравливанием газа;
- оповещение, сбор и выезд аварийных бригад;
- предупреждение потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объема;
- принятие необходимых мер по организации оптимального режима работы объектов МГ;
- принятие необходимых мер по предотвращению нахождения в зоне аварии лиц, не задействованных в работах по ее ликвидации;
- обеспечение безопасности близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечений с газопроводами, а также гражданских и промышленных объектов на основе ПЛА, в котором конкретизирована расстановка постов охраны места аварии, участки, обозначаемые сигнальной лентой, места установки предупредительных знаков и т.д.

5.8.7 Руководство работами по ликвидации инцидентов осуществляет ответственный руководитель работ, назначаемый приказом по филиалу ЭО.

5.8.8 ЭО предусматривает в договорах подряда привлечение персонала и техники специализированных организаций, выполняющих плановые работы на объектах МГ, для ликвидации последствий аварий и инцидентов.

5.8.9 Время (продолжительность) сбора аварийных бригад в рабочее и нерабочее время устанавливает ЭО и отражает в ПЛА.

5.8.10 Персонал, прибывший к месту аварии или инцидента на ЛЧ МГ, обязан:

- уточнить место и характер повреждений;
- сообщить диспетчеру филиала ЭО о месте и ориентировочных размерах повреждений, возможности подъездов и проездов, наличии и состоянии расположенных в непосредственной близости ЛЭП, нефтепродуктопроводов, железных и автомобильных дорог и другие необходимые сведения.

5.8.11 К ликвидации последствий аварии приступают после ее локализации, организации устойчивой радиосвязи, получения сообщений об организации постов на ТПА, отключающей аварийный участок от действующего газопровода, и принятия дополнительных мер по предотвращению ошибочной или самопроизвольной ее перестановки.

5.8.12 После завершения аварийно-восстановительных работ ЭО проводит:

- вытеснение газозадушенной смеси из восстановленного участка газопровода;
- заполнение и испытание на герметичность восстановленного участка газопровода природным газом в соответствии с СТО Газпром 14;
- пуск объекта в работу;
- снятие постов по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии.

5.9 Сварка и контроль качества сварных соединений

5.9.1 Сварочные работы (включая подготовительные) на эксплуатируемых или выведенных в ремонт участках газопроводов выполняют в соответствии с требованиями стандартов СТО Газпром 2-2.2-136, СТО Газпром 2-2.3-137, СТО Газпром 2-2.2-115, СТО Газпром 14, СТО Газпром 2-2.3-116, СТО Газпром 2-2.3-159.

5.9.2 До начала работ по ремонту газопроводов специализированные организации или структурные подразделения ЭО (филиалы ЭО), выполняющие сварочные работы при ремонте газопроводов, проводят производственную аттестацию технологий сварки, применяемых при ремонте газопроводов в соответствии с требованиями РД 03-615-03 [23] и стандартов, указанных в 5.9.1.

5.9.3 Сварку контрольных сварных соединений при производственной аттестации технологий сварки выполняют аттестованные сварщики и специалисты сварочного производства

с применением аттестованных сварочных материалов и аттестованного сварочного оборудования в соответствии с требованиями ПБ 03-273-99 [24], РД 03-495-02 [25], РД 03-613-03 [26], РД 03-614-03 [27].

5.9.4 Контроль качества контрольных сварных соединений при производственной аттестации технологий сварки выполняют аттестованные специалисты неразрушающего контроля аттестованных лабораторий неразрушающего контроля в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 [28], ПБ 03-372-00 [29].

5.9.5 Контроль качества вновь сваренных соединений при ремонте газопроводов, участков труб и сварных соединений, отремонтированных сваркой, а также сварных соединений газопроводов, находящихся в эксплуатации, выполняют в соответствии с требованиями стандарта СТО Газпром 2-2.4-083.

5.10 Теплоснабжение, водоснабжение, канализация, вентиляция и газоснабжение

5.10.1 Общие положения

5.10.1.1 Системы теплоснабжения, водоснабжения, канализации, вентиляции и газоснабжения предназначены для безопасного, надежного и бесперебойного обеспечения функционирования объектов МГ ОАО «Газпром».

Эксплуатацию вышеперечисленных систем производят в соответствии с требованиями Федеральных законов, НД, стандартов, а также руководящих документов ОАО «Газпром».

5.10.1.2 Ответственность за техническое состояние систем теплоснабжения, водоснабжения, канализации, вентиляции и газоснабжения возлагают на руководителей соответствующих цехов, участков, служб, групп, бригад приказом по филиалу ЭО.

5.10.2 Теплоснабжение

5.10.2.1 Эксплуатацию систем теплоснабжения производят в соответствии с ПБ 03-445-02 [20], Правилами [30], Правилами [31]. В случае эксплуатации систем теплоснабжения, поднадзорных федеральным органам надзора Российской Федерации, руководствуются ПБ 10-574-03 [32], ПБ 10-573-03 [33].

5.10.2.2 Теплоснабжение производственных объектов осуществляют от следующих источников: водогрейных или паровых отопительных котельных, утилизационных теплообменников газотурбинных ГПА, газовых воздухоподогревателей и других средств индивидуального нагрева в соответствии с проектом.

5.10.2.3 При эксплуатации тепловых сетей обеспечивают подачу теплоносителя с параметрами, соответствующими температурному графику в подающем и обратном трубопроводах на выводе из теплоисточника и перепаду давления в подающем и обратном трубопроводах на вводе к потребителю.

5.10.2.4 При эксплуатации тепловых сетей необходимо:

- поддерживать в исправном состоянии все оборудование, строительные и другие конструкции тепловых сетей, проводя своевременно их осмотр и ремонт;
- наблюдать за работой компенсаторов, опор, арматуры, дренажей, воздушников, контрольно-измерительных приборов и других элементов оборудования, своевременно устраняя выявленные дефекты и неплотности;
- выявлять и восстанавливать разрушенное теплозащитное и защитное покрытия;
- удалять скапливающуюся в каналах и камерах воду и предотвращать попадание грунтовых и верховых вод;
- отключать неработающие участки сети;
- своевременно удалять воздух из теплопроводов через воздушники, не допускать присоса воздуха в тепловые сети, поддерживая постоянно необходимое избыточное давление во всех точках сети и системах теплоснабжения;
- поддерживать чистоту в камерах и проходных каналах, не допускать пребывания в них посторонних лиц;
- принимать меры к предупреждению, локализации и ликвидации аварий и инцидентов в работе тепловой сети;
- осуществлять контроль за коррозией.

5.10.2.5 При эксплуатации тепловых сетей среднегодовая утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 2,5 % от среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения. Фактический расход подпиточной воды определяют с помощью приборов учета на каждом узле подпитки тепловых сетей. При утечке теплоносителя, превышающей установленные нормы, принимают меры к обнаружению места утечек и их устранению.

5.10.2.6 Работы по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии проводят специализированные организации. Эксплуатацию средств защиты от коррозии и коррозионные измерения выполняют в соответствии с НД.

5.10.2.7 Подпитку тепловой сети производят умягченной деаэрированной водой, качественные показатели которой соответствуют требованиям к качеству сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов в зависимости от вида источника теплоты и системы теплоснабжения.

5.10.2.8 После завершения строительно-монтажных работ (при новом строительстве, модернизации, реконструкции), капитального или текущего ремонта, а также в процессе эксплуатации не позже чем за две недели после окончания отопительного сезона трубопроводы тепловых сетей подвергают гидравлическим испытаниям на прочность и плотность.

5.10.2.9 Ввод тепловых сетей в эксплуатацию после монтажа, капитального или текущего ремонта, а также любые испытания тепловых сетей или их отдельных элементов и конструкций выполняют по программе, утвержденной техническим руководителем ЭО.

5.10.2.10 Помимо испытаний на прочность и плотность один раз в пять лет проводят испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, тепловые и гидравлические потери. Испытания тепловых сетей выполняют отдельно.

5.10.2.11 Для контроля за состоянием подземных теплопроводов, теплозащитных и строительных конструкций периодически проводят шурфовки на тепловой сети по ежегодно составляемому плану, утверждаемому ответственным лицом (техническим руководителем) ЭО (филиала ЭО). Количество ежегодно проводимых шурфовок устанавливают в зависимости от протяженности сети, способов прокладок и теплозащитных конструкций, количества ранее выявленных коррозионных повреждений труб, результатов испытаний на наличие потенциала блуждающих токов. На 1000 м трассы предусматривают не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки начинают с третьего года эксплуатации.

5.10.2.12 При шурфовом контроле производят осмотр защитных покрытий трубопровода под изоляцией и строительных конструкций. При наличии заметных следов коррозии необходимо зачистить поверхность трубы и произвести замер толщины стенки трубопровода с помощью ультразвукового толщиномера или дефектоскопа.

При результатах измерений, вызывающих сомнения, и при выявлении утонения стенки на 10 % и более необходимо произвести контрольные засверловки и определить фактическую толщину стенки. При выявлении местного утонения стенки на 10 % от проектного (первоначального) значения эти участки подвергают повторному контролю в ремонтную кампанию следующего года. Участки с утонением стенки трубопровода на 20 % и более подлежат замене. По результатам осмотра составляют акт.

5.10.2.13 Для контроля состояния оборудования тепловых сетей и тепловой изоляции, режимов их работы проводят обходы теплопроводов и тепловых пунктов по графику. Частоту обходов устанавливают не реже одного раза в неделю в течение отопительного сезона и одного раза в месяц в межотопительный период. Тепловые камеры необходимо осматривать не реже одного раза в месяц, камеры с дренажными насосами – не реже двух раз в неделю. Проверка работоспособности дренажных насосов и автоматики их включения обязательна при каждом обходе. Результаты осмотра заносят в журнал дефектов тепловых сетей в соответствии с Правилами [30].

Дефекты, угрожающие аварией и инцидентом, устраняют немедленно. Сведения о дефектах, которые не представляют опасности с точки зрения надежности эксплуатации тепловой сети, но которые нельзя устранить без отключения теплопроводов, заносят в журнал об-

хода и осмотра тепловых сетей, а для ликвидации этих дефектов при ближайшем отключении трубопроводов или при ремонте – в журнал текущих ремонтов.

5.10.2.14 В водяных тепловых сетях осуществляют систематический контроль за внутренней коррозией трубопроводов путем анализов сетевой воды, а также по индикаторам внутренней коррозии, установленным в наиболее характерных точках тепловых сетей. Проверку индикаторов внутренней коррозии осуществляют в ремонтный период.

5.10.2.15 Неработающие тепловые сети, заполненные деаэрированной водой, находятся под избыточным давлением не ниже 0,05 МПа в верхних точках трубопроводов.

5.10.2.16 Ремонт тепловых сетей производят в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных испытаний на прочность и плотность.

5.10.3 Водоснабжение и канализация

5.10.3.1 Объекты ВК эксплуатируют в соответствии с настоящим стандартом, производственными инструкциями, составленными на основе инструкций производителей по эксплуатации оборудования, Правилами [34], ПОТ РМ 025-2002 [35].

5.10.3.2 Персонал, обслуживающий объекты ВК, осуществляет ежегодный контроль за состоянием канализационных сетей и колодцев, а также следит за состоянием оборудования и систем, обеспечивающих: бесперебойное водоснабжение качественной водой объектов МГ; эффективную и бесперебойную работу водозаборных и водоочистных сооружений, водопроводной сети, резервуаров, водонапорных башен, насосных станций, а также канализационных сетей и сооружений для очистки хозяйственных и производственных сточных вод.

Фактический расход воды определяют с помощью приборов учета на каждом объекте водоснабжения.

5.10.3.3 Персонал, обслуживающий объекты ВК, проходит медосмотр в установленном порядке.

5.10.3.4 Вода, подаваемая на хозяйственно-бытовые нужды, должна удовлетворять требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 [36]. Периодичность и методы контроля воды, подаваемой на бытовые нужды, согласовывают с местными органами санитарного надзора.

5.10.3.5 Водозаборные сооружения на реках и озерах, а также артезианских скважинах эксплуатируют в соответствии с требованиями санитарного надзора и условиями водопользования.

5.10.3.6 Доступ посторонних лиц к колодцам и резервуарам воды для хозяйственно-бытовых нужд исключают.

5.10.3.7 Арматуру, трубопроводы, сосуды с водой защищают от замерзания.

5.10.3.8 Резервуары для хранения воды подвергают очистке один раз в год с последующим хлорированием.

5.10.3.9 Вода, используемая в системе оборотного водоснабжения и для подпитки в системе теплоснабжения, должна соответствовать техническим условиям производителя оборудования и нормам, установленным для тепловых сетей и оборудования.

5.10.3.10 На циркуляционных насосах, находящихся в резерве, задвижки должны быть в открытом положении, обратные клапаны – исправны.

5.10.3.11 Введенные в эксплуатацию и вводимые в эксплуатацию после ремонта участки водопроводов и насосы для питьевой воды перед включением их в действующие коммуникации предварительно обрабатывают хлорной известью с составлением акта.

5.10.3.12 Воздушные ресиверы и предохранительные клапаны эксплуатируют в соответствии с НД.

5.10.3.13 Оборудование и системы ВК перед принятием в эксплуатацию испытывают в полном объеме в соответствии с НД.

5.10.4 Вентиляция

5.10.4.1 Вентиляционные системы и установки эксплуатируют в соответствии с настоящим стандартом, производственными инструкциями, составленными на основе инструкций производителей.

5.10.4.2 Система вентиляции в процессе эксплуатации обеспечивает температуру воздуха, кратность и нормы воздухообмена в различных помещениях в соответствии с установленными требованиями.

5.10.4.3 Вентиляционные системы и установки содержат в исправном состоянии и поддерживают в помещениях и рабочих зонах параметры воздушной среды (температуру, влажность, запыленность, кратность воздухообмена, скорость воздуха) в соответствии с санитарными и технологическими требованиями.

В процессе эксплуатации агрегатов воздушного отопления, систем приточной вентиляции следует:

- осматривать оборудование систем, приборы автоматического регулирования, контрольно-измерительные приборы, арматуру, конденсатоотводчики не реже одного раза в неделю;

- проверять исправность контрольно-измерительных приборов, приборов автоматического регулирования по графику;

- вести ежедневный контроль за температурой, давлением теплоносителя, воздуха до и после калорифера, температурой воздуха внутри помещений в контрольных точках с записью в оперативном журнале.

При обходе следует:

- обращать внимание на положение дросселирующих устройств, плотность закрытия дверей вентиляционных камер, люков в воздуховодах, прочность конструкции воздуховодов,

смазку шарнирных соединений, бесшумность работы систем, состояние виброоснований, мягких вставок вентиляторов, надежность заземления;

- проверять исправность запорной и регулирующей арматуры, герметичность прокладок фланцевых соединений;

- производить замену масла в масляном фильтре при увеличении его сопротивления на 50 %;

- производить очистку калорифера пневматическим способом (сжатым воздухом), а при слежавшейся пыли – гидropневматическим способом или продувкой паром. Периодичность продувки должна быть определена в инструкции по эксплуатации. Очистка калорифера перед отопительным сезоном обязательна.

5.10.4.4 Техническое обслуживание, ремонт и испытания вентиляционных установок и систем на эффективность осуществляют в соответствии с планами-графиками и оформляют техническими актами. Испытания на эффективность систем местной вентиляции, аварийной вентиляции и общеобменной вентиляции газоопасных объектов проводят не реже одного раза в год, испытания на эффективность систем общеобменной вентиляции остальных объектов – не реже одного раза в три года.

5.10.5 Газоснабжение

5.10.5.1 Подачу газа в распределительные сети осуществляют в соответствии с требованиями настоящего стандарта, Федеральных законов, иных нормативных правовых актов и НД в области промышленной безопасности в соответствии с Федеральным законом [37], ПБ 12-529-03 [38].

5.10.5.2 Природные газы, подаваемые потребителям, должны соответствовать требованиям государственного стандарта и/или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

Газ, подаваемый на вновь проектируемые, строящиеся и действующие объекты площадок КС, оборудованных системами контроля загазованности с выводом сигнала на пульт оператора или при организации регулярного инструментального контроля загазованности обученным персоналом специальными приборами в соответствии с утвержденным графиком, а также проектируемых и строящихся объектов в случаях оснащения их отсекающими при появлении загазованности автоматическими устройствами отключения газа, не подлежит одоризации.

Пункты контроля, периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха газа (степень одоризации) определяют в соответствии с ГОСТ 22387.5 с записью результатов проверки в журнале и в соответствии с НД. Техническое диагностирование осуществляют в целях

определения технического состояния газопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации на основании проведенной экспертизы.

5.10.5.3 Подача газа на газопотребляющие установки и оборудование по системам газоснабжения без учета расхода, количества и контроля качества природного газа запрещено. Метод определения расхода и количества газа, а также периодичность определения его качества определяет договор или техническое соглашение.

5.11 Физическая защита объектов и сооружений

5.11.1 Комплекс сил и средств, входящих в систему физической защиты, должен обеспечивать непрерывную, надежную защиту объекта МГ и персонала от преступных посягательств.

Структура системы охраны объектов и сооружений МГ, включая их оборудование ИТСО, определяется в соответствии с требованиями нормативных документов по охране объектов ОАО «Газпром».

5.11.2 Объекты МГ, подлежащие защите с использованием ИТСО:

- ЛЧ, включая узлы запуска и приема ВТУ, крановые узлы, средства активной защиты системы электрохимической защиты, конденсаторосборники и устройства для ввода метанола, узлы редуцирования газа, переходы через естественные и искусственные препятствия;

- КС, включая узлы подключения и склады метанола, СОГ, ГРС, газораспределительные пункты, ГИС, узлы замера расхода газа;

- ПХГ;

- сооружения связи, в том числе линейные узлы связи, радиорелейные станции;

- здания и сооружения объектов МГ, в том числе административно-хозяйственные объекты.

5.11.3 Объекты, подлежащие охране с использованием мобильных групп:

- ЛЧ, включая газопроводы, газопроводы-отводы, ГРС, ГИС, узлы запуска и приема ВТУ, узлы редуцирования газа, узлы замера расхода газа, средства активной защиты системы электрохимической защиты, узлы подключения, крановые узлы, крановые площадки и воздушные переходы;

- сооружения связи, включая линейные узлы связи, радиорелейные станции;

- ПХГ (газовые промыслы с внутрипромысловыми трубопроводами и комплексы скважин с подземными и устьевым оборудованием; газопроводы подключения к МГ).

Патрулирование осуществляют с использованием вертолетов, транспортных средств повышенной проходимости, специального водного транспорта и беспилотных летательных аппаратов.

5.12 Подготовка магистральных газопроводов к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка

5.12.1 ЭО разрабатывает планы подготовки объектов МГ к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка.

5.12.2 Службы филиала ЭО разрабатывают мероприятия по реализации плана подготовки объектов МГ к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка. Особое внимание уделяют обеспечению работоспособности систем пожаротушения, водо-, тепло- и электроснабжения, аварийного освещения, наличию запасов горючесмазочных материалов, в том числе зимних сортов, отсутствию утечек газа, воды, масла и других рабочих жидкостей.

5.12.3 При подготовке объектов МГ к эксплуатации в осенне-зимний период:

- ЭО приказом назначает комиссию/комиссии по проверке готовности с привлечением по согласованию представителей территориальных подразделений организации ОАО «Газпром», осуществляющей контроль и надзор за эксплуатацией объектов МГ ОАО «Газпром», и при необходимости работников проектных, ремонтных и наладочных организаций ОАО «Газпром»;

- по результатам проверок составляют акты проверок, в случае выявления нарушений составляют мероприятия по их устранению;

- ЭО выдает филиалу ЭО «Паспорт готовности к работе объекта в осенне-зимний период» (далее – паспорт готовности) после выполнения мероприятий;

- паспорт готовности подписывают председатель, члены комиссии и утверждает руководитель ЭО. Лица, подписывающие паспорт готовности, вносят полные и достоверные сведения в акт проверки;

- по итогам работы комиссии/комиссий ЭО уведомляет ОАО «Газпром» о выдаче паспортов готовности;

- ОАО «Газпром» проводит выборочную проверку готовности ЭО к эксплуатации объектов МГ в осенне-зимний период.

5.12.4 В план подготовки объектов и сооружений МГ к эксплуатации в условиях весеннего паводка включают:

- подготовку аварийной техники, проверку ТПА;

- создание временных опорных пунктов в труднодоступных местах трассы газопровода, оснащенных необходимой техникой и материалами;

- создание необходимых запасов ГСМ и метанола;

- проверку и при необходимости устройство водоотводов и водопропусков;

- очистку водопропускных, водоотводящих и других сооружений от наносов, снега и льда;
- ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;
- ремонт мостов через реки и ручьи;
- ремонт лежневых дорог;
- подготовку средств передвижения по воде;
- размещение дежурных постов на особо ответственных участках для своевременного обнаружения угрозы повреждения газопровода и его сооружений;
- организацию связи;
- другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойной работы газопровода во время паводка.

5.12.5 По завершению паводкового периода осуществляют, в течение календарного месяца, осмотры ЛЧ МГ, фундаментов зданий и сооружений, территорий производственных площадок объектов МГ с составлением дефектных ведомостей.

6 Линейная часть

6.1 Общие требования

6.1.1 Требования настоящего раздела распространяются на ЛЧ МГ, состоящую из газопроводов (газопроводов-отводов) с ответвлениями и лупингами, ТПА, переходами через естественные и искусственные препятствия, расходомерными пунктами, узлами пуска и приема ВТУ, пунктов регулирования давления газа, конденсатосборников и устройств для ввода метанола, емкостей для разгазирования конденсата, установок электрохимической защиты газопроводов от коррозии, линий и сооружений оперативно-технологической и диспетчерской связи, устройств контроля и автоматики, систем телемеханики, систем электроснабжения линейных потребителей, противопожарных средств, ИТСО, противоэрозионных и защитных сооружений, зданий и сооружений (дороги, вертолетные площадки, дома линейных обходчиков и т.п.), знаков безопасности и знаков закрепления трассы.

6.1.2 ЛЧ МГ предназначена для транспортировки газа. Для обеспечения транспортировки газа предусматривают выполнение основных технологических операций:

- очистку полости МГ от твердых и жидких примесей посредством пропуска очистных устройств;
- ввод при необходимости метанола в полость ЛЧ МГ с целью предотвращения образования газогидратов или их разрушения;
- перепуск газа между отдельными газопроводами по внутрисистемным или межсистемным перемычкам, отключение и ввод в работу отдельных участков газопроводов.

6.1.3 Эксплуатационную надежность ЛЧ МГ обеспечивают:

- контролем состояния газопроводов ЛЧ обходами, объездами, облетами трассы с применением технических средств;
- поддержанием в работоспособном состоянии газопроводов ЛЧ за счет технического обслуживания, выполнения диагностических и ремонтно-профилактических работ, реконструкции;
- модернизацией и реновацией морально устаревшего и изношенного оборудования;
- соблюдением требований к охраняемым зонам и минимальным расстояниям до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений согласно требованию Правил [14], СТО Газпром 2-2.1-249, СНиП 2.05.06-85* [9], ВСН 51-1-80 [15].

6.1.4 Филиалы ЭО составляют технические паспорта на участки газопроводов в границах обслуживания. Технический паспорт участка МГ составляют по установленной форме в соответствии с приложением К и хранят у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию газопровода, назначенного приказом по филиалу ЭО.

В технические паспорта участка МГ вносят проектные характеристики и сведения о проведенных диагностических обследованиях, ремонтно-профилактических, аварийно-восстановительных работах, капитальных ремонтах и реконструкции газопроводов в течение месяца после оформления документации на выполненные работы.

6.2 Оформление линейной части

6.2.1 ЛЧ газопроводов обозначают на местности знаками закрепления в соответствии с приложением Л на прямых участках в пределах видимости, но не реже чем через 1000 м, а также на углах поворота газопроводов в горизонтальной плоскости. Многониточные МГ обозначают знаками закрепления, устанавливаемыми в границах охранной зоны газопроводов в пределах видимости от газопроводов. Знаки закрепления устанавливают по данным геодезического позиционирования, на знаках наносят сквозной километраж по титульному наименованию газопровода.

6.2.2 Знаки устанавливают на столбиках высотой от 1,5 до 2,0 м. Для установки знаков можно использовать КИП катодной защиты ЭХЗ, опоры высоковольтных линий электропередачи. Столбики окрашивают в оранжевый или ярко-желтый цвет, в случае установки знаков на опоры ЛЭП их окрашивают в соответствующий цвет до высоты установки знака.

На землях сельскохозяйственного пользования знаки устанавливают только на границах полей, лесопосадок.

6.2.3 В местах пересечения газопроводов с железными дорогами всех категорий устанавливают знаки «Осторожно! Газопровод» в соответствии с приложением М, с автомобильными дорогами всех категорий устанавливают знаки «Осторожно! Газопровод» и «Остановка запрещена» в соответствии с приложениями М, Н.

На многониточных переходах обозначают крайние газопроводы с обеих сторон автомобильных и железных дорог.

6.2.4 Границы зон обслуживания газопроводов между ЭО, а также между филиалами ЭО обозначают знаками в соответствии с приложением П.

6.2.5 Установку соответствующих дорожных знаков в местах пересечения газопровода с автомобильными и железными дорогами производит организация – владелец дороги по заявке филиала ЭО. В местах неорганизованных переездов через газопроводы ЭО устанавливают знак «Газопровод. Переезд запрещен» в соответствии с приложением Р.

6.2.6 Переходы газопроводов через водные преграды на обоих берегах и места пересечения газопроводов с другими надземными и подземными коммуникациями обозначают знаками «Закрепление трассы газопровода на местности» и «Осторожно! Газопровод» в соответствии с приложениями Л, М.

6.2.7 На обоих берегах судоходных рек и водоемов на расстоянии 100 м выше и ниже по течению от крайних газопроводов подводного перехода устанавливают запрещающие знаки «Якоря не бросать» и сигнальные огни в соответствии с требованиями ГОСТ 26600. Сигнальные знаки устанавливает филиал ЭО по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управлениями каналов) и вносятся последними в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты.

6.2.8 Надземные переходы оборудуют конструкциями, исключающими перемещение посторонних лиц по газопроводу, и устанавливают знаки «Осторожно! Газопровод» и «Газ! Вход запрещен» в соответствии с приложениями М, С.

6.2.9 При прокладке МГ в тоннелях компенсаторы перед входом в тоннель перекрывают железобетонными укрытиями для защиты газопровода от камнепадов. Входы газопровода в тоннель закрывают ограждениями для исключения возможности проникновения посторонних лиц в тоннель. На ограждении устанавливают знаки: «Газ! Вход запрещен» и «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» в соответствии с приложениями С, Т.

6.2.10 На наружной стороне ограждений крановых узлов, узлов приема–пуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, устройств аварийного сбора конденсата устанавливают знак «Газ! Вход запрещен», а также информационную табличку с указанием ЭО, филиала ЭО и телефона филиала ЭО в соответствии с приложением С и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» в соответствии с приложением Т.

6.2.11 В местах выявленных утечек газа устанавливают знак «Осторожно! Газ», а также информационную табличку с указанием ЭО, филиала ЭО и телефона филиала ЭО в соответствии с приложением У и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» в соответствии с приложением Т.

6.2.12 Знаки, соответствующие приложениям П, Р, С, Т устанавливают согласно ГОСТ Р 12.4.026.

6.2.13 Дома линейных обходчиков и аварийные машины ЛЭС укомплектовывают знаками и средствами для временного обозначения мест утечек газа, ремонтируемых и аварийных участков газопроводов.

6.2.14 Знаки в соответствии с настоящим стандартом устанавливают на вновь построенных и реконструируемых газопроводах, на действующих газопроводах знаки заменяют по мере износа ранее установленных.

6.3 Организация эксплуатации

6.3.1 Организацию технического руководства эксплуатацией газопроводов ЛЧ в ЭО возглавляет заместитель генерального директора по направлению деятельности и осуществляет производственный отдел по эксплуатации МГ (ПО ЭМГ).

6.3.2 Административное и техническое руководство эксплуатацией ЛЧ МГ в границах зоны обслуживания филиала ЭО возлагают на начальника филиала.

6.3.3 Эксплуатацию ЛЧ в филиале ЭО осуществляет ЛЭС.

6.3.4 Функции ЛЭС, ответственность, права и обязанности начальника службы определяет Положение о ЛЭС, которое разрабатывает филиал ЭО и утверждает руководитель филиала ЭО.

6.3.5 Основные функции ЛЭС:

- своевременное выполнение технического обслуживания и ремонта ЛЧ;
- поддержание в работоспособном состоянии вспомогательных сооружений, а также оборудования, механизмов и транспортных средств, применяемых при обслуживании и ремонте ЛЧ;
- обеспечение готовности и проведение работ по локализации и ликвидации последствий аварий и отказов;
- контроль за качеством выполнения работ и участие в приемке газопроводов в эксплуатацию после строительства, реконструкции, капитального ремонта;
- подключение вновь построенных, реконструированных или отремонтированных участков к действующим газопроводам;
- хранение и пополнение неснижаемого и аварийного запаса труб, оборудования и материалов;

- предотвращение загрязнения окружающей среды;
- ведение технической документации и отчетности.

6.3.6 В составе ЛЭС при необходимости по приказу ЭО создают ремонтно-эксплуатационные пункты, состав и комплектацию которых отражают в Положении о ЛЭС.

6.3.7 В состав ЛЭС могут включать участки, группы или специалистов по эксплуатации ГРС, защите от коррозии, КИПиА, телемеханике, неразрушающим методам контроля и др.

6.3.8 УАВР или АВП в составе ЭО создают для оперативного выполнения ремонтно-восстановительных и профилактических работ на ЛЧ с целью предотвращения или устранения последствий инцидентов и аварий. Места дислокации, порядок подчиненности, взаимоотношения со структурными подразделениями ЭО устанавливает Положение об УАВР, АВП, которое утверждает руководитель ЭО.

6.4 Техническое обслуживание

6.4.1 Техническое обслуживание ЛЧ осуществляют службы филиалов ЭО и/или специализированные организации. Методическое руководство техническим обслуживанием осуществляет производственный отдел ЭО.

6.4.2 Филиал ЭО, обслуживающий ЛЧ газопроводов, осуществляет:

- периодический осмотр газопроводов и сооружений ЛЧ (переходов через искусственные и естественные препятствия и пр.) для выявления утечек, неисправностей и т.д.;
- содержание в соответствии с НД трассы, охранной зоны и сооружений;
- поддержание в исправном состоянии аварийной техники, механизмов, приспособлений, своевременное их пополнение;
- подготовку газопроводов к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка;
- содержание вертолетных площадок.

6.4.3 При осмотре проверяют состояние охранной зоны и соблюдение минимальных расстояний от газопроводов, состояние переходов через искусственные и естественные преграды, наличие и состояние реперных знаков, крановые площадки и площадки аварийных запасов труб, узлы приема и пуска ВТУ, вертолетные площадки, вдольтрассовые проезды, подъезды к газопроводам, мосты, дамбы, переезды через газопроводы, водопропускные и другие сооружения, вдольтрассовые линии электропередачи и связи, сохранность трансформаторных подстанций и контрольных пунктов телемеханики, наличие знаков безопасности и закрепления трассы, знаков судоходной обстановки, пересечения газопроводов с коммуникациями сторонних организаций (ЛЭП, нефтепродуктопроводами и т.п.), наличие несанкционированных работ в охранной зоне газопроводов и др.

6.4.4 Целью осмотра является выявление нарушений требований НД и настоящего стандарта.

6.4.5 Обнаруженные нарушения и повреждения регистрируют в журналах осмотров трассы в соответствии с И.2 (приложение И).

Осмотр прекращают и принимают немедленные меры (оповещение диспетчерской службы и др.) по предотвращению аварии при обнаружении повреждений, характер и размеры которых по оценке лица, выполняющего осмотр, могут привести к аварии.

6.4.6 Сроки проведения осмотров, их периодичность и объемы устанавливают графиком, разработанным в филиале ЭО и утвержденным руководством ЭО исходя из конкретных условий эксплуатации, состояния газопровода и типов грунтов, геологических условий, давления газа, коррозионной агрессивности грунтов, наличия блуждающих токов, характера местности, времени года, а также вида патрулирования и т.д.

6.4.7 Сроки осмотра трасс газопроводов пересматривают с учетом изменения условий эксплуатации. Осмотры выполняют с использованием транспортных средств: авиа-, автотранспорта или пешим обходом. Способы осмотров устанавливает руководство филиала ЭО.

6.4.8 Воздушное патрулирование проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-344.

6.4.9 На надземных переходах осмотры выполняют три раза в год: весной – после паводка, летом – в период максимальных температур воздуха и зимой – в период минимальных температур воздуха.

6.4.10 Осмотры опор, креплений, оснований фундаментов и других конструктивных элементов, мест входа и выхода газопровода из грунта на надземных переходах, на узлах пуска и приема ВТУ, ГИС (расходомерных пунктах) проводят для выявления повреждений и отклонений от проекта. Одновременно проводят осмотр наружной поверхности газопроводов.

6.4.11 Контроль фактической глубины заложения газопровода проводят через каждые 500 м в характерных точках:

- на непахотных землях – не реже одного раза в три года;
- на пахотных – один раз в год перед весенними посевными работами.

6.4.12 Особое внимание уделяют участкам газопровода, расположенным в сложных геологических условиях, где возможны изменения рельефа местности: оползни, размывы, просадки грунта и т.п. При осмотрах таких участков контролируют переходы подземного газопровода в надземный, места возникновения эрозионных и оползневых процессов, места поворота газопровода в плане и по вертикали.

6.4.13 На участках с нарушением глубины заложения газопровода предусматривают дополнительные меры по обеспечению сохранности газопровода (обвалование и т.д.).

6.4.14 Участки газопроводов, проложенных в подвижных песках и дамбах, осматривают один раз в год.

6.4.15 В ходе осмотров проверяют водопропускные сооружения, периодически подтопляемые территории, прилегающие к газопроводам, состояние откосов, каменных набросов и облицовок в местах переходов и пересечений с водными преградами и оврагами, места возможных размывов.

6.4.16 При проведении осмотров газопроводов, проложенных через автомобильные и железные дороги в защитных футлярах (кожухах), два раза в год проводят анализ воздушной среды межтрубного пространства с помощью переносного газоанализатора на наличие утечек газа.

6.4.17 Проверку на отсутствие электрического контакта между трубой и защитным футляром проводят один раз в год.

6.4.18 Очистку полости газопровода обеспечивают выполнением необходимых технологических операций по пуску и приему ОУ и выполняют по специальной инструкции, разрабатываемой ЭО, которая предусматривает: организацию работ, технологию пуска и приема, методы и средства контроля за прохождением ОУ, требования безопасности и противопожарные мероприятия.

6.4.19 Сроки и периодичность пропуска ОУ определяют исходя из фактического гидравлического состояния участков газопровода.

6.5 Эксплуатация объектов магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

6.5.1 Требования настоящей главы распространяются на участки ЛЧ МГ и газопроводов-отводов, ограниченные линейными кранами, а также шлейфы или технологические трубопроводы КС, ГРС, ГИС, УРГ, которые отнесены к ПОО по КРН.

6.5.2 К ПОО по КРН относят объекты, на которых:

- произошли отказы (аварии или инциденты) по причине КРН;
- имеются дефекты КРН, выявленные по результатам внутритрубной дефектоскопии или другими инструментальными обследованиями.

6.5.3 На ПОО КРН проводят специальные организационные и технические мероприятия, к которым относят:

- определение необходимости снижения РРД или вывода в ремонт;
- планирование дополнительных диагностических работ на газопроводах, в том числе ВТД, с периодичностью один раз в два года;
- выделение зон по степени опасности и определение очередности проведения ремонтных работ;
- выбор методов и технологий выполнения ремонтных работ;
- мониторинг процессов КРН.

6.5.4 При невозможности проведения ВТД на ПОО КРН выполняют наземные обследования и обследования в шурфах для выявления дефектов КРН.

6.5.5 На газопроводах, проходящих в одном техническом коридоре с газопроводом, на котором произошел отказ по причине КРН, проводят обследование участков на расстоянии не менее 100 м в обе стороны от места отказа на наличие дефектов КРН.

Методы выявления ПОО КРН, а также технологии, сроки и объемы диагностических и ремонтных работ на газопроводах с дефектами КРН определяют в соответствии с НД.

6.6 Техническое диагностирование газопроводов

6.6.1 Обеспечение эксплуатационной надежности ЛЧ МГ достигают комплексом организационных и технических мероприятий, направленных на поддержание работоспособного состояния ЛЧ МГ и реализуемых в рамках централизованной системы диагностического обслуживания ЛЧ МГ ОАО «Газпром».

6.6.2 В ЭО работы по техническому диагностированию ЛЧ МГ возлагают на ПОЭ, которое организует их выполнение в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-095, СТО Газпром 2-3.5-066 и другой НД.

6.6.3 Техническое диагностирование МГ осуществляют на протяжении всего жизненного цикла до вывода объекта из эксплуатации (за исключением периода ликвидации). В течение первого года эксплуатации вновь построенных газопроводов ЭО организует проведение внутритрубного диагностирования с целью определения пространственного положения газопроводов, выявления строительных дефектов для последующего их устранения в рамках гарантийных обязательств.

6.6.4 Основными задачами ПОЭ в области контроля и диагностирования технического состояния ЛЧ МГ являются:

- планирование диагностических работ;
- организация подготовки ЛЧ МГ к проведению диагностических работ;
- контроль за выполнением диагностических работ;
- анализ технического состояния ЛЧ МГ и разработка предложений по ремонту и реконструкции по результатам диагностических обследований;
- внесение информации о результатах диагностических работ в корпоративный банк данных ОАО «Газпром».

6.6.5 Для контроля технического состояния ЛЧ МГ применяют следующие основные способы диагностирования:

- внутритрубное диагностирование, предназначенное для обнаружения дефектов в теле трубы и в сварных соединениях, контроля геометрии трубы и геодезического позиционирования;

- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации газопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование газопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- приборное и водолазное обследование подводных переходов;
- обследование газопроводов с применением контрольных нагрузок;
- другие способы обследований.

В качестве основных методов неразрушающего контроля используют:

- акустические;
- магнитные;
- оптические;
- электромагнитные;
- электрометрические;
- радиографические;
- тензометрические;
- аэрокосмические;
- геодезические (геодезическое позиционирование);
- радиолокационные с применением георадаров;
- другие методы неразрушающего контроля.

6.6.6 Работы по техническому диагностированию ЛЧ МГ проводят на основании плана проведения диагностирования газопроводов ОАО «Газпром». Для составления планов проведения диагностирования газопроводов ЭО предоставляют в ОАО «Газпром» проекты планов с указанием объема работ по диагностированию и затрат на эти работы.

6.6.7 При составлении проектов планов технического диагностирования ЛЧ МГ и установлении сроков его проведения, периодичности и объемов ЭО учитывают:

- категорию газопровода;
- срок эксплуатации газопровода;
- конструкционные особенности газопровода;
- наличие нарушений охранных зон прохождения газопровода;
- отказы на ЛЧ МГ;
- особенности района расположения газопровода;
- наличие участков МГ, относящихся к потенциально опасным и особо ответственным и сложным для диагностирования.

6.6.8 В ходе обследований ЛЧ МГ ЭО и специализированные организации могут проводить:

- выявление свищей и утечек газа;

- выявление коррозионных и эрозионных повреждений, трещин и других дефектов металла;
- определение состояния защитного покрытия;
- измерение механических напряжений металла, выявление перемещений и деформаций участков газопроводов;
- оценку технического состояния опор, креплений и других конструктивных элементов, воздушных переходов, узлов запуска-приема ВТУ, ГИС (расходомерных пунктов) и т.п.;
- оценку технического состояния подводных переходов;
- определение глубины заложения подземных газопроводов;
- оценку гидравлической эффективности, определение местных гидравлических сопротивлений;
- оценку возможностей пропуска ВТУ (для участков, где такие устройства ранее не пропускались);
- визуальную, инструментальную и приборную оценку состояния металла и защитного покрытия в шурфах и местах выхода газопровода из грунта;
- другие работы.

6.6.9 Результаты обследований оформляют документами (актами, заключениями, протоколами или др.), оригиналы которых хранят в филиале ЭО у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта МГ, копии направляют в ПОЭ ЭО и в электронную базу данных о техническом состоянии объекта.

6.6.10 Обследования выполняют с применением технических средств, оборудования и по технологиям, прошедшим аттестацию и разрешенным к применению на объектах ОАО «Газпром».

6.6.11 По результатам обследований в зависимости от технического состояния объекта МГ ЭО принимает решение о режиме его эксплуатации, необходимости проведения, сроках и объеме ремонтных работ.

6.6.12 Работники специализированной организации и ЭО, привлекаемые к диагностированию ЛЧ МГ, проходят внеочередной инструктаж по технике безопасности с обязательным рассмотрением особенностей конкретного участка газопровода.

6.6.13 В случае выявления при проведении диагностических работ на ЛЧ МГ опасных дефектов специализированная организация незамедлительно сообщает об этом ЭО для принятия мер по их устранению.

6.6.14 ЭО в присутствии представителей специализированной организации может осуществить проверку достоверности полученных результатов и освидетельствование дефектных мест с использованием других методов и средств диагностического обследования.

6.7 Подводные переходы магистральных газопроводов

6.7.1 Подводный переход МГ – переход газопровода через водную преграду, проложенный ниже уровня воды с заглублением в дно водоема, по дну в обваловке или выполненный методом ННБ. Резервирование пропускной способности газопроводов подводного перехода осуществляют в соответствии с проектом.

6.7.2 К подводным переходам относят участки пересечений МГ водных преград по следующим признакам:

- повышенная категория;
- необходимость резервирования;
- необходимость проведения подводно-технических работ при строительстве и эксплуатации.

6.7.3 Границы подводного перехода определяют проектом по отметкам ГВВ не ниже 10 % обеспеченности. На границах подводного перехода устанавливают ТПА.

6.7.4 Эксплуатацию подводных переходов осуществляют ЛЭС филиалов ЭО.

6.7.5 Основные данные о подводном переходе вносят в соответствии с приложением К в технический паспорт участка МГ, включающего данный переход.

6.7.6 На подводный переход оформляют формуляр, который включает технические характеристики подводного перехода, сведения о проведенных обследованиях и ремонтных работах. Формуляр хранят в филиале ЭО.

6.7.7 Подводные переходы оборудуют постоянными геодезическими пунктами (реперами), устанавливаемыми по берегам водной преграды в местах, исключающих их повреждение и привязанных к государственной геодезической сети. Реперы устанавливают в зоне, ограниченной ГВВ не ниже отметок 10 % обеспеченности. При ширине водной преграды до 100 м устанавливают не менее двух постоянных геодезических пунктов, свыше 100 м – не менее трех. Геодезические пункты конструктивно выполняют в соответствии с требованиями Правил [39].

6.7.8 Эксплуатация подводного перехода включает комплекс работ по техническому обслуживанию, периодический осмотр береговых участков, приборно-водолазное обследование, мониторинг русловых процессов, проведение ремонтно-восстановительных работ силами ЭО и/или специализированных организаций.

6.7.9 Сроки проведения осмотров подводных переходов, их периодичность и объем устанавливают ежегодным графиком, разрабатываемым ЛЭС и утверждаемым руководством филиала ЭО. При определении сроков осмотра учитывают сезонные изменения условий эксплуатации, характерные природные явления, определяющие состояние русловой и пойменной частей перехода: половодье, период дождей, оползневые явления, просадки, морозное пучение грунтов и т.д.

6.7.10 При оценке технического состояния подводных переходов учитывают:

- наличие утечек газа;
- соответствие пространственного положения газопровода проекту;
- достаточность заглубления газопровода в русловой и пойменной частях перехода;
- русловые изменения и деформацию береговых склонов водной преграды, в том числе состояние крепления берегов на участке перехода;
- достаточность и сохранность балластировки газопровода;
- наличие дефектов металла труб и сварных соединений;
- состояние защитного покрытия газопровода;
- работоспособность систем защиты от коррозии;
- состояние знаков обозначения и геодезических пунктов.

6.7.11 Диагностическое обследование подводных переходов проводят специализированные организации по общим правилам 6.6 со следующими видами работ:

- топографическая съемка берегов и островов в техническом коридоре МГ;
- определение планового и высотного положения газопроводов в русловой и пойменной частях перехода;
- батиметрическая съемка акватории водоема в зоне перехода;
- гидролокационная съемка акватории водоема в зоне перехода;
- определение состояния изоляционного покрытия газопроводов в пойменной и русловой частях;
- водолазное обследование оголенных и провисающих участков;
- гидрометрические работы в зоне перехода.

ВТД неравнопроходных участков подводных переходов и резервных дюкеров проводят с применением временных камер запуска-приема ВТУ или иными способами.

6.7.12 Эксплуатирующая и специализированные организации дают оценку технического состояния подводного перехода по результатам осмотров и обследований. По результатам оценки ЭО принимает решение о возможности и режиме эксплуатации подводного перехода, а также по объему и срокам проведения необходимых диагностических и ремонтно-восстановительных работ.

6.7.13 Отчетные материалы по диагностическим обследованиям и ремонтным работам заносят в электронную информационную систему в соответствии с Регламентом [2], Концепцией [3], Электронной информационно-аналитической системой [40].

6.8 Ремонт линейной части

6.8.1 Ремонт ЛЧ МГ включает комплекс работ, направленных на поддержание или восстановление проектных характеристик газопроводов или их отдельных участков, конструкций и систем.

6.8.2 Решения о необходимости ремонта ЛЧ МГ принимают на основании анализа и оценки технического состояния газопровода, учитывающих:

- результаты осмотров и диагностических обследований;
- отказы за период эксплуатации участка газопровода;
- наличие участков газопроводов, эксплуатируемых с пониженным рабочим давлением.

6.8.3 Ремонтные работы выполняют:

- с выводом участка газопровода из работы (с отключением участка от действующего МГ);
- с понижением при необходимости давления до значений в соответствии с СТО Газпром 14 и СТО Газпром 2-2.3-116.

6.8.4 Ремонтные работы подразделяют:

- на плановые – ремонт газопроводов, включая комплексный капитальный ремонт трасс МГ, выполняемый в соответствии с Регламентом [41], программами и планами-графиками, утвержденными ОАО «Газпром»;
- внеплановые – ремонт газопроводов по техническому состоянию в целях предотвращения отказов ЛЧ;
- аварийно-восстановительные – устранение последствий аварий, инцидентов.

6.8.5 Вывод участков газопроводов в ремонт осуществляет филиал ЭО в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-231 при наличии проектной документации, прошедшей соответствующую экспертизу, договора (при выполнении работ специализированными организациями) и/или плана производства работ (технологических карт), организованного строительного контроля при ведении ремонтных работ, полной комплектации или графика поставки материально-технических ресурсов.

6.8.6 К капитальному ремонту ЛЧ МГ относят:

- замену труб или участков газопроводов, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- замену участков газопроводов в связи с изменением их категорийности;
- замену защитного покрытия труб в трассовых или заводских (базовых) условиях;
- устранение дефектов и ремонт труб и сварных соединений, в том числе по результатам диагностирования (ВТД, электрометрические обследования и др.);
- прокладку газопровода параллельно участку, подлежащему ремонту с включением его в работу и демонтажем дефектного участка без изменения трассы;
- замену линейных крановых узлов, в том числе с переносом их из зон повышенной опасности, замену соединительных деталей;

- ремонт переходов через искусственные и естественные препятствия, в том числе восстановление, удлинение или установку защитных футляров газопроводов на переходах через автомобильные, железные дороги и др.;
- устройство подъездных и вдольтрассовых проездов для производства ремонтных работ;
- разработку карьеров и заготовку минерального грунта для производства ремонтных работ на газопроводах;
- восстановление проектного положения газопровода или его технических характеристик;
- восстановление и устройство балластировки газопроводов;
- приведение к проектному значению напряженно-деформированного состояния газопроводов, проходящих в сложных рельефных, геологических и гидрологических условиях (обводненные и заболоченные участки, участки с проявлением карстовых и оползневых явлений, участки на многолетнемерзлых грунтах и др.);
- восстановление объектов обустройства ЛЧ МГ (тоннельные переходы, водопропуски, переезды, пересечения с коммуникациями, знаки, ограждения, мелиоративные работы и т.д.);
- комплекс работ по ликвидации древесно-кустарниковой растительности, включая ее рубку, утилизацию порубочных остатков и химическую обработку;
- замену или установку временных узлов и камер запуска и приема ВТУ;
- замену неравнопроходных участков газопровода на равнопроходные, неравнопроходной линейной трубопроводной арматуры на равнопроходную;
- замену участков газопроводов с изменением радиуса кривизны;
- замену дефектных участков газопровода, ТПА и СДГ, выполнение подключения газопроводов-отводов, перемычек, байпасных линий, в том числе с применением технологии врезки под давлением;
- комплекс работ, обеспечивающий перекачку газа из газопровода в газопровод при подготовке к ремонтным работам;
- замену подводного перехода газопровода методом ННБ;
- работы по приведению ЛЧ МГ в соответствие с НД.

6.8.7 Комплексный капитальный ремонт трасс МГ проводят специализированные организации или филиал ЭО с целью поддержания трассы МГ в работоспособном состоянии.

6.8.8 План выполнения комплексного капитального ремонта трасс МГ составляет филиал ЭО. ЭО включает план в проект программы капитального ремонта и представляет на утверждение в ОАО «Газпром». Уменьшение физического объема работ, предусмотренного программами, допускают по согласованию с ОАО «Газпром».

6.8.9 К комплексному капитальному ремонту трасс МГ относят виды работ:

- выборочная замена дефектных труб или части трубы на отдельных участках газопровода;
- ремонт труб шлифовкой, сваркой, установка упрочняющих конструкций;
- выборочный ремонт защитного покрытия газопровода;
- восстановление проектного положения участка газопровода;
- устранение утечек газа и свищей;
- ремонт защитных футляров;
- восстановление подъездных дорог к узлам и элементам ЛЧ МГ (подъездов к площадкам крановых узлов, аварийного запаса и пр.) и вдольтрассовых проездов;
- выполнение работ по предотвращению образований оврагов, размывов, карстовых явлений и просадок грунта, восстановление дамб;
- свод древесно-кустарниковой растительности;
- ремонт водопропускных сооружений и берегоукрепительных устройств;
- ремонт стеллажей и пополнение аварийного запаса материально-технического ресурса, восстановление защитного покрытия, обновление надписей и обозначений;
- ремонт вертолетных площадок, площадок (стоянок) аварийной техники, территорий и зданий;
- установка знаков безопасности и знаков закрепления трасс МГ;
- ремонт фундаментов, опор креплений, ограждений и других конструктивных узлов и элементов ЛЧ МГ;
- закрепление подвижных грунтов;
- ремонт крановых площадок, площадок пуска и приема ВТУ, ТПА, метанольниц, амбаров и т.п.

6.8.10 Ремонт защитных покрытий осуществляют согласно требованиям ОАО «Газпром».

6.8.11 При выводе участка газопровода в ремонт выполняют специальные мероприятия, предусмотренные проектом, по компенсации возможных смещений участка газопровода, остающегося в эксплуатации (использование заземленного в грунте заглушенного участка газопровода, подземных компенсаторов-упоров или иных технических решений).

6.8.12 При выводе участков газопроводов в ремонт и подключении в работу филиал ЭО совместно с производителем работ обеспечивают безопасность производства работ, выполняют мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

6.8.13 Подключение вновь построенного или отремонтированного участка газопровода осуществляет ЭО с разрешения и в соответствии с требованиями НД ОАО «Газпром».

6.8.14 При подключении отремонтированного участка газопровода и вывода на проектный режим эксплуатации выполняют мероприятия, предусмотренные проектом, по компенсации возможных смещений газопровода.

6.8.15 Отбраковку труб с выявленными дефектами и принятие решения о возможности их дальнейшей эксплуатации или о необходимости ремонта проводят в соответствии с требованиями Инструкции [42].

6.8.16 УАВР и/или АВП привлекают к ремонтным работам по распоряжению ЭО.

6.8.17 Ремонт ЛЧ МГ выполняют специализированные организации или филиалы ЭО. Разрешение на проведение ремонтных работ выдает ЭО.

6.8.18 Сварку гарантийных стыков, заварку технологических отверстий, приварку силовых заглушек, испытания газопроводов газом выполняют ЭО.

6.9 Транспортные технические средства

6.9.1 ЛЭС оснащают необходимыми специализированными транспортными средствами, грузоподъемной, землеройной и электрогазосварочной техникой, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с нормативным табелем оснащения.

6.9.2 Приказом по филиалу ЭО транспортные и технические средства разделяют по назначению на аварийные, ремонтно-профилактические и хозяйственные.

Технику закрепляют персонально за работниками, которые несут ответственность за укомплектованность, содержание и постоянную готовность техники к использованию по назначению.

6.9.3 Специализированные транспортные и технические средства, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны находиться в работоспособном состоянии и постоянной готовности к выезду.

6.9.4 Использование аварийной техники для выполнения ремонтно-профилактических работ допускается с разрешения руководителя филиала ЭО. Применение данной техники на других видах работ допускается по согласованию с ЭО.

6.9.5 Аварийные транспортные и технические средства оснащают оборудованием, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с табелем оснащения, утвержденным руководством ЭО.

6.10 Аварийный запас

6.10.1 ЭО создают АЗ труб, СДТ, ТПА, КЗП ВТУ, материалов и монтажных заготовок в целях его использования для предотвращения и ликвидации аварий.

6.10.2 Объем АЗ, порядок его расходования, пополнения, хранения, учета и отчетности подразделений по использованию АЗ регламентирует ВРД 39-1.10-031-2001 [43].

6.10.3 АЗТ, АЗ СДТ комплектуют из труб, деталей, разрешенных к применению ОАО «Газпром», изготовленных из сталей, примененных в действующем газопроводе или близких к ним по свойствам и имеющих заводские сертификаты или паспорта, которые хранят в филиалах ЭО.

6.10.4 На внутренней поверхности труб, СДТ и монтажных заготовках АЗ наносят маркировку несмываемой краской (ТУ, длина, диаметр, толщина стенки, марка стали, заводской номер).

6.10.5 АЗ обновляют до истечения срока хранения, указанного в технических условиях (паспортах, сертификатах) на изделия. Замену неиспользованного АЗ изоляционных материалов необходимо производить по истечении 75 % времени их допустимого хранения в соответствии с НД и инструкциями производителей.

6.10.6 АЗ хранят на площадках, определяемых филиалом ЭО.

6.10.7 АЗТ хранят на стеллажах под наклоном от 1° до 2° по вертикали для предотвращения скапливания воды внутри труб, на подкладках не более чем в два яруса, с устройством концевых упоров, предотвращающих раскат труб. На торцы труб по решению ЭО могут быть установлены временные устройства, предотвращающие попадание влаги и загрязнений в полость труб не препятствующие естественной вентиляции/воздухообмену. Ремонт стеллажей, очистку и смазку, праймирование труб проводят по мере необходимости. Древесно-кустарниковую и травяную растительность на площадках хранения сводят на расстоянии не менее 10 м от труб.

6.10.8 АЗ СДТ хранят в соответствии с рекомендациями производителя.

6.10.9 Осмотр АЗ проводят не реже одного раза в год. По результатам осмотра составляют акт проверки состояния АЗТ и АЗ СДТ, приведенный в приложении Ф.

6.10.10 Для АЗТ рекомендовано закладывать трубы без защитного покрытия.

6.11 Техническая документация

6.11.1 Эксплуатационная и оперативная документация ЛЭС:

- проектная и исполнительная документация;
- технологические схемы обслуживаемого участка МГ с ситуационным планом местности (на схемах отмечают переходы через реки и овраги, вдольтрассовые и подъездные дороги, вертолетные площадки, ближайшие населенные пункты, пересечение газопроводов с другими подземными и надземными коммуникациями, автомобильными и железными дорогами, места хранения АЗТ, места расположения объектов и средств электрохимической защиты и т.д.), утвержденные руководством филиала ЭО;
- технические паспорта участков МГ;
- паспорта основного оборудования и сосудов, работающих под давлением;

- формуляры подтверждения РРД;
- инструкции производителей по эксплуатации оборудования и механизмов;
- акты о нанесении фактического положения газопроводов на карты землепользователей;
- копии юридических документов на право пользования землей;
- журнал осмотра трассы газопровода;
- журнал учета работ, выполняемых на ЛЧ МГ;
- журнал учета выездов аварийной техники;
- план сбора аварийной бригады;
- ПЛА на ЛЧ МГ;
- акты по расследованию аварий и инцидентов;
- документация по хранению, использованию метанола, а также одоранта при отсутствии службы ГРС в филиале ЭО;
- документы по обследованию, очистке полости и испытаниям газопроводов и оборудования;
- другая документация, устанавливаемая ЭО.

Типовые формы вышеперечисленных журналов заполняют в соответствии с приложением И.

6.11.2 В исполнительную документацию и технические паспорта участков газопроводов своевременно вносят изменения, связанные с реконструкцией, аварийным и капитальным ремонтом, пересечением газопровода новыми коммуникациями, а также изменениями в зоне минимальных расстояний.

6.12 Требования безопасности при эксплуатации линейной части магистральных газопроводов

6.12.1 Приказом ОАО «Газпром» определяют границы зон обслуживания ЛЧ МГ между ЭО.

6.12.2 Приказом по ЭО определяют границы зон обслуживания ЛЧ МГ между филиалами ЭО и назначают начальников филиалов ЭО ответственными за безопасную эксплуатацию ЛЧ МГ.

6.12.3 Приказом по филиалу ЭО назначают должностных лиц и специалистов, ответственных за техническое состояние и безопасную эксплуатацию сооружений и элементов ЛЧ МГ.

6.12.4 Оборудование, инструмент, приборы эксплуатируют в соответствии с инструкциями производителей и требованиями безопасности при проведении работ на ЛЧ МГ.

6.12.5 Результаты опробования или испытания участков, элементов, оборудования и узлов ЛЧ МГ оформляют актом и вносят в эксплуатационный формуляр.

6.12.6 Эксплуатацию ЛЧ МГ осуществляют в соответствии с настоящим стандартом, ВСН 51-1-80 [15] и другой НД, определяющими ее безопасность.

6.12.7 Выполнение работ на ЛЧ МГ производят при наличии двухсторонней связи между диспетчером филиала ЭО и местом производства работ.

6.12.8 Работы на ЛЧ МГ в зонах, предусматривающих ограничение хозяйственной деятельности (трубопроводы, автомобильные и железные дороги, линии электропередачи и т.д.), проводят по согласованию с организациями, эксплуатирующими указанные объекты и коммуникации и при необходимости в присутствии их представителей.

6.12.9 Трассу МГ, включая также 3 м от оси крайних газопроводов во внешнюю сторону, периодически расчищают от древесно-кустарниковой растительности и содержат в безопасном противопожарном состоянии.

6.12.10 Для безопасного ведения работ на газопроводе в тоннеле филиал ЭО на основании типовой инструкции разрабатывает специальную инструкцию.

7 Компрессорные станции

7.1 Общие требования

7.1.1 В комплекс КС входят, как правило, следующие производственные объекты, системы и сооружения:

- один или несколько КЦ;
- АСУ ТП и система телемеханики;
- система приема, удаления и обезвреживания твердых и жидких примесей, извлеченных из транспортируемого газа;
- система электроснабжения;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- система противопожарной защиты;
- система охранной сигнализации и контроля доступа на КС;
- система теплоснабжения;
- система маслоснабжения;
- система молниезащиты;
- система ЭХЗ;
- система связи;
- система канализации и очистные сооружения;
- система подачи газообразного азота в коммуникации КС;

- диспетчерский пункт;
- административно-хозяйственные здания и сооружения;
- склады для хранения материалов, реагентов и оборудования;
- ремонтные мастерские;
- вспомогательные объекты.

7.1.2 Эффективность, надежность и безопасность оборудования и систем КС обеспечивают:

- внедрением передовых технологий при транспортировке газа;
- применением надежного технологического оборудования, систем контроля и защиты;
- организацией периодического повышения квалификации и технической учебы эксплуатационного персонала;
- внедрением проектных решений, обеспечивающих предупреждение и надежную локализацию аварий;
- своевременным и качественным выполнением технического обслуживания и ремонта (ТОиР);
- модернизацией, реконструкцией и реновацией устаревшего оборудования;
- своевременным исполнением циркулярных и информационных писем;
- выполнением мероприятий по подготовке оборудования к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка;
- проведением экспертизы промышленной безопасности проектной документации и технических устройств;
- выполнением мероприятий по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

7.1.3 Производственные объекты КС имеют обозначения (наименования) и стационарную нумерацию в соответствии с технологическими схемами. Обозначения выполняют несмываемой краской на видных местах.

7.1.4 Контроль качества газа, масел, смазок, охлаждающих жидкостей, технической и питьевой воды, а также контроль загазованности рабочих зон, помещений и колодцев осуществляет эксплуатационный персонал в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-133, СТО Газпром 2-2.4-134 и производственными инструкциями.

7.1.5 Изменение проекта сооружений КС, а также конструкции оборудования осуществляют в установленном порядке. Об изменениях оперативно оповещают эксплуатационный персонал, для которого знание этих фактов обязательно. Оповещение об изменениях оформляют письменно в виде целевого инструктажа и с записью в журнале инструктажа на рабочем месте под роспись.

7.1.6 По истечении одного года эксплуатации вновь построенных газопроводов защитные решетки перед ЦБН демонтируют по распоряжению ЭО.

7.1.7 Рационализаторские предложения и другие технические решения по изменению конструкции ГПА и другого основного технологического оборудования КС согласовывают с его производителем.

7.2 Организация эксплуатации

7.2.1 Производственные объекты, оборудование и коммуникации КС эксплуатируют службы (участки):

- ГКС – основное и вспомогательное технологическое оборудование, системы и сооружения КЦ;
- энергоснабжения – электротехнические устройства КС (в том числе систему организации учета электроэнергии), молниезащиту;
- АСУ, АиТМ – средства автоматизации основного и вспомогательного оборудования КС, СПБиКЗ, систему телемеханики;
- тепловодоснабжения – системы тепловодоснабжения, утилизации тепла, промышленной канализации, вентиляции и кондиционирования.

Производственные задачи эксплуатационных служб, разграничение обязанностей, права и обязанности их руководителей определяют соответствующими приказами, положениями об эксплуатационных службах и должностными инструкциями.

7.2.2 Основными задачами эксплуатационного персонала КС являются:

- обеспечение заданного режима компримирования газа;
- обеспечение эффективной, надежной и безопасной эксплуатации оборудования и систем;
- обеспечение исправного состояния производственных зданий и сооружений, чистоты территории;
- поддержание работоспособного технического состояния оборудования и систем КС на основе системы ТОиР, планового технического диагностирования;
- защита окружающей среды от опасных и вредных производственных факторов;
- организация работ по реконструкции и техническому перевооружению КС, модернизации основного и вспомогательного оборудования;
- обеспечение безопасных условий труда и производственной санитарии на основе соблюдения правил, норм и инструкций по охране труда и промышленной безопасности;
- оперативное выявление и устранение утечек газа.

7.2.3 Производственные объекты, оборудование и системы КС эксплуатируют в соответствии с инструкциями по эксплуатации объектов (оборудования, систем).

7.2.4 Эксплуатационный персонал действует в аварийных ситуациях в соответствии с ПЛА.

7.2.5 КС оснащают ремонтными мастерскими и ремонтными площадками.

7.2.6 Оборудование, здания, сооружения и технологические трубопроводы подвергают периодическому техническому освидетельствованию (контролю технического состояния) в сроки, установленные инструкциями и графиками, в том числе:

- наблюдение за осадкой зданий и сооружений, фундаментов под оборудованием и трубопроводами;
- испытания объектов и технических устройств, подведомственных уполномоченным органам надзора и контроля Российской Федерации;
- контроль вибрационного состояния технологических трубопроводов;
- техническое диагностирование ГПА (прежде всего вибродиагностирование);
- измерение эмиссии загрязняющих веществ с продуктами сгорания газотурбинной установки (ГТУ), газомотокомпрессоров и другого газоиспользующего оборудования;
- контроль акустических показателей оборудования на соответствие их действующим нормам;
- обследование технологических трубопроводов, оборудования и систем с целью обнаружения утечек и перетечек газа;
- контроль неразрушающими методами толщин стенок технологических трубопроводов в эрозионно опасных местах;
- контроль состояния заземляющих устройств.

7.3 Техническое обслуживание, ремонт, модернизация

7.3.1 Поддержание оборудования, систем и сооружений КС в работоспособном состоянии осуществляют с помощью системы ТОиР.

7.3.2 Система ТОиР предусматривает:

- периодическое техническое (включая диагностическое) обслуживание при работе под нагрузкой;
- техническое обслуживание и/или текущий ремонт на остановленном оборудовании после назначенной наработки;
- техническое обслуживание оборудования и систем, находящихся в резерве и на консервации;
- планово-профилактический (регламентированный, средний, капитальный) ремонт;
- неплановый (аварийно-восстановительный) ремонт.

7.3.3 Периодичность и объем ТОиР определяют на основании требований эксплуатационной и ремонтной документации производителей с учетом технического состояния оборудо-

дования. Планы-графики ремонтов разрабатывают эксплуатационные службы с учетом плана по транспортировке газа.

7.3.4 Ремонт вспомогательных механизмов, устройств и систем, непосредственно связанных с основным оборудованием, проводят одновременно с ремонтом последнего.

7.3.5 До вывода оборудования и сооружений в капитальный или средний ремонт выполняют следующие мероприятия:

- составление предварительных ведомостей дефектов и смет, уточняемых после вскрытия и осмотра оборудования;
- проведение испытаний оборудования для получения данных, необходимых для анализа технического состояния до и после проведения ремонта;
- составление графика ремонта;
- подготовка необходимой ремонтной документации, составление и утверждение документации на работы по модернизации оборудования, намеченные к выполнению в период ремонта;
- подготовка необходимых материалов, запасных частей, узлов;
- комплектование, приведение в исправное состояние и при необходимости испытание инструмента, приспособлений и подъемно-транспортных механизмов.

7.3.6 Бесперебойную транспортировку газа и сокращение времени на аварийно-восстановительные ремонты оборудования и систем КС обеспечивают созданием и поддержанием аварийного и неснижаемого запасов арматуры, запасных частей, фасонных изделий и материалов. ЭО разрабатывают перечни аварийного и неснижаемого запасов и обменного фонда, учитывающие особенности эксплуатации и ремонта оборудования и систем.

7.3.7 Арматуру и запасные части однотипного оборудования размещают, как правило, на централизованных складах.

7.3.8 Филиалы ЭО ведут учет имеющихся аварийного и неснижаемого запасов арматуры, запасных частей, фасонных изделий и материалов. ЭО организует периодический контроль их количества и состояния.

7.3.9 Эксплуатационный персонал поддерживает в работоспособном состоянии закрепленные грузоподъемные механизмы и такелажные приспособления, инструмент и средства механизации ремонтных работ.

7.3.10 При наработке основного оборудования и систем, приближающейся к назначенному ресурсу (сроку службы), проводят комплекс работ для принятия решения об установлении дополнительного ресурса для основного оборудования и систем.

7.3.11 Приемку оборудования, систем и сооружений после ремонта, модернизации и реконструкции осуществляют в соответствии с документацией производителей и НД.

7.4 Компрессорный цех

7.4.1 В состав КЦ входят, как правило, следующие установки, системы и сооружения:

- группа ГПА;
- узел подключения к МГ;
- входной и выходной шлейфы с границей по кранам № 7 и № 8 в соответствии с приложением Д на узле подключения к МГ;
- установка очистки газа с системой сбора, хранения и утилизации жидких и твердых отходов;
- установка воздушного охлаждения газа;
- установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- технологические (в том числе и межцеховые) коммуникации с ТПА;
- система электроснабжения КЦ;
- автоматизированная система управления технологическими процессами;
- вспомогательные системы и устройства (маслоснабжения, тепловодоснабжения, пожарной безопасности, контроля загазованности, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, канализации, сжатого воздуха и др.).

Кроме того, в составе КЦ должен быть предусмотрен узел учета технологического газа.

7.4.2 Оборудование, системы и установки КЦ эксплуатируют в соответствии с инструкциями по эксплуатации, настоящим стандартом и другой НД.

7.4.3 ГПА имеют порядковый станционный номер, выполненный на видном месте.

7.4.4 Сосуды, работающие под давлением, и ТПА технологической обвязки КЦ имеют станционную нумерацию в соответствии с технологической схемой и специальную табличку с содержанием в соответствии с требованиями ПБ 03-576-03 [44].

7.4.5 Подготовку к пуску и пуск ГПА проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации. В процессе пуска и останова оперативный персонал контролирует правильность выполнения штатной последовательности (алгоритма операций пуска) и эксплуатационные параметры ГПА. Пуск прекращается автоматически или нажатием кнопки аварийного (экстренного) останова при отклонениях от штатной последовательности операций пуска или выхода за установленные пределы эксплуатационных параметров, а также при возникновении условий, создающих угрозу безопасности персоналу и оборудованию.

Пуск ГПА после ремонта осуществляют в порядке, определенном инструкцией по эксплуатации, после записи в журнале об окончании работы и получения письменного разрешения руководителя работ и начальника КЦ, по согласованию с диспетчером (начальником смены) КС.

7.4.6 Корректирование эксплуатационным персоналом предпусковых условий или изменение уставок срабатывания предупредительной и аварийной сигнализации, а также изменение инструкций по эксплуатации ГПА не допускается.

7.4.7 Повторный пуск ГПА проводят только после выявления и устранения причин отказа по согласованию с ДС ЭО.

7.4.8 Эксплуатационный персонал при работе КЦ поддерживает заданный ДС режим работы, осуществляет дистанционный и местный контроль и периодическую регистрацию параметров, проводит регулярные обходы и осмотры оборудования, анализирует причины изменения и отклонения параметров от нормальных величин, принимает меры к предупреждению опасных режимов, в том числе:

- не допускает повышения давления газа после ЦБН выше РРД путем регулирования частот вращения роторов, изменения числа работающих ГПА и перестройки схемы их работы (автоматическая защита должна срабатывать при повышении давления на 0,15 МПа выше разрешенного);

- контролирует объемные расходы газа через ЦБН и предупреждает возможность работы в зонах с пониженным объемным расходом (зона помпажа) и повышенным объемным расходом (зона опасных режимов по условиям динамической прочности), изменяя число и схемы работы ГПА, частоты вращения роторов, режим работы МГ, а также перепуском газа;

- не допускает превышения предельных рабочих параметров ГПА;

- контролирует и регулирует равномерность распределения нагрузок по цилиндрам ГМК;

- следит за изменением метеоусловий и параметров атмосферного воздуха, предупреждает возможность обледенения всасывающего тракта ГТУ контролем над работой противообледенительной системы;

- не допускает возникновения местных источников запыления атмосферного воздуха;

- контролирует разрежение во всасывающем тракте ГТУ;

- производит своевременную, установленную инструкцией по эксплуатации, очистку проточной части осевого компрессора;

- контролирует перепады давлений и их изменение во времени в установках очистки и охлаждения газа, на защитных решетках и других элементах технологических коммуникаций для предотвращения работы оборудования с гидравлическими сопротивлениями, превышающими допустимые пределы;

- обеспечивает эффективную и надежную работу установки очистки газа включением необходимого числа аппаратов и периодическим удалением механических примесей;

- контролирует рабочие параметры систем топливного, пускового и импульсного газа, при необходимости осуществляет регулирование и оперативное переключение;

- контролирует уровень масла в маслобаках и производит их своевременную дозаправку, как правило, в дневную смену;
- контролирует давление и температуру в системах смазки, регулирования и уплотнения;
- обеспечивает температурный режим масла и подшипников в пределах, установленных инструкциями по эксплуатации;
- контролирует значения перепадов давления в масляных фильтрах и производит своевременную их очистку;
- контролирует уровень вибраций оборудования, трубопроводов и его изменение во времени;
- контролирует наличие подаваемой электроэнергии переменного и постоянного тока;
- контролирует комплектность и работоспособность средств пожарной безопасности;
- контролирует уровень загазованности в газоопасных зонах и в необходимых случаях организует инструментальные измерения концентраций газа переносными средствами;
- проверяет исправность резервного и аварийного оборудования и проводит их оперативные переключения;
- проводит отбор проб для химического анализа смазочных масел и охлаждающих жидкостей;
- учитывает безвозвратные потери масла из маслосистемы;
- контролирует температурный режим в зданиях, укрытиях и работу систем их отопления;
- контролирует параметры системы утилизационного теплоснабжения, осуществляет регулирование и оперативные переключения утилизационных теплообменников;
- выявляет и принимает меры по устранению утечек газа.

7.4.9 Работоспособность автоматических защит оборудования проверяют в установленные сроки в соответствии с утвержденными инструкциями. Инструкции разрабатывают на каждый тип ГПА в соответствии с типом САУ.

7.4.10 В производственных инструкциях для оперативного персонала указывают порядок действия в условиях штатного и внештатного (аварийного) изменения режима работы КЦ, а также в периоды неблагоприятных метеоусловий (ураган, наводнение, землетрясение, грозовая активность, обледенение, пыльные бури, аномально низкие температуры и т.д.).

Перечень возможных изменений режима работы КЦ:

- повышение или понижение давления на входе КЦ в пределах штатного диапазона;
- аварийный останов предыдущего или последующего КЦ МГ;
- аварийный останов параллельно или последовательно работающего КЦ;

- вывод на режим «Кольцо» и загрузка параллельно работающего КЦ;
- вывод параллельно работающих агрегатов в режим «Кольцо»;
- аварийный останов параллельно или последовательно работающих ГПА;
- разрыв ниток МГ;
- несанкционированное закрытие (открытие) технологических кранов;
- повышение гидравлических сопротивлений аппаратов очистки и охлаждения газа, технологических коммуникаций;
- нарушение электроснабжения переменного и постоянного тока;
- нарушение работы систем тепловодоснабжения;
- нарушение технологического процесса очистки полости МГ;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- другие причины.

7.4.11 Остановленный ГПА может находиться в одном из следующих состояний:

- горячий резерв – на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются все предпусковые условия, которые обеспечивают его немедленный автоматический запуск от кнопки «Пуск» или по сигналу АСУ ТП КЦ (КС). Длительность нахождения в данном состоянии – до 30 суток, после чего производится техобслуживание в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- резерв – на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются предпусковые условия, обеспечивающие запуск не позднее двух часов после поступления команды (допускается проведение операций техобслуживания, обеспечивающих выполнение этого условия). Длительность нахождения в данном состоянии – до 100 суток, после чего следует провести комплексное опробование работоспособности ГПА;
- техническое обслуживание – агрегат находится в работоспособном состоянии, но на нем производят операции техобслуживания, предусмотренные эксплуатационной документацией. Периодичность и длительность нахождения в данном состоянии определяет техническая документация и НД;
- ремонт – агрегат находится в неработоспособном состоянии и на нем производят плановый или внеплановый (аварийный) ремонт в соответствии с ремонтной документацией. Сроки и объем ремонтных работ определяют планом-графиком, технической документацией и НД;
- консервация – на агрегате проведены работы, обеспечивающие его сохранность на период до двух лет (иногда более) и способность к восстановлению в течение не более 30 суток до работоспособного состояния и готовности к эксплуатации. Консервацию и расконсер-

вазию (восстановительные работы) проводят в соответствии с технической документацией и НД.

Нахождение остановленного ГПА в одном из состояний определяют наличием резервных ГПА, режимами МГ и указаниями ПДС ЭО.

7.4.12 Плановые остановки и связанные с этим пуски резервных ГПА проводят, как правило, в дневное время.

7.4.13 Вынужденные остановки ГПА проводят нормально или аварийно – в зависимости от причин и характера отказа, а также предполагаемых последствий остановов.

7.4.14 В процессе эксплуатации запрещено отключать автоматические защиты или изменять их значения. В исключительных случаях по письменному распоряжению начальника КС (ГКС) возможно временное отключение некоторых защит (например, для обслуживания приборов) при обеспечении постоянного контроля параметра, по которому отключена защита, и ГПА в целом.

7.4.15 ГПА эксплуатируют с закрытыми и опломбированными щитами управления, блоками-боксами и шкафами автоматики.

7.4.16 Эксплуатационный персонал аварийно останавливает КЦ с отключением от МГ и выпуском газа из технологических коммуникаций в следующих случаях:

- при пожаре в здании (укрытии) ГПА, создающем угрозу распространения пожара на соседние ГПА и технологическое оборудование КЦ (КС);
- разрыве технологических газопроводов высокого давления или значительных выбросах газа;
- пожаре на установках очистки, охлаждения газа и технологических коммуникациях;
- во время стихийных бедствий, создающих угрозу оборудованию и жизни людей (ураган, наводнение, землетрясение и др.).

7.4.17 В процессе эксплуатации подвергают испытаниям на срабатывание (включение и/или функционирование) по специальным инструкциям или по алгоритму АСУ ТП КЦ следующие системы и оборудование:

- резервные и аварийные источники электроснабжения – не реже одного раза в месяц без принятия нагрузки и один раз в полгода (при отсутствии пусков) под нагрузку, близкую к номинальной;
- резервную котельную, газовые воздухонагреватели и другие средства индивидуального нагрева – ежемесячно в зимний период;
- системы водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения – в сроки, определенные инструкциями по эксплуатации;
- систему аварийного отключения КЦ – при плановом останове КЦ;

- общестанционную ТПА – не реже одного раза в квартал и с наступлением отрицательных температур. Проверка производится путем частичной перестановки кранов вручную и дистанционного опробования блоков управления (для кранов с пневмогидроприводом – с проверкой фактической подачи импульсного газа к сервоцилиндру с отсоединением импульсных трубок).

Автоматические защиты оборудования КЦ проверяют не реже:

- одного раза в квартал – от превышения давления газа на выходе;
- одного раза в месяц – от снижения давления топливного газа;
- одного раза в месяц – от превышения уровня загазованности с включением вытяжной вентиляции.

7.4.18 Один раз в год КЦ в плановом порядке останавливают (в летнее время) на срок не более 48 часов для выполнения ремонтно-профилактических работ и проверки автоматических защит и отключающей запорной арматуры с составлением акта проверки. Останов КЦ на срок более 48 часов согласуют в установленном порядке с ПДС ЭО и структурным подразделением ОАО «Газпром», ответственным за диспетчерское управление ЕСГ Российской Федерации.

7.4.19 Перед плановым остановом КЦ составляют и утверждают план работ с указанием их руководителей и исполнителей, обеспечивают планируемые работы необходимыми материалами, инструментом и механизмами.

7.4.20 Оборудование и системы КЦ в установленные сроки подвергают соответствующим испытаниям, осмотрам и проверкам. Акты испытаний прилагают к паспорту (эксплуатационному формуляру).

7.4.21 Подготовку и проведение исследовательских, диагностических, контрольных и других испытаний и мероприятий выполняют по утвержденным программам и методикам под руководством эксплуатационного персонала.

7.5 Установка очистки газа

7.5.1 Эксплуатацию УОГ осуществляют в соответствии с инструкцией по эксплуатации, разработанной в соответствии с требованиями ПБ 03-576-03 [44], проектной документацией и настоящим стандартом.

7.5.2 Пылеуловители и фильтры-сепараторы, кроме регистрационного номера, имеют станционный номер, выполненный на видном месте несмываемой краской в соответствии с технологической схемой КЦ.

7.5.3 Количество включенных в работу аппаратов очистки газа выбирают в зависимости от фактической производительности газопровода и технических характеристик аппаратов.

7.5.4 Запрещена работа аппаратов очистки при отсутствии контроля перепада давления, с перепадом давлений выше предусмотренного технической документацией и неисправными устройствами дренажа.

7.5.5 Оперативное обслуживание УОГ включает периодическое выполнение следующих операций:

- внешний осмотр оборудования и коммуникаций;
- контроль перепада давлений на установке;
- контроль уровня жидкости в аппаратах очистки;
- контроль работоспособности устройств дренажа и подогрева;
- удаление из аппарата жидкости и шлама.

Периодичность выполнения указанных операций определена инструкциями по эксплуатации.

7.5.6 Сброс продуктов очистки газа в окружающую среду запрещен.

7.5.7 Периодически в соответствии с НД при очередном техническом освидетельствовании проверяют исправность сепарационных (циклонных) элементов, трубных досок, других элементов аппарата, очищают его от загрязнений.

7.6 Установка воздушного охлаждения газа

7.6.1 Эксплуатацию установки воздушного охлаждения газа (аппараты воздушного охлаждения – АВО) проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.6.2 Запрещен пуск КЦ в эксплуатацию без ввода в работу АВО газа, если он предусмотрен проектом.

7.6.3 АВО газа имеют стационарный номер, выполненный на видном месте несмываемой краской в соответствии с технологической схемой КЦ.

7.6.4 Количество включенных в работу вентиляторов охлаждения определяют с учетом температурного режима.

7.6.5 В случае возрастания перепада давлений газа на АВО выше проектного эксплуатационный персонал принимает меры к устранению причины повышенного перепада.

7.6.6 Пределы изменения температуры газа на выходе АВО газа определяют требования инструкции по эксплуатации и устанавливает ПДС филиала ЭО с учетом обеспечения продольной устойчивости МГ, оптимального режима работы установки, сохранности изоляции трубопроводов, предотвращения гидратообразования.

7.6.7 Техническое обслуживание АВО газа включает:

- внешний осмотр оборудования, опорных конструкций и коммуникаций;
- периодическую очистку наружных поверхностей теплообменных секций;
- проверку целостности теплообменных секций;

- контроль перепада давлений газа на установке;
- контроль работы вентиляторов;
- контроль вибрации приводных электродвигателей;
- контроль сопротивления изоляции электродвигателей;
- контроль и регистрацию температуры газа на выходе установки;
- сезонную настройку углов установки лопастей вентиляторов (при необходимости).

Периодичность и объем выполнения указанных операций определяют в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

7.7 Системы топливного, пускового и импульсного газа

7.7.1 Эксплуатацию систем топливного, пускового и импульсного газа КС проводят в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

7.7.2 Систему топливного газа эксплуатируют в режиме автоматического включения резервной линии в блоке редуцирования газа при отказе основной линии.

7.7.3 При эксплуатации систем топливного, пускового и импульсного газа:

- контролируют давление в линиях топливного, пускового и импульсного газа и при необходимости проводят настройку регуляторов;
- осуществляют периодическую (не реже одного раза в год) проверку и при необходимости регулировку предохранительных клапанов;
- периодически (не реже одного раза в месяц) проводят переключение (смену) основной и резервной линий редуцирования;
- периодически (в зависимости от местных условий) удаляют продукты загрязнения из сепараторов, вымораживателей, ресиверов;
- контролируют перепады давлений на фильтрах и при необходимости заменяют фильтрующий элемент;
- контролируют точку росы импульсного газа в соответствии с технологическим регламентом;
- регенерируют или заменяют реагенты осушителей импульсного газа;
- контролируют работу подогревателей газа и температуру газа после редуцирования;
- измеряют и регистрируют расход газа на собственные нужды КС;
- в соответствии с утвержденным графиком проводят осмотр, ремонт и испытание оборудования;
- контролируют уровень загазованности в опасных зонах и в необходимых случаях организуют инструментальное измерение концентрации переносными средствами;
- контролируют работоспособность системы пожарной сигнализации.

7.8 Система маслоснабжения

7.8.1 Система маслоснабжения КС обеспечивает заправку маслом ГПА, удаление масла, а также хранение, очистку и учет движения масла.

7.8.2 Эксплуатирующий персонал КС обеспечивает неснижаемый запас масла в следующем количестве:

- не менее трехмесячного расхода смазочного масла для всех типов установленных ГПА и двигателей электростанций, а при неблагоприятной транспортной схеме – не менее шести-месячного расхода;

- трансформаторного масла – не менее 110 % от объема наиболее вместимого аппарата;

- других масел – не менее двухмесячного расхода.

7.8.3 На КС используют смазочные и трансформаторные масла, смазки и другие реагенты, имеющие сертификаты (паспорта) и подвергаемые контролю в химической лаборатории с целью определения соответствия их стандартам и техническим условиям.

7.8.4 В процессе хранения и эксплуатации масло периодически подвергают химическому анализу в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-133, СТО Газпром 2-2.4-134.

7.8.5 Станционные и агрегатные маслопроводы, маслобаки, емкости маслосистемы перед заполнением чистым маслом тщательно очищают и промывают для предупреждения загрязнения или смешения разных сортов масел.

7.8.6 В зимнее время обеспечивают работоспособность системы обогрева маслобаков ГПА, агрегатных и станционных маслопроводов, емкостей хранения масла.

7.8.7 Наряду со стационарными системами маслоснабжения применяют передвижные маслозаправочные установки.

7.9 Техническое диагностирование

7.9.1 Основными задачами технического диагностирования оборудования и трубопроводов КС является оценка их технического состояния, своевременное выявление изменений технического состояния, условий взаимодействия с окружающей средой, оценка срока безопасной эксплуатации, выявление дефектов, возникновение которых возможно с течением времени в ходе эксплуатации, подготовка рекомендаций по выбору наиболее эффективных способов организации эксплуатации оборудования и трубопроводов, а при необходимости – способов ремонта.

7.9.2 Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов КС проводят по Программам, ежегодно утверждаемым ОАО «Газпром».

7.9.3 Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов КС проводят специализированные организации.

7.9.4 Комплекс диагностических мероприятий включает:

- диагностические обследования;
- периодические контрольные измерения;
- расширенные диагностические обследования;
- экспертиза промышленной безопасности оборудования;
- мониторинг состояния оборудования и технологических трубопроводов;
- выборочный контроль качества монтажа технологических трубопроводов;
- проверку работоспособности опор.

7.9.5 Оборудование и трубопроводы КЦ в установленные сроки подвергают соответствующим осмотрам и испытаниям. Акты осмотров и испытаний прилагают к паспорту (эксплуатационному формуляру).

7.9.6 По истечении нормативного срока службы технологическое оборудование (в том числе приводные газотурбинные двигатели стационарного типа и нагнетатели природного газа всех типов) подвергают экспертизе промышленной безопасности с целью установления возможности и продолжительности его дальнейшей безопасной эксплуатации. При этом подготовку и проведение исследовательских, диагностических, контрольных и других испытаний и мероприятий выполняют по утвержденным ОАО «Газпром» программам и методикам, согласованным с национальным органом Российской Федерации по техническому регулированию и метрологии.

7.9.7 Внутритрубное диагностирование технологических трубопроводов газа КС включает:

- внутритрубное обследование технологических трубопроводов газа КС в целях определения их фактической конфигурации (геометрия, длина катушек, тип трубы и т.п.) и наличия в них посторонних предметов и загрязнений;

- ВТД технологических трубопроводов газа КС в целях выявления дефектов тела трубы (потеря металла, сплошная и язвенная коррозия, расслоения, трещиноподобные дефекты, включая дефекты КРН) и дефектов сварных соединений (непровары, утяжины, смещения кромок и т.п.).

7.9.8 Проведение внутритрубной диагностики на технологических трубопроводах КС регламентирует СТО Газпром 2-2.3-066, в соответствии с которым осуществляют организацию, планирование, проведение работ, анализ результатов внутритрубного диагностирования, оформление отчета и выдачу заключения о техническом состоянии обследованного объекта.

7.9.9 Подготовку технологических трубопроводов КС к внутритрубному диагностированию проводит ЭО по составленному и согласованному в установленном порядке плану-графику. Готовность технологических трубопроводов КС к внутритрубному диагностированию

нию оформляют двухсторонним актом, подписываемым представителями эксплуатирующей и специализированной организаций.

7.9.10 С целью определения фактических размеров выявленных при внутритрубном диагностировании дефектов проводят выборочное техническое диагностирование технологических трубопроводов КС в шурфах, включающее проведение неразрушающего контроля труб с применением различных методов контроля (визуального, ультразвукового, магнитного и т.д.).

7.9.11 Очередность внутритрубного диагностирования технологических трубопроводов КС устанавливают с учетом сроков эксплуатации, уровня вибрации, характера нагрузок от пульсаций газа, конструктивных и технологических характеристик, состояния изоляционного покрытия, возможности резервирования и других факторов.

7.9.12 Периодичность проведения внутритрубного диагностирования технологических трубопроводов КС определяют на основе прогнозных оценок их технического состояния, которые выполняют с учетом результатов предыдущих обследований, динамики развития дефектов и повреждений изоляционного покрытия и других факторов.

7.10 Техническая документация

7.10.1 На КС используют следующую техническую документацию:

- Положения о производственных службах (при отсутствии ГКС – Положение о КС или КЦ соответственно);
- технологический регламент по эксплуатации КС;
- должностные инструкции;
- инструкции по охране труда по профессиям и видам работ;
- инструкции по эксплуатации оборудования, систем, установок и т.п.;
- инструкции по пожарной безопасности;
- паспорта на оборудование, системы, установки, сосуды, грузоподъемные механизмы, средства защиты, инструмент и приспособления;
- эксплуатационные и ремонтные формуляры;
- технологические (режимные) карты, ведомости по эксплуатации оборудования, систем, установок и т.п.;
- структурные, функциональные, принципиальные и другие необходимые схемы станционных систем;
- ПЛА;
- перечень работ повышенной опасности, проводимых по наряду-допуску;
- перечень газоопасных работ;
- перечень огневых работ;

- протоколы (акты) проверки защит оборудования и установок;
- графики плановых ремонтов оборудования, систем, установок, сосудов, грузоподъемных механизмов, средств защиты, инструмента и приспособлений;
- перечень мест, в которых необходимо по графику проверять воздух рабочей зоны на загазованность;
- маршруты обхода оборудования и установок.

7.10.2 Примерный перечень оперативной документации, используемой на КС, содержит:

- оперативный журнал;
- журнал распоряжений;
- журнал учета вынужденных и аварийных остановов;
- журнал контроля масла;
- журнал учета турбинного масла;
- журнал регистрации работ;
- журнал регистрации газоопасных и огневых работ;
- журнал регистрации газоопасных работ без оформления наряда-допуска;
- журнал дефектов основного и вспомогательного оборудования;
- журнал контроля загазованности;
- журнал эксплуатации вентиляционных установок;
- журнал регистрации дефектов и нарушений по результатам проверок объектов на I уровне АПК.

7.11 Требования безопасности при эксплуатации компрессорных станций

7.11.1 Ответственным за безопасную эксплуатацию КС является руководитель филиала ЭО.

7.11.2 Приказом по филиалу ЭО назначают должностных лиц и специалистов, ответственных за техническое состояние и безопасную эксплуатацию КЦ, оборудования, систем, приборов и т.д.

7.11.3 Основные меры безопасности при эксплуатации КС определены технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации систем и оборудования, планами проведения ремонтных работ, должностными инструкциями, инструкциями по охране труда по видам работ и профессиям, требованиями настоящего стандарта и НД национального органа Российской Федерации по техническому регулированию и метрологии с учетом местных условий.

7.11.4 Работы на КС проводят с разрешения начальников КС, ГКС, КЦ, сменного инженера с записью в соответствующих журналах.

7.11.5 При выполнении работ по обслуживанию, ремонту движущихся частей АВО руководитель работ:

- оформляет наряд-допуск, как на работу в действующих электроустановках, в соответствии с требованиями безопасности;
- обеспечивает согласованность действий сменного персонала со всеми производителями работ на АВО.

7.11.6 ЭО на основе типовых инструкций разрабатывает инструкции по безопасному выводу ГПА в ремонт.

7.11.7 Основными требованиями безопасности при выводе ГПА в ремонт являются:

- отключение электропитания от исполнительных механизмов;
- приведение ТПА в состояние, обеспечивающее безопасность ремонтных работ;
- предотвращение самопроизвольного и несанкционированного срабатывания ГПА (отключение питания импульсным газом с обеспечением видимого разрыва в импульсном трубопроводе, блокировка ручного управления арматурой, установка соответствующих знаков безопасности и плакатов на органах управления: «Не открывать!», «Не закрывать!»);
- установка силовых заглушек на трубопроводах топливного, пускового и буферного газа;
- вскрытие люков-лазов и установка временных герметизирующих устройств (при необходимости);
- тщательная проверка по окончании ремонта отсутствия в проточной части нагнетателя и ГТУ, а также во всасывающем и нагнетательном трубопроводах посторонних предметов.

7.11.8 Контроль над выполнением требований безопасности при проведении ремонтных работ осуществляет сменный персонал при обходах оборудования.

7.11.9 Работы по разгерметизации нагнетателей, газовых редукторов, редукторов ГПА (мультипликаторов), систем уплотнения «масло—газ» и других полостей с возможным нахождением газа относят к газоопасным.

7.11.10 На КС, оснащенных ГПА с ЦБН, в обязательном порядке предусматривают аварийное отключение станции от МГ поворотом одного ключа/нажатием кнопки аварийного (экстренного) останова, приводящим к останову всех работающих ГПА. При этом общестанционные краны обеспечивают сброс газа из газопроводов КС.

7.11.11 Арматуру, отключающую КС от МГ на входе и выходе, оснащают устройствами дистанционного и местного управления.

7.11.12 Вход в воздухозаборные камеры и АВО закрытого исполнения при работающем оборудовании запрещен. Двери оснащают наружными запирающими устройствами и снабжают соответствующими надписями.

7.11.13 При разгерметизации нагнетателя проведение работ в галерее нагнетателей (отсеке нагнетателя), не относящихся к вскрытию, запрещено. Во время вскрытия нагнетателя в галерее нагнетателей присутствуют только лица, производящие вскрытие и оперативный персонал, обслуживающий работающие ГПА.

7.11.14 Основными требованиями безопасности при разгерметизации нагнетателя являются:

- наличие наряда-допуска на проведение газоопасной работы на период разгерметизации нагнетателя;
- ограждение опасной зоны люков-лазов и полости нагнетателя;
- включение приточно-вытяжной вентиляции;
- периодический контроль загазованности в рабочей зоне.

7.11.15 Не допускается во время ремонта в картере ГМК проворачивание коленчатого вала при помощи буксовки. На ограждении маховика вывешивают знак безопасности и плакат: «Не буксовать!». При необходимости допускается только ручная буксовка с принятием необходимых мер безопасности с технологической подготовкой.

7.11.16 В процессе эксплуатации ГПА обеспечивают герметичность разделительной стенки между помещениями (отсеками) нагнетателей и приводных двигателей.

8 Подземные хранилища газа

8.1 Общие требования

8.1.1 ПХГ предназначены для регулирования неравномерности газопотребления, связанной с сезонными колебаниями спроса на природный газ, а также для образования в основных газопотребляющих районах оперативного и стратегического резервных запасов для поддержания стабильности поставок газа, в том числе экспортных.

8.1.2 Техническое обустройство ПХГ обеспечивает бесперебойное функционирование технологических процессов закачки, хранения и отбора газа.

8.1.3 ПХГ включают: комплекс производственных зданий крупногабаритных установок; один или несколько цехов ГПА, газовый промысел с газосборными пунктами, внутри-промысловыми трубопроводами и комплексом скважин с подземным и устьевым оборудованием; установки подготовки газа, с распределительными, измерительными и регулирующими устройствами, газопровод подключения к МГ; системы автоматического контроля, защиты и управления; отопительное, химреагентное и другие вспомогательные хозяйства.

8.1.4 Задачи служб и основных производственных бригад, сферу их деятельности определяют в соответствии с положениями, утвержденными руководством службы ПХГ.

8.1.5 Функции и обязанности эксплуатационного персонала регламентируют типовые положения, должностные инструкции и руководство по обслуживанию и эксплуатации обо-

рудования и агрегатов, составленные с учетом конкретных условий выполнения технологических операций и на основании типовых структур, утвержденных ЭО.

8.1.6 Эксплуатацию ПХГ производят в соответствии с настоящим стандартом, ПБ 08-83-95 [45], ПБ 08-621-03 [46].

Изменение режима эксплуатации ПХГ выполняют по распоряжению ЦПДД.

8.2 Организация эксплуатации

8.2.1 Создание и эксплуатацию ПХГ производят в соответствии с настоящим стандартом и ПБ 08-621-03 [46], включая следующие стадии:

- разведку структуры для создания ПХГ, включающую сейсмические исследования, структурное бурение, разведочное бурение скважин, промыслово-геофизические, гидродинамические (гидроразведка), геохимические и другие исследования;

- разработку технологического и технического проектов создания ПХГ;

- бурение скважин;

- пусконаладочные работы на промплощадке до полного вывода всего комплекса на проектный режим эксплуатации;

- опытно-промышленную эксплуатацию ПХГ;

- циклическую эксплуатацию ПХГ;

- оформление горного отвода, получение соответствующих разрешений и лицензий.

8.2.2 При выполнении подготовительных работ перед вводом в эксплуатацию ПХГ, созданных в истощенных месторождениях, в процессе опытно-промышленной закачки газа в водоносный пласт или соляные каверны все смонтированные на территории ПХГ технологические установки, коммуникации и эксплуатационные скважины испытывают на прочность и на величину пробного давления согласно методам, определенным в соответствующих документах, на герметичность и работоспособность при максимальных и минимальных значениях параметров. Наземное оборудование и технологические трубопроводы проходят базовое техническое диагностирование.

На стадии эксплуатации ПХГ технической частью работ на основных производственных объектах ПХГ руководит главный инженер (технический руководитель), геолого-промысловый частью – главный геолог. Техническое и методическое руководство работами в производственных цехах и на газовом промысле осуществляют начальники служб и подразделений в соответствии с должностными инструкциями, а также соответствующими инструкциями и руководствами по обслуживанию оборудования, составленными применительно к конкретным условиям эксплуатации ПХГ.

8.2.3 Технические операции по ремонту скважин проводят на основании утвержденного в установленном порядке плана работ (проекта), согласованного с геологической службой ПХГ и уполномоченными органами надзора и контроля Российской Федерации.

Запрещено проводить какие-либо работы на скважинах ПХГ без соответствующего согласования и контроля со стороны геологической службы.

8.2.4 При эксплуатации ПХГ один раз в пять лет проводят геолого-технологическое обследование (аудит) оценки эффективности функционирования наземного обустройства и герметичности ПХГ (шлейфов скважин, установок очистки, оценки газа, КС и др.).

8.2.5 По результатам геолого-технологического обследования (аудита) наземного обустройства разрабатывают:

- рекомендации по совершенствованию технологии и эксплуатации основных элементов наземного обустройства, их автоматизации;
- заключение о необходимости реконструкции наземного обустройства и модернизации объекта с целью замены устаревшего оборудования.

8.2.6 Ежегодно после завершения сезона отбора (закачки) силами эксплуатационных служб ПХГ проводят анализ эффективности работы промыслового оборудования всей технологической цепочки «скважина – магистральный газопровод». Результаты исследований и предложения по устранению «узких мест» утверждают на ежесезонных заседаниях Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и исследованию недр.

8.3 Техническое обслуживание и ремонт

8.3.1 Периодичность и последовательность технического обслуживания устанавливают индивидуально для технологического узла или участка.

8.3.2 Аварийные скважины, не подлежащие восстановлению или капитальному ремонту, ликвидируют в соответствии с требованиями, установленными НД.

8.4 Техническое диагностирование

8.4.1 Задачами экспертизы промышленной безопасности и диагностирования технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ являются:

- определение фактического технического состояния;
- определение возможности продления и продление сроков безопасной эксплуатации при выработке ими нормативного или ранее продленного срока эксплуатации;
- управление техническим обслуживанием и ремонтом по их фактическому техническому состоянию;

- систематизация и обобщение информации, получаемой в ходе экспертизы промышленной безопасности и диагностирования, с целью ее учета при выработке стратегии технического обслуживания, ремонта и реновации.

8.4.2 Организацию, планирование и проведение работ по экспертизе промышленной безопасности и техническому диагностированию объектов ПХГ осуществляют в соответствии с Положением [47].

8.4.3 Техническое, методическое и организационное руководство проведения экспертизы промышленной безопасности и диагностирования технических устройств, оборудования и сооружений объектов ПХГ осуществляет ОАО «Газпром».

8.4.4 Система обеспечения промышленной безопасности и качества диагностирования ПХГ включает комплекс НД по видам технических устройств, оборудования и сооружений, организационные мероприятия и экспертно-диагностическое обслуживание объектов ПХГ.

8.4.5 Работы по экспертно-диагностическому обслуживанию объектов ПХГ проводят на основании ежегодной Программы работ по экспертизе промышленной безопасности и диагностированию технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ ОАО «Газпром», составленной и утвержденной ОАО «Газпром».

8.4.6 Экспертно-диагностическое обслуживание объектов ПХГ состоит:

- из базового (первичного) технического диагностирования;
- периодического технического диагностирования;
- экспертного технического диагностирования, которое проводят в рамках выполнения работ по экспертизе промышленной безопасности объектов ПХГ.

8.4.7 ЭО, осуществляющие эксплуатацию ПХГ, специализированные организации несут ответственность за достоверность и сохранность информации, полученной в ходе выполнения экспертно-диагностических работ.

8.5 Техническая документация

8.5.1 Служба ПХГ использует следующую техническую документацию:

- ситуационный план с производственными зданиями, сооружениями, скважинами, подземными и наземными коммуникациями, дорогами и подъездами;
- отдельные планы промышленных площадок и цехов с их основными коммуникациями;
- проект, рабочий проект, разработанный на основании технологического проекта;
- исполнительную техническую, строительно-монтажную и другую документацию, необходимую для обслуживания скважин, газопроводов и технологических объектов ПХГ.

8.5.2 Основные производственные службы и подразделения используют следующую документацию:

- паспорта производителя на установленное оборудование и аппаратуру;
- паспорта (формуляры) технического состояния и заключения экспертизы промышленной безопасности на установленное оборудование, технические устройства и сооружения;
- положения о службах, технологические регламенты установок и инструкции по техническому обслуживанию;
- должностные инструкции эксплуатационного персонала.

8.6 Требования безопасности при эксплуатации подземных хранилищ газа

8.6.1 Требования безопасности при эксплуатации объектов ПХГ обеспечивают выполнением требований технологического регламента по соблюдению режима закачки и отбора газа из ПХГ, что связано с выполнением требований настоящего стандарта, ПБ 08-83-95 [45], ПБ 08-621-03 [46].

8.6.2 Безопасность при эксплуатации фонда скважин и технологического оборудования обеспечивают в соответствии с ПБ 08-624-03 [48]:

- своевременным устранением дефектов, выявленных по результатам выполненных работ по диагностике оборудования скважин, ГПА, установки подготовки газа;
- соблюдением технологического режима работы скважин и комплекса технологического оборудования;
- выполнением графика плановых ремонтов основного и вспомогательного оборудования объектов ПХГ;
- своевременным проведением диагностических и режимно-наладочных работ на ГПА.

9 Газораспределительные станции

9.1 Общие требования

9.1.1 ГРС предназначены для редуцирования газа при его поставке газораспределительным организациям, коммунально-бытовым и промышленным потребителям (далее – потребителям) с заданными давлением, расходом, необходимой степенью очистки, одоризации, учетом расхода газа и при необходимости контроля качественных показателей.

9.1.2 Подачу газа потребителям осуществляют в соответствии с законодательными и нормативными актами Российской Федерации.

Количество и параметры подаваемого газа определяют договорами на транспортировку, поставку газа и техническими приложениями к ним.

Границей зон ответственности между ЭО и потребителем является условная линия, пересекающая выходной газопровод и проходящая по ограждению ГРС. Закрепление границ зон ответственности оформляют двухсторонним актом с приложением ситуационного плана и установлением знака закрепления газопровода.

9.1.3 В состав ГРС входят:

- узлы: переключения, очистки газа, предотвращения гидратообразования, редуцирования газа, учета коммерческого газа и газа на собственные нужды, одоризации газа, отбора газа на собственные нужды, подготовки импульсного газа и КИПиА;

- системы: автоматического управления, электроснабжения, связи и телемеханики, защиты от коррозии, контроля загазованности, молниезащиты, заземления, отопления и вентиляции, водоснабжения и канализации.

9.1.4 За наличие и исправное техническое состояние линии связи с потребителями отвечает потребитель. При отсутствии связи между ГРС и потребителем связь осуществляют через диспетчера филиала ЭО. В технические условия на подключение потребителей газа и технические приложения к договорам на поставку газа включают требования к заявителю по организации и обеспечению постоянной связи между ГРС и потребителем.

9.1.5 Выявление утечек природного газа и определение уровня загазованности в помещениях, блок-боксах и других точках замера на площадке ГРС осуществляют с помощью стационарных и переносных систем контроля по графику и маршрутной карте, утвержденными филиалом ЭО.

9.1.6 На внешней стороне по периметру ограждения ГРС устанавливают предупреждающие и запрещающие знаки в соответствии с ВРД 39-1.10-069-2002 [49], а у входа на территорию ГРС табличку с названием станции, ее принадлежности к филиалу ЭО и указанием номера телефона ДС филиала ЭО.

9.1.7 Надежную и безопасную эксплуатацию ГРС обеспечивают:

- поддержанием технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии;

- диагностированием и контролем технического состояния технологического оборудования, узлов и систем;

- выполнением плановых ремонтов, капитального ремонта, модернизацией и заменой морально и физически изношенного оборудования, узлов и систем;

- принятием предупредительных и оперативных мер по предотвращению возможных инцидентов и аварий.

9.1.8 Подачу газа для проведения пусконаладочных работ на вновь построенные, прошедшие реконструкцию или капитальный ремонт ГРС осуществляют после завершения строительно-монтажных работ технологической части объекта, проведения испытаний в со-

ответствии с проектом, оформления исполнительной документации и согласования с органом контроля и надзора ОАО «Газпром» за безопасной эксплуатацией газовых объектов.

9.1.9 Для вновь построенных ГРС подачу газа потребителю осуществляют при наличии согласования ОАО «Газпром», письменного подтверждения потребителя, согласованного с территориальным органом надзора и контроля Российской Федерации, о готовности распределительных сетей к приему газа. Возобновление подачи газа потребителю осуществляют при наличии письменного подтверждения потребителя о готовности распределительных сетей к приему газа.

9.1.10 Для проведения плановых ремонтов продолжительностью до 24 часов, связанных с необходимостью стравливания газа из коммуникаций и отключением ГРС, станция может быть остановлена один раз в год в период наименьшего газопотребления при обязательном согласовании с потребителем.

При проведении работ продолжительностью более 24 часов для подачи газа потребителю применяют мобильные ГРС или другие технические решения.

В исключительных случаях допускают подачу газа потребителю по обводной линии с организацией постоянного контроля за режимом подачи газа.

Порядок, продолжительность и сроки остановки ГРС для проведения профилактических и ремонтных работ определяют приложением к техническому соглашению на поставку газа между ЭО и филиалом межрегиональной компании по реализации газа.

9.2 Организация эксплуатации и обслуживания

9.2.1 Методическое и техническое руководство по организации эксплуатации ГРС осуществляет ПОЭ ГРС ЭО (при его отсутствии – ПОЭ МГ).

9.2.2 ГРС эксплуатируют создаваемые в филиалах ЭО службы (участки) по эксплуатации ГРС или участки ГРС в составе ЛЭС в зависимости от количества и технических характеристик эксплуатируемых объектов в соответствии с нормативами численности.

9.2.3 Эксплуатацию технологического оборудования и узлов ГРС, а также координацию работ, проводимых на ГРС другими службами филиала ЭО, осуществляет служба или участок ГРС в составе ЛЭС. Ответственность за эксплуатацию вспомогательных систем (автоматизации, электроснабжения, связи, ЭХЗ и пр.) ГРС несут руководители соответствующих подразделений и служб (участков) филиала ЭО.

9.2.4 Распределение обязанностей по техническому обслуживанию оборудования, узлов и систем ГРС между службами/участками филиала ЭО определяют положениями о службах/участках, включающих раздел о взаимоотношениях между ними и разрабатываемых на основании типовых положений о службах/участках ЭО.

9.2.5 При эксплуатации ГРС выполняют работы по ТОиР оборудования и технических устройств в соответствии с настоящим стандартом и ВРД 39-1.10-069-2002 [49].

9.2.6 Формы обслуживания и численность персонала для каждой отдельной ГРС определяют проектом в соответствии с действующими нормативами численности, с учетом степени автоматизации, телемеханизации, проектной производительности, категории потребителей и местных условий:

- централизованная – без оператора ГРС, когда необходимые работы осуществляет персонал службы/участка ГРС;

- периодическая – с обслуживанием одним оператором, периодически посещающим ГРС для выполнения необходимых работ согласно утвержденному графику;

- надомная – с обслуживанием двумя операторами, работающими на ГРС согласно утвержденному графику;

- вахтенная – с круглосуточным дежурством оператора(ов) на ГРС посменно, в соответствии с утвержденным графиком.

При надомном и периодическом обслуживании предусматривают производственно-бытовое здание (дом оператора) или служебную квартиру в жилом квартале населенного пункта на расстоянии не менее 500 м, но не более 1000 м от ГРС. Дом оператора (служебную квартиру) оборудуют средствами связи с диспетчером филиала ЭО, средствами приема аварийных сигналов при нарушении режимов работы ГРС при срабатывании пожарной и охранной сигнализации.

9.2.7 Оборудование, запорная, регулирующая и предохранительная арматура имеют технологическую нумерацию, нанесенную на видных местах несмываемой краской в соответствии с технологической схемой ГРС.

9.2.8 Изменение режима подачи газа потребителю производит оператор по распоряжению диспетчера филиала ЭО с записью в оперативном журнале ГРС.

Для поддержания дисциплины газопотребления для промышленных потребителей применяют регуляторы-ограничители расхода газа.

9.2.9 Узел переключения ГРС включает обводную линию для изменения направления потока газа из газопровода-отвода с основной линии редуцирования на обводную линию и предохранительные клапаны, предназначенные для защиты потребителя от превышения заданного давления на выходе ГРС.

9.2.10 Запорную арматуру на обводной линии ГРС закрывают и устанавливают пломбы. По распоряжению диспетчера филиала ЭО допускают редуцирование газа вручную задвижкой или краном-регулятором по обводной линии ГРС. Во время работы по обводной линии обеспечивают поддержание и периодическую регистрацию в оперативном журнале заданного выходного давления из ГРС.

9.2.11 Порядок, периодичность проверки и регулировки предохранительных клапанов, установленных в узле переключения на выходных газопроводах, регламентируют инструкцией по эксплуатации ГРС. Результаты проверки и регулировки клапанов оформляют актом. Клапаны пломбируют и снабжают биркой с данными регулировки и датой следующей проверки.

9.2.12 Узел очистки газа обеспечивает удаление механических примесей и жидкости из газа и сбор продуктов очистки в емкости, оборудованные устройствами замера уровня.

9.2.13 В качестве мер по предотвращению образования гидратов применяют подогрев газа и/или ввод ингибиторов гидратообразования в технологические коммуникации ГРС в соответствии с проектом.

9.2.14 Узел редуцирования обеспечивает понижение и автоматическое поддержание заданного давления и расхода газа, подаваемого потребителю.

Редуцирование газа осуществляют по основным или резервным линиям. Включение резервных линий осуществляется автоматически.

9.2.15 Газ, подаваемый потребителям, в дом оператора ГРС и на собственные нужды ГРС одорируют в соответствии с требованиями ВРД 39-1.10-069-2002 [49] и ГОСТ 5542.

Одоризацию газа осуществляют на ГРС или централизованно, непосредственно на МГ и отводах при подаче газа в города и регионы.

9.2.16 Условия подачи неодорированного газа предусматривают в договоре на поставку газа потребителю.

Эксплуатацию одоризационных установок, а также работы, связанные с применением одоранта, проводят в соответствии с ВРД 39-1.10-069-2002 [49].

9.2.17 Узел учета обеспечивает коммерческий учет газа, подаваемого потребителю, а также учет газа на собственные нужды ГРС и дом оператора.

9.2.18 На ГРС для измерения расхода газа применяют стандартные сужающие устройства с вычислителями различных типов, турбинные, вихревые, ротационные и другие счетчики с автоматическими корректорами расхода.

Средства измерения расхода, количества и показателей качества природного газа должны иметь сертификаты утверждения типа средства измерения и быть рекомендованными к применению на объектах ОАО «Газпром».

Поверку (калибровку) средств измерения расхода, количества и показателей качества природного газа проводят согласно графику поверок и калибровок с периодичностью, указанной в сертификате утверждения типа средства измерения.

9.2.19 Эксплуатация ГРС без систем и средств сигнализации и автоматической защиты, а также без определения количества газа запрещена. При необходимости проектом предусматривают контроль качественных показателей газа.

Пределы срабатывания аварийной сигнализации, защитной автоматики, предохранительных клапанов, клапанов-отсекателей определяют проектом.

9.2.20 На период проведения профилактических и ремонтных работ устройства автоматики и сигнализации при необходимости отключают/включают по согласованию с диспетчером филиала ЭО и распоряжению лица, ответственного за эксплуатацию ГРС.

Работы по отключению/включению устройств автоматики и сигнализации выполняют специалисты соответствующей службы филиала ЭО с регистрацией в оперативном журнале ГРС.

9.3 Техническое обслуживание

9.3.1 Техническое обслуживание ГРС в процессе эксплуатации осуществляет персонал службы ГРС (ЛЭС) и персонал соответствующих служб филиала ЭО в соответствии с НД.

9.3.2 Виды, периодичность и содержание работ по техническому обслуживанию оборудования и систем ГРС устанавливают НД.

9.3.3 Техническое обслуживание ГРС включает визуальный осмотр основных технических узлов и систем ГРС и проверку:

- работоспособности и исправности состояния узлов и систем ГРС;
- режимов работы ГРС;
- загазованности помещений;
- отсутствия утечек;
- связи с диспетчером филиала ЭО;
- сигнализации на ГРС и в доме оператора;
- охранной зоны ГРС, газопровода низкого давления в пределах территории ГРС и к дому оператора;
- исправности зданий и сооружений, подъездных дорог.

9.3.4 Неисправности, обнаруженные в процессе проверки, регистрируют в оперативном журнале ГРС с последующим принятием мер по их устранению.

9.3.5 На предстоящий осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка для ГРС разрабатывают план мероприятий по обеспечению безаварийной работы ГРС.

9.4 Ремонт

9.4.1 Виды, периодичность и содержание работ по ремонту узлов и систем ГРС устанавливает филиал ЭО в зависимости от технического состояния, результатов плановых осмотров, результатов технического диагностирования ГРС в соответствии с дефектными ведомостями, требованиями инструкций производителей, проектом и действующей НД.

9.4.2 Настоящий стандарт устанавливает для узлов и систем ГРС следующие виды ремонта:

- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

9.4.3 При проведении текущего ремонта ГРС производят замену или восстановление отдельных деталей оборудования, проверку технического состояния остальных составных частей ГРС с устранением обнаруженных неисправностей и выполнением регулировочных работ.

9.4.4 Текущий ремонт основного технологического оборудования осуществляет служба ГРС (ЛЭС) филиала ЭО.

9.4.5 Капитальный ремонт ГРС проводят по ежегодным планам, которые предусматривают замену основных узлов и отдельных видов оборудования, комплексную замену узлов и систем ГРС или полную замену на другую ГРС аналогичной производительности.

9.4.6 В процессе капитального ремонта допускают конструктивные изменения в технологической обвязке и оборудовании ГРС по разработанному проекту. Работы по капитальному ремонту осуществляют силами специализированных организаций.

9.4.7 ГРС выводят в капитальный ремонт по приказу руководства ЭО с согласованием сроков и продолжительности ремонтных работ с потребителем.

9.4.8 Оборудование ГРС после ремонта проверяют в соответствии с инструкциями и требованиями производителя.

При проведении испытаний на прочность или герметичность учитывают проектное рабочее давление для различных участков технологической обвязки ГРС и оборудования.

9.4.9 Работы, выполненные по капитальному ремонту ГРС, принимает руководство филиала ЭО по акту, к которому прилагается исполнительная техническая документация.

9.4.10 Контроль технического состояния надземных, подземных газопроводов и технологического оборудования ГРС в процессе эксплуатации проводят по программам, разработанным в ЭО.

9.5 Техническое диагностирование

9.5.1 Техническое диагностирование проводят с целью оценки фактического технического состояния и определения (продления) сроков безопасной эксплуатации ГРС.

9.5.2 Объемы и сроки проведения технического диагностирования определяют в соответствии с требованиями НД.

В случае отсутствия указания срока безопасной эксплуатации в проекте диагностирование проводят по истечении 20 лет с периодичностью один раз в пять лет и в других случаях, не противоречащих НД.

9.5.3 Техническое диагностирование ГРС включает обследование трубопроводов и обвязок технологического оборудования методами и средствами неразрушающего контроля, а также визуально-измерительный контроль технологического оборудования, изучение и анализ нормативной, технической, проектной, исполнительной и эксплуатационной документации узлов и систем станции.

9.5.4 Техническое диагностирование ГРС проводят силами специализированных организаций в соответствии с требованиями НД.

9.5.5 В случае истечения срока безопасной эксплуатации или по предписанию уполномоченных органов надзора и контроля Российской Федерации независимой экспертной организацией проводится экспертиза промышленной безопасности ГРС в соответствии с НД на момент проведения экспертизы.

9.5.6 Результатом экспертизы является подтверждение соответствия фактического технического состояния ГРС требованиям промышленной безопасности и установление (продление) срока безопасной эксплуатации.

9.5.7 Техническое, методическое и организационное руководство проведения диагностирования и экспертизы промышленной безопасности ГРС осуществляет ОАО «Газпром».

9.6 Техническая документация

9.6.1 Служба ГРС использует в работе следующую техническую документацию:

- акт приемки газопровода-отвода и ГРС;
- исполнительную техническую документацию;
- проектную документацию на ГРС;
- технологическую схему ГРС;
- принципиальные схемы (автоматики, управления и сигнализации, отопления и вентиляции, молниезащиты и заземления, электроосвещения и т.п.);
- технический паспорт ГРС в соответствии с приложением X;
- паспорта на оборудование, приборы и инструкции производителей;
- инструкции по эксплуатации ГРС;
- Положение по технической эксплуатации ГРС;
- НД по измерению и расчету расхода газа;
- другую НД.

9.6.2 Непосредственно на ГРС используют следующую документацию:

- технологическую схему ГРС в пределах охранной зоны с указанием газопровода-отвода до охранного крана включительно;
- технологические схемы узлов станции;
- принципиальные схемы систем ГРС;

- однолинейную схему электроснабжения;
- инструкцию по эксплуатации ГРС;
- инструкции по эксплуатации оборудования, узлов и систем ГРС, охране труда, видам работ и другие согласно утвержденному перечню филиала ЭО;
- оперативный журнал ГРС;
- журнал учета расхода и количества газа;
- журнал учета расхода и количества газа на собственные нужды ГРС;
- график технического обслуживания и план-график производства плановых ремонтов;
- оперативную документацию, установленную филиалом ЭО;
- маршрутные карты обхода и осмотра производственных помещений, оборудования и газопроводов;
- ПЛА;
- список телефонных номеров.

9.6.3 Изменения в технологических обвязках ГРС вносят в соответствующую техническую документацию и утверждают филиалом ЭО.

9.6.4 Технологическая схема ГРС находится в операторной, а схемы узлов и систем в соответствующих помещениях (блоках).

9.6.5 Ответственный за эксплуатацию ГРС проверяет (не реже одного раза в квартал) полноту и правильность ведения оперативной документации, своевременность устранения выявленных недостатков.

9.7 Требования безопасности при эксплуатации газораспределительных станций

9.7.1 Ответственность за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, узлов и систем ГРС несут соответствующие службы филиала ЭО.

9.7.2 Меры безопасности при эксплуатации ГРС определяют технологическими регламентами и планами проведения ремонтных работ и ликвидаций аварий, должностными инструкциями, инструкциями по охране труда по видам работ и профессиям, требованиями настоящего стандарта и ВРД 39-1.10-069-2002 [49].

9.7.3 На ГРС предусматривают автоматическую защиту выходных газопроводов от превышения давления газа.

9.7.4 ГРС имеет оперативную связь с диспетчером филиала ЭО. Потребители газа обеспечивают связь потребителя с ГРС и с диспетчером филиала ЭО.

9.7.5 В случае возникновения на ГРС ситуации, угрожающей жизни людей и целостности объекта, подачу газа прекращают без согласования с потребителем, но с оперативным уведомлением последнего филиалом ЭО.

Оператор ГРС сообщает дежурному диспетчеру филиала ЭО о нарушениях в работе и неисправностях основного технологического оборудования и систем на ГРС и согласовывает с ним свои действия.

10 Газоизмерительные станции

10.1 Общие требования

10.1.1 ГИС представляет собой самостоятельный технологический объект МГ, который устанавливают на ЛЧ газопровода и предназначен для измерения количественных и качественных показателей природного газа.

10.1.2 ГИС устанавливают на обводном газопроводе ЛЧ МГ.

10.1.3 Автоматизированная система учета расхода газа (АСУРГ) и САУ ГИС интегрированы в Отраслевую систему учета расхода газа (ОСУРГ), являющуюся составной частью Отраслевой системы оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ).

10.1.4 В состав ГИС входят:

- технологическая часть;
- ПТК, включая систему сбора, обработки и передачи информации;
- системы энергоснабжения, ЭХЗ, связи и жизнеобеспечения;
- здания и сооружения.

10.1.5 Технологическая часть ГИС включает узел подключения, измерительные трубопроводы и вспомогательное оборудование.

10.1.5.1 На подводящем и отводящем коллекторах узла подключения ГИС предусматривают установку по одному, а на ЛЧ МГ – по два отключающих крана с приводами, имеющими местное и дистанционное управление, систему резервирования импульсного газа. Конструкция узла подключения ГИС предусматривает компенсацию температурных напряжений прямых участков.

10.1.5.2 Основными узлами ГИС являются ИТ с сужающими устройствами или счетчиками. Диаметр и число ИТ с учетом резервного определяет проектная организация в зависимости от производительности МГ. ИТ на входе и выходе оснащают равнопроходными шаровыми кранами с приводом. Входные краны оборудуют обводными линиями для заполнения ИТ при пуске ГИС.

10.1.5.3 Конструкцию ИТ (длина прямых участков) выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.1 – ГОСТ 8.586.5 – для ИТ с сужающими устройствами; ПР 50.2.019-2006 [50] – для ИТ с турбинными счетчиками; СТО Газпром 5.2 – для ИТ с ультразвуковыми счетчиками.

10.1.5.4 При использовании на ГИС ИТ с сужающими устройствами для каждого ИТ в качестве основных и дублирующих систем измерения расхода и количества газа применяют автоматические вычислители расхода в комплекте с датчиками перепада давления, датчиками давления и температуры.

10.1.5.5 При использовании на ГИС ИТ со счетчиками для каждого ИТ в качестве основных и/или дублирующих систем измерения количества газа применяют автоматические вычислители (корректоры) расхода в комплекте с датчиками давления и температуры.

10.1.5.6 Основные и дублирующие системы измерения, подключенные к одному ИТ, должны быть идентичны по своим метрологическим и техническим характеристикам.

10.1.5.7 Компонентный состав и показатели качества газа на ГИС определяют автоматическим потоковым хроматографом и потоковым анализатором точки росы по влаге (углеводородам).

10.1.5.8 Сбор конденсата на ГИС из полости ИТ и подземных коллекторов осуществляют в емкость, оборудованную предохранительным клапаном, свечой, сигнализатором уровня и устройством для слива жидкости.

10.1.6 ПТК автоматизации ГИС включает следующие системы:

- автоматизированную систему учета расхода газа АСУРГ ГИС;
- САУ технологическим оборудованием и вспомогательными системами жизнеобеспечения САУ ГИС.

10.1.6.1 АСУРГ ГИС выполняет следующие функции:

- автоматическое определение расхода и объемного количества природного газа, приведенного к стандартным условиям, по каждому ИТ с учетом параметров ФХП качества газа;
- суммирование расхода и объемного количества природного газа по всем ИТ;
- автоматическое циклическое измерение с помощью потокового хроматографа компонентного состава, расчет плотности, теплоты сгорания, числа Воббе и ввод измеренных значений в вычислители расхода газа;
- ручной ввод с клавиатуры или переносного терминала условно-постоянных параметров;
- автоматическое измерение с помощью потокового гигрометра точки росы влаги (углеводородов);
- формирование и хранение архивов в базах данных на уровне ГИС;
- формирование и распечатку периодического, суточного и месячного отчетов по каждому ИТ и ГИС в целом, а также паспорта качества газа в локальных базах данных реального времени на уровне ГИС;
- автоматическую передачу данных о расходе и ФХП газа на верхний уровень управления.

10.1.6.2 САУ ГИС выполняет следующие функции:

- управление пневмоприводными шаровыми кранами на ИТ и узле подключения, сигнализация об их состоянии;
- автоматическое включение и отключение рабочих и резервных ИТ;
- прием сигналов от системы обнаружения пожара, загазованности и несанкционированного доступа, управление режимами пожаротушения и аварийного останова ГИС;
- защиту от несанкционированного доступа к функциям и информации ГИС;
- автоматический сбор, отображение текущей, предупредительной и аварийной информации о состоянии технологического оборудования.

ПТС автоматизации ГИС обеспечивает информационное взаимодействие:

- подсистемы АСУРГ и САУ ГИС с III уровнем диспетчерского управления в соответствии с 14.1;
- реализует алгоритм автоматического останова ГИС при следующих ситуациях: пожар в помещениях ГИС, аварийная загазованность в помещениях ГИС, по команде оператора ГИС и с уровня АСУ ТП филиала ЭО;
- обеспечивает информационное взаимодействие с подсистемой АСУРГ и уровнем АСУ ТП филиала ЭО.

10.1.7 Электроснабжение ГИС выполняют по I категории особой группы электроприемников от основного, резервного и аварийного источников электроэнергии.

10.1.8 Обслуживание и управление производственными процессами на ГИС осуществляют с помощью системы связи, которая обеспечивает интеграцию САУ ГИС в АСУ ТП филиала ЭО, подключение к АТС филиала ЭО, прямую телефонную связь с пожарным депо, а также ввод сигнала о пожаре на пульт в пожарное депо.

Каналы передачи данных ГИС организуют по выделенным физическим линиям или каналам связи, образованным цифровыми или аналоговыми системами передачи, работающими по кабельным, радиорелейным или спутниковым линиям связи, а также УКВ-радиосредствами.

10.1.9 Система жизнеобеспечения и безопасности ГИС обеспечивает контроль функционирования вспомогательных систем, автоматическое и ручное включение аварийной вытяжной вентиляции при обнаружении загазованности, автоматическое и ручное отключение систем вентиляции и кондиционирования при пожаре, включение при необходимости системы аварийной и предупредительной сигнализации.

10.1.10 Оборудование и обслуживающий персонал ГИС размещают в зданиях (капитальных, из унифицированных панелей или блок-боксов): приборная, операторная и др.

Приборная ГИС предназначена для размещения датчиков, хроматографа и анализаторов точки росы по влаге и углеводородам (помещение с взрывоопасной средой). В приборной

предусматривают помещение кондиционеров, тамбуры, а также легкоъемные панели. Это помещение оснащают автоматическими системами пожаро- и газообнаружения, отопления, вентиляции и кондиционирования.

В операторной ГИС располагают центральный вычислитель, линейные вычислители, контроллеры хроматографа и анализаторов точки росы, аппаратуру САУ, автоматические системы отопления, вентиляции, кондиционирования и пожарообнаружения в операторной, вторичную аппаратуру контроля загазованности помещений и системы пожарообнаружения ГИС, устройства основного и резервного электропитания.

Помещения ГИС оборудуют системой сигнализации несанкционированного доступа.

10.2 Организация эксплуатации

10.2.1 Эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования ГИС осуществляет филиал ЭО:

- комплекс технических средств АСУРГ и САУ – служба КИПиА (при наличии – служба метрологии и учета газа);
- технологическую часть – служба ЛЭС или ГРС в соответствии с приказом о закреплении зон обслуживания;
- системы электро- и теплоснабжения, кондиционирования и вентиляции – служба ЭВС.

10.2.2 Эксплуатацию оборудования ГИС осуществляют в соответствии с НД, а также инструкциями, разрабатываемыми филиалами ЭО на основе инструкций по эксплуатации оборудования ГИС.

10.2.3 Непосредственное руководство эксплуатацией ГИС осуществляет начальник службы КИПиА или службы метрологии (при наличии) филиала ЭО.

10.2.4 Эксплуатацию оборудования и систем ГИС, а также координацию работ, проводимых на ГИС другими службами филиала ЭО, осуществляет персонал ГИС, входящий в состав службы КИПиА или службы метрологии (при наличии).

10.2.5 Формы эксплуатации и численность персонала ГИС определяет проектная организация в соответствии с 9.2.6 и в зависимости от категории и степени автоматизации ГИС и местных условий.

10.2.6 О каждом случае изменения режима работы ГИС оператор докладывает диспетчеру филиала ЭО с последующей записью в журнале.

10.3 Техническое обслуживание и ремонт

10.3.1 Периодичность и содержание работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования устанавливают в соответствии с инструкциями, разрабатываемыми в филиале ЭО на основе инструкций по эксплуатации производителей оборудования ГИС.

При текущем ремонте проверяют техническое состояние основных составных частей с устранением обнаруженных неисправностей и выполнением регулировочных работ.

При капитальном ремонте производят замену основных узлов и деталей оборудования.

10.3.2 Ответственность за качество технического обслуживания и ремонта несут руководители соответствующих подразделений и служб ЭО.

10.3.3 Оборудование ГИС после ремонта проверяют под нагрузкой, СИ калибруют, а подлежащие поверке – поверяют.

10.3.4 Работы, выполненные по ремонту основного оборудования, принимает руководство ЭО по акту, к которому приложена исполнительная техническая документация (ремонтная документация и/или документация на работы по модернизации и реконструкции, намеченные к выполнению в период ремонта).

10.3.5 Для оценки технического состояния оборудования и коммуникаций ГИС необходимо проводить проверку технического состояния надземных и подземных газопроводов по программам, разработанным ЭО, с учетом рекомендаций, выданных по результатам проведения комплексного диагностирования оборудования ГИС.

10.3.6 Комплексное диагностическое обследование технического состояния оборудования ГИС, эксплуатирующихся более 20 лет, проводят независимо от условий эксплуатации, назначения и конструктивного исполнения.

10.3.7 Комплексное диагностическое обследование ГИС включает оперативное диагностирование и обследование ГИС с использованием методов и средств неразрушающего контроля.

10.3.8 Периодичность проведения комплексного диагностического обследования не менее пяти лет.

10.4 Техническая документация

10.4.1 ЭО обеспечивает на ГИС наличие технической документации:

- технический паспорт ГИС, оформленный в соответствии с требованиями НД;
- акт отвода земельного участка площадки ГИС;
- акт приемки газопровода-отвода и ГИС, исполнительная техническая документация;
- принципиальные схемы (технологические, автоматики, управления и сигнализации, отопления и вентиляции, электропитания, молниезащиты и заземления, электроосвещения и т.п.);
- планы прокладки кабельных трасс и трубных проводок;
- строительные чертежи зданий и сооружений;
- положение (порядок) по технической эксплуатации ГИС;

- другая НД, установленная ЭО.

10.4.2 Непосредственно на ГИС используют и имеют в наличии техническую документацию:

- технологическую схему ГИС, включая узел подключения;
- принципиальные схемы (технологические, автоматики, управления и сигнализации, отопления и вентиляции, электропитания, молниезащиты, заземления, электроосвещения и т.п.);
- паспорта измерительно-вычислительных комплексов, применяемых на ГИС;
- схемы ИТ с указанием длин прямых участков и типов местных сопротивлений, а также мест врезки пробоотборных устройств и термометров;
- акты измерения внутренних диаметров ИТ;
- акты установки диафрагм;
- паспорта (свидетельства) на диафрагмы;
- технические описания и/или инструкции по эксплуатации применяемых СИ и технологического оборудования;
- методики поверки применяемых СИ, сертификаты/свидетельства калибровки (поверки);
- свидетельства о поверке рабочих эталонов (образцовых СИ), применяемых на ГИС;
- акты (протоколы) проверок состояния учета газа на ГИС;
- суточные, месячные акты сдачи-приемки и паспорта ФХП газа;
- оперативный журнал учета режимов работы и состояния оборудования ГИС;
- ПЛА, утвержденный руководством филиала ЭО;
- другую нормативную, оперативную и техническую документацию согласно утвержденному руководством филиала ЭО перечню.

10.4.3 Ответственный за эксплуатацию ГИС проверяет (не реже одного раза в квартал) полноту и правильность ведения оперативной документации, своевременность устранения выявленных недостатков и внесения необходимых изменений.

11 Электроустановки

11.1 Общие требования

11.1.1 Персонал, обслуживающий электроустановки МГ, в своей работе руководствуется НД, необходимой для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации закрепленного за ним оборудования. При наличии особых условий эксплуатации электроустановок составляют местные инструкции, утвержденные руководством ЭО. В разработанных местных инструкциях не допускают ослабление требований НД и настоящего стандарта.

11.1.2 Ответственный за энергохозяйство объекта МГ ежедневно просматривает оперативную документацию и принимает соответствующие меры по устранению выявленных дефектов в работе оборудования.

11.2 Организация эксплуатации электроустановок

11.2.1 В ЭО (филиалах ЭО) приказом назначают ответственных за энергохозяйство, а также их заместителей.

11.2.2 Эксплуатацию электроустановок на объектах МГ осуществляют службы энергоснабжения филиалов ЭО и/или специализированные организации на договорной основе. Эксплуатацию электрооборудования ЭХЗ и вдольтрассовых ЛЭП осуществляют службы защиты от коррозии филиалов ЭО.

11.2.3 Персонал, обслуживающий электроустановки объектов МГ, дополнительно обучают правилам безопасности при выполнении работ в газоопасных условиях и допускают к работе только после проверки знаний специальной комиссией.

11.2.4 Дежурный персонал, осуществляющий оперативное управление электроустановками, находится в оперативном подчинении дежурного диспетчера объектов МГ. Дежурный персонал электростанций собственных нужд находится в оперативном подчинении диспетчера энергосистемы только в части управления режимами параллельной работы с энергосистемой.

11.2.5 Диспетчер (сменный инженер) объекта МГ, дающий распоряжения оперативно-му персоналу и участвующий в оперативных переключениях, должен иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже IV в электроустановках до 1000 В и не ниже V в электроустановках свыше 1000 В; начальник КЦ электроприводной КС – квалификационную группу по электробезопасности не ниже V; начальник газотурбинного цеха, инженеры по ремонту и эксплуатации – группу по электробезопасности не ниже III.

11.2.6 График плановых ремонтов составляет ответственный за энергохозяйство объектов МГ. График утверждает главный инженер (технический руководитель) филиала ЭО.

11.2.7 Оперативные переключения в электроустановках напряжением до и выше 1000 В осуществляют в соответствии с ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 [51].

Перечень сложных переключений утверждает технический руководитель объектов МГ в соответствии с Правилами [21].

11.2.8 Диагностику электрооборудования проводят в соответствии с НД ОАО «Газпром». При обнаружении дефектов в процессе эксплуатации/профилактических испытаний необходимость внеочередных капитальных/текущих ремонтов электрооборудования определяет ответственный за энергохозяйство объекта МГ в соответствии с СТО Газпром РД 39-1.10-083.

11.2.9 Электрооборудование, находящееся в резерве, периодически подвергают опробованию по графику, утвержденному ответственным за энергохозяйство, но не реже двух раз в год. Работоспособность аварийных электростанций проверяют периодически (один раз в месяц на холостом ходу) и кратковременно с номинальной нагрузкой (два раза в год) в соответствии с РД 51-0158623-06-95 [52].

11.2.10 Ответственный за энергохозяйство филиала ЭО составляет для каждой электроустановки утверждаемые и пересматриваемые не реже одного раза в два года однолинейные схемы электрических соединений для всех напряжений при нормальных режимах работы оборудования. Информацию об изменениях в схемах доводят до всех работников, которым обязательно знание данных схем, с записью в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям. Изменение в исполнительных электрических схемах установок напряжением выше 1000 В утверждает ответственный за энергохозяйство объекта МГ.

11.2.11 Оборудование аварийной электростанции поддерживают в состоянии, обеспечивающем ее автоматический запуск при исчезновении основного питания в соответствии с РД 51-0158623-06-95 [52].

11.2.12 Для аварийных электростанций на объекте предусматривают пополняемый двухсуточный запас топлива в зонах с умеренным климатом и десятисуточный – в зонах холодного климата.

11.3 Техническая документация

11.3.1 Ответственный за энергохозяйство объекта МГ использует следующую техническую документацию:

- генеральный план участка с нанесением всех электроустановок и электрических коммуникаций;
- технические паспорта электроустановок, отчеты и акты по испытаниям и ремонтам, в том числе в электронном виде, согласно Регламенту [2], Концепции [3];
- исполнительные схемы первичных и вторичных соединений;
- инструкции должностные и производственные по обслуживанию оборудования;
- однолинейные схемы электрических сетей ЛЭП и подстанций;
- паспорта на взрывозащищенное оборудование и установки;
- другую документацию, предусмотренную Правилами [21], СТО Газпром РД 39-1.10-083, ВРД 39-1.10-071-2003 [53], РД 51-0158623-06-95 [52].

11.3.2 Оперативный персонал на рабочих местах (на электростанциях, подстанциях, в распределительных устройствах и др.) использует следующую техническую документацию:

- оперативную схему;
- оперативный журнал;

- бланки нарядов-допусков на производство работ в электроустановках;
- бланки переключений;
- ведомости показаний контрольно-измерительных приборов;
- перечень работ, выполняемых в порядке оперативного обслуживания;
- журнал или картотека дефектов и неисправностей на электрооборудовании;
- журнал учета производственного инструктажа;
- журнал учета противоаварийных тренировок;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики и карты установок релейной защиты и автоматики;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;
- журнал учета производственного инструктажа;
- журнал учета противоаварийных тренировок;
- списки лиц, имеющих право единоличного осмотра электроустановок;
- списки лиц, имеющих право отдавать оперативные распоряжения;
- списки ответственных дежурных энергосберегающей организации;
- перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- перечень работ, выполняемых самостоятельно по оперативному обслуживанию на закрепленном участке.

В зависимости от местных условий объем оперативной документации дополняют по решению главного инженера (технического руководителя) объекта МГ или ответственного за энергохозяйство в пределах требований Правил [21] .

11.4 Требования безопасности при эксплуатации электроустановок

11.4.1 Работы в действующих электроустановках проводят в соответствии с ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 [51] с учетом предусмотренных организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность.

11.4.2 Сосуды, работающие под давлением, и грузоподъемные механизмы, расположенные на электростанции, эксплуатируют в соответствии с ПБ 03-576-03 [44].

На основном электрооборудовании электростанций (двигателях, генераторах, трансформаторах), а также на электродвигателях и другом вспомогательном оборудовании должны быть таблички производителя оборудования с номинальными данными согласно технической документации.

Основному и вспомогательному оборудованию электроустановок присваивают оперативные наименования. Вспомогательному оборудованию присваивают оперативное наименование с порядковым номером основного оборудования с добавлением букв А, Б, В.

12 Защита от коррозии

12.1 Общие требования

12.1.1 Требования настоящего раздела распространяются на МГ и отводы от них, технологические трубопроводы КС, ГРС, трубопроводы и скважины ПХГ и другие подземные инженерные металлические коммуникации МГ.

12.1.2 Вышеперечисленные подземные сооружения подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ в соответствии с требованиями правовых и нормативных актов, стандартов и НД.

12.1.3 Систему ЭХЗ сооружений объектов МГ от коррозии, в том числе источников электроснабжения оборудования ЭХЗ, вводят в работу до сдачи сооружения в эксплуатацию. В период строительства участка МГ, в первую очередь в зонах высокой и повышенной коррозионной опасности, следует обеспечивать временной защитой от коррозии. Временную систему ЭХЗ вводят и включают в работу не позднее первого месяца после укладки трубопровода в грунт и засыпки.

12.1.4 Зоны МГ ПКО и ВКО определяют проектом согласно НД с учетом информации, имеющейся в базе данных ЭО и отраслевой базе данных по противокоррозионной защите газопроводов.

12.1.5 Вновь построенные и реконструированные подземные металлические объекты в части систем защиты от коррозии в течении первых двух лет эксплуатации должны пройти оценку соответствия требованиям действующей НД в порядке, установленном ОАО «Газпром». Оценка соответствия системы защиты от коррозии эксплуатируемых объектов проводят в рамках коррозионных обследований.

12.1.6 Газопроводы при надземной прокладке, включая зону их выхода из грунта на поверхность, подлежат защите от коррозии покрытиями, разрешенными к применению в ОАО «Газпром» в соответствии с проектом и НД.

12.2 Организация эксплуатации

12.2.1 Общее техническое и методическое руководство за работами по защите сооружений от коррозии осуществляет соответствующее структурное подразделение администрации ОАО «Газпром».

12.2.2 Техническое и методическое решение вопросов защиты от коррозии в ЭО осуществляет подразделение, ответственное за эксплуатацию систем защиты от коррозии. В своей деятельности ПОЭ защиты от коррозии руководствуется стандартами ОАО «Газпром» и другой НД.

12.2.3 ПОЭ защиты от коррозии ЭО ОАО «Газпром» осуществляет оперативное и методическое руководство деятельностью служб (участков, групп) защиты от коррозии филиалов ЭО.

12.2.4 ПОЭ защиты от коррозии организует и контролирует:

- выполнение планов ТОиР и реконструкции систем ЭХЗ, в том числе источников электроснабжения;
- выполнение графика плановых ремонтов;
- внедрение новой техники;
- внедрение передовых методов противокоррозионной защиты;
- выполнение мероприятий по повышению надежности защиты подземных сооружений от коррозии;
- работы по определению состояния защитных покрытий и коррозионного состояния сооружений;
- работы по определению участков МГ, подлежащих переизоляции и ремонту;
- работы по анализу коррозионного состояния, оценке и долговременному прогнозу коррозионного состояния сооружений на период не менее пяти лет;
- включение в ежегодные планы электрометрической диагностики участков газопроводов в соответствии с действующей НД;
- выполнение мероприятий в области охраны труда и промышленной безопасности служб защиты от коррозии филиалов ЭО.

12.2.5 ПОЭ защиты от коррозии обеспечивает контроль за соблюдением проектных решений и требований НД в части производства и приемки работ по противокоррозионной защите.

12.2.6 Основной задачей служб (участков и групп) защиты от коррозии филиалов ЭО является обеспечение эффективной защиты сооружений от коррозии, повышающей надежность их эксплуатации.

12.2.7 Службы (участков и групп) защиты от коррозии должны:

- обеспечивать бесперебойную работу установок катодной, дренажной и протекторной защиты путем своевременного проведения профилактических и ремонтных работ;
- обеспечивать поддержание потенциалов в защитных диапазонах по всей протяженности и во времени, контролировать их величину;
- повышать надежность электроснабжения установок катодной защиты;
- обеспечивать бесперебойное функционирование средств контроля коррозионного состояния в объемах, определяемых НД;

- обеспечивать применение средств телеконтроля ЭХЗ, новые средства защиты от коррозии, отечественные и зарубежные технологии и средства измерений и контроля коррозии, направленные на повышение точности определения параметров защиты;
- контролировать коррозионное состояние сооружений и состояние защитного покрытия;
- выполнять анализ коррозионного состояния сооружений, определять участки сооружений ВКО и ПКО;
- участвовать в определении участков МГ, подлежащих ремонту;
- принимать участие в контроле строительства средств защиты и контроля ее эффективности, а также качества нанесения защитных покрытий;
- обеспечивать своевременное и качественное ведение технической документации и представление отчетности.

12.3 Техническое обслуживание и ремонт средств электрохимической защиты

12.3.1 Сроки проведения технического обслуживания и ремонта средств ЭХЗ, их периодичность и объем устанавливаются графиком, разработанным в филиале ЭО, согласованным с производственным отделом защиты от коррозии ЭО и утвержденным руководителем подразделения филиала ЭО. Обслуживание и ремонт электрооборудования источников электропитания проводят в соответствии с требованиями раздела 11 настоящего стандарта. Объем и сроки работ устанавливаются в соответствии с требованиями НД и с учетом особенностей эксплуатации объектов ЭО. Результаты техобслуживания фиксируют в полевых журналах и паспортах средств ЭХЗ.

12.3.2 Данные о количестве и причинах отказов, а также времени простоев всех средств ЭХЗ: УДЗ, УКЗ и УПЗ – заносят в журнал контроля эксплуатационной надежности средств ЭХЗ, в котором фиксируют число отказов и время простоя средств ЭХЗ, а также их причины.

12.3.3 Отключение установки ЭХЗ допускают на срок, указанный в НД.

Простой УКЗ, УДЗ, приводящий к снижению потенциала газопровода менее защитного, считают аварийным и устраняют в течение 24 часов с момента получения информации о простое.

12.3.4 Контроль защищенности подземных сооружений от коррозии осуществляют согласно НД. На участках ВКО необходимо осуществлять контроль потенциала без омической составляющей.

12.3.5 Защищенность газопроводов оценивают по протяженности и во времени. Следует ежегодно составлять ведомость участков газопроводов, имеющих потенциалы ниже минимальных и выше максимальных значений по абсолютной величине с указанием границ

участков и продолжительности отклонений параметров ЭХЗ от заданных величин. Эффективность защиты газопроводов определяют по комплексному показателю защищенности.

12.3.6 Сроки проведения электрометрических обследований объектов МГ и объем работ при их проведении определяют по НД.

12.3.7 Коррозионное состояние объектов МГ оценивают методом ВТД и/или детальным комплексным электрометрическим обследованием с последующим обследованием в шурфах согласно НД.

12.3.8 Обследование в шурфах проводят с полным вскрытием сооружения, в первую очередь на участках, определенных по результатам обследований, а также на участках ВКО и ПКО. Рекомендуемый объем ежегодного обследования: не менее одного шурфа на 25 км ЛЧ МГ по каждой нитке при многониточной системе; одного шурфа на 10 км коллекторов и шлейфов ПХГ; одного шурфа на 1,0 км подземных технологических коммуникаций КС и ПХГ.

12.3.9 Контроль скорости коррозии выполняют в КДП, которые устанавливают в отдельных коррозионно-опасных точках газопроводов согласно НД.

12.3.10 КИП для контроля параметров ЭХЗ устанавливают над осью сооружения, окрашивают в яркий цвет. КИП должны иметь маркировку и привязку к трассе сооружения. Во всех точках измерения потенциалов обеспечивают возможность контакта неполяризуемого электрода сравнения с грунтом.

12.3.11 На участках высокой коррозионной опасности поэтапно внедряется 100 % резервирование в цепях электроснабжения, преобразования, а также коррозионный мониторинг (включающий КДП и средства дистанционного контроля параметров коррозии и защиты).

12.3.12 УКЗ на построенных (реконструируемых) МГ оборудуют средствами телеконтроля и телеуправления и КДП в зонах ВКО и ПКО с обеспечением передачи информации на автоматизированные рабочие места служб защиты от коррозии в соответствии с проектом. УКЗ на действующих газопроводах в зонах ПКО и ВКО оборудуют элементами коррозионного мониторинга, а также средствами телеконтроля на существующей системе телемеханики при ее реконструкции.

12.3.13 В зонах влияния блуждающих токов УКЗ оснащают автоматическими преобразователями в режиме автоматического поддержания заданного потенциала.

12.4 Техническая документация

12.4.1 Службы защиты от коррозии филиала ЭО используют следующую техническую документацию:

- графики работ по ТОиР средств ЭХЗ, в том числе источников электроснабжения, оборудования коррозионного мониторинга;

- паспорта и полевые журналы УКЗ, УДЗ, УПЗ и средств дистанционного контроля;
- акты испытаний защитных покрытий методом катодной поляризации;
- схемы газопроводов с указанием видов и типов защитных покрытий, УКЗ, участков ПКО, ВКО;
- акты обследования газопровода в шурфах;
- акты ремонтов защитного покрытия газопроводов;
- однолинейные электрические схемы средств ЭХЗ и источников электроснабжения;
- схемы расстановки средств ЭХЗ по газопроводу;
- ежегодные диаграммы (ведомости) распределения потенциалов по КИП с указанием участков газопроводов, имеющих потенциалы ниже минимальных значений и участков, подверженных влиянию блуждающих токов;
- материалы обследований, включая диаграммы распределения потенциалов методом выносного электрода, диаграммы распределения градиентов потенциалов вдоль сооружения и др.;
- журнал контроля эксплуатационной надежности средств ЭХЗ;
- ведомости данных по скорости коррозии и другим параметрам защиты в КДП;
- диаграммы распределения коррозионных дефектов вдоль сооружения;
- коррозионные карты (паспорт) участков газопровода с выделением зон умеренной, повышенной и высокой коррозионной опасности;
- формы КСО;
- перспективный (на пять лет) план капремонта средств ЭХЗ;
- исполнительную документацию по ЭХЗ;
- отчеты по всем проведенным обследованиям на газопроводах и объектах филиала ЭО;
- долговременный (до пяти лет) прогноз коррозионного состояния.

12.4.2 Результаты обследований состояния защитного покрытия и коррозионного состояния газопроводов (в том числе и результаты шурфований) направляют для включения в базу данных ОАО «Газпром» по противокоррозионной защите трубопроводов.

12.4.3 Техническая документация по защите от коррозии, а также материалы о контроле состояния защитного покрытия, ЭХЗ и коррозии подлежат хранению в течение всего срока эксплуатации сооружения.

12.5 Контроль состояния и ремонт защитных покрытий

12.5.1 Качество защитного покрытия построенных (или отремонтированных) участков МГ при приемке в эксплуатацию определяют в соответствии с НД.

12.5.2 Контроль защитных покрытий при эксплуатации трубопроводов выполняют методами интегральной и локальной оценки. Интегральную оценку состояния защитных покрытий выполняют ежегодно на основании данных о силе тока УКЗ (УПЗ) и распределении потенциалов вдоль сооружения. Допускается оценка качества защитного покрытия по величине переходного сопротивления трубопровода, определенного с использованием методов постоянного и/или переменного тока в соответствии с НД.

12.5.3 Выборочный контроль состояния защитного покрытия при обследованиях сооружений в шурфах выполняют в соответствии с 12.2.7.

12.5.4 Ремонт защитных покрытий трубопровода в местах повреждений проводят в соответствии с требованиями НД. Защитное покрытие на отремонтированном участке должно удовлетворять требованиям, предъявляемым к основному покрытию сооружения. При ремонте защитных покрытий используют материалы и технологии, разрешенные к применению ОАО «Газпром».

12.5.5 Участки защитного покрытия, подлежащие ремонту, определяют на основании требований НД, результатов электрометрических обследований, ВТД, обследований в шурфах с учетом коррозионного состояния системы газопроводов и перспективы развития системы газопроводов.

12.6 Требования безопасного проведения работ по защите от коррозии

12.6.1 Границу раздела эксплуатационной ответственности между Службой защиты от коррозии и производственными службами ЭВС, КИПиА, связи устанавливают приказом по филиалу ЭО.

12.6.2 Для безопасной эксплуатации средств ЭХЗ соблюдают требования настоящего стандарта.

12.6.3 Приварка катодных выводов (проводников) с помощью электро- и газосварки к находящемуся под давлением газопроводу не допускается.

12.6.4 Безопасность проведения работ по контролю параметров ЭХЗ и проведению измерений обеспечивают в соответствии с действующими в филиале ЭО инструкциями.

При применении ингибиторов коррозии в филиале ЭО разрабатывают в установленном порядке специальную инструкцию по безопасному проведению работ с ними с учетом выполнения требований охраны труда, пожарной безопасности настоящего стандарта.

13 Системы и средства автоматизации технологических процессов, телемеханизации, метрологии и связи

13.1 Общие требования

13.1.1 Организационная структура и режимы функционирования систем управления технологическими и вспомогательными объектами, систем технологической связи, функции и объем автоматизации и телемеханизации объектов МГ должны соответствовать действующим директивным документам.

13.1.2 Средства автоматизации поставляют комплектно с технологическим оборудованием. При реконструкции и модернизации допускают поставку отдельно средств автоматизации и технологической связи.

13.1.3 АСУ ТП МГ (средства автоматизации и телемеханизации технологического оборудования), средства учета расхода и контроля качества газа, системы передачи данных, подсистем обеспечения информационной безопасности рассматривают как единый ПТК.

Элементы ПТК функционируют взаимосвязано, образуя при должном развитии защищенную интегрированную систему управления ЭО.

13.1.4 Создание и эксплуатацию интегрированных систем управления ЭО осуществляют в рамках требований ОИИУС и ее подсистем, в том числе ОСОДУ и т.д.

13.1.5 Системы автоматизации технологического оборудования, системы телемеханики, технологической связи и передачи данных обеспечивают комплекс функций по управлению, контролю и защите оборудования. Данные системы функционируют независимо от работоспособности систем и средств управления вышестоящего уровня и состояния систем связи между уровнями управления.

13.1.6 АСУ ТП ЭО по транспортировке газа, системы и средства автоматизации и телемеханизации технологических объектов являются составной частью ОСОДУ ЕСГ Российской Федерации.

Управление магистральным транспортом газа ЕСГ России осуществляют на следующих уровнях:

- ЦПДД ОАО «Газпром», г. Москва (автоматическая система диспетчерского управления ЕСГ) – первый уровень управления;
- центральный диспетчерский пункт ЭО (уровень АСУ ТП МГ ЭО) – второй уровень управления;
- диспетчерский пункт филиала ЭО – для филиала ЭО с числом КС более одной; диспетчерский пункт КС (уровень АСУ ТП филиала ЭО) – третий уровень управления;
- пост управления КЦ, при близком расположении нескольких КЦ может обслуживать более одного КЦ (цеховой уровень АСУ ТП КС) – четвертый уровень управления;

- локальные системы средств автоматизации и телемеханизации (системы автоматического контроля, управления и защиты ГПА, вспомогательного оборудования, установок электроснабжения, узла подключения КЦ, крановых площадок, СКЗ, компьютеризованные средства измерения расхода газа и др.) – пятый уровень управления.

АСУ ТП ЭО создают распределенную, многоуровневую, иерархически организованную систему управления, построенную на базе систем автоматизации, телемеханизации, технологической связи и передачи данных.

13.1.7 Программно-технические средства АСУ ТП обеспечивают интеграцию информации по всем контролируемым объектам уровней ЭО и ее филиалов.

13.1.8 Поддержание средств и систем управления технологическими процессами, технологической связи и метрологического обеспечения в работоспособном состоянии обеспечивают производственные отделы, службы, участки и группы АСУ ТП, КИПиА, телемеханики, связи, метрологического обеспечения.

13.1.9 Для эксплуатации АСУ ТП, КИПиА, телемеханики, метрологического обеспечения, связи на всех уровнях управления создают подразделения. Перечень и состав отделов, служб, участков и групп АСУ ТП, КИПиА, телемеханики, метрологического обеспечения, связи в технологических, административно-хозяйственных и ремонтных подразделениях ЭО, а также разделение обязанностей и объема обслуживаемого оборудования определяет ЭО и согласовывает в ОАО «Газпром» исходя из количества и сложности эксплуатируемых систем.

13.1.10 Эксплуатационный персонал служб, участков и групп АСУ ТП обслуживает:

- аппаратно-программные средства АСУ ТП (АРМ, серверы, периферийное оборудование, базовое и прикладное программное обеспечение);
- системы хранения данных реального времени;
- средства системного администрирования ЛВС, СУБД РВ SCADA-систем, систем информационного обмена между уровнем ЭО и ее филиалов.

13.1.11 В функции персонала АСУ ТП входят:

- эксплуатация систем АСУ ТП уровней ЭО (филиалов ЭО), включая программно-технические комплексы ДП КС (за исключением средств технологической связи и метрологических функций), обмен данными аппаратно-программного комплекса системы управления КС (филиала ЭО) со смежными системами автоматизации, а также средства системного администрирования многоуровневой системы управления ЭО в целом;
- сопровождение базового и прикладного программного обеспечения систем и средств автоматизации уровней ЭО (филиалов ЭО), программируемых логических контроллеров.

13.1.12 Эксплуатационный персонал служб, участков и групп КИПиА обслуживает:

- средства и системы автоматизации, в том числе на базе программируемых логических контроллеров;

- системы и средства агрегатной и цеховой автоматики, включая системы регулирования, локальные системы автоматизации вспомогательных технологических объектов;
- средства автоматизации и контрольно-измерительные приборы, обеспечивающие функционирование систем теплоснабжения, водоснабжения, вспомогательных механизмов;
- системы обеспечения технологической безопасности (контроль загазованности помещений, вибрации оборудования, систем и средств автоматики по обнаружению и ликвидации пожара);
- системы и средства управления кранами на промплощадке КЦ (КС), а также локальные средства управления узлов подключения КЦ (КС);
- промышленные коммуникационные сети систем автоматизации на промышленной площадке КЦ;
- средства измерения, сигнализации и защиты ГПА и вспомогательного оборудования;
- автоматику котельных промплощадок и жилпоселков;
- автоматику и средства измерения расхода газа на собственные нужды;
- системы автоматики защиты технологического оборудования, КИПиА ГРС промышленных площадок;
- коммуникационные интерфейсы промышленных каналов автоматизации.

13.1.13 В функции подразделений КИПиА входят:

- обслуживание средств и систем автоматизации основного и вспомогательного технологического оборудования;
- обслуживание средств формирования, обработки, передачи, архивирования и представления информации для управления основными и вспомогательными технологическими объектами с объемом оборудования по 13.1.12;
- обслуживание промышленных коммуникационных сетей систем автоматизации.

13.1.14 Эксплуатационный персонал служб, участков и групп телемеханики обслуживает:

- ПУ систем телемеханики с аппаратными и программными средствами;
- ППУ, концентраторы информации с аппаратными и программными средствами;
- КП (основные и спутниковые) с аппаратными и программными средствами;
- датчики технологических и иных параметров с соединительными кабелями;
- средства передачи данных между основным и спутниковыми КП;
- устройства резервного и автономного электропитания в составе КП;
- устройства контроля доступа на удаленных объектах, входящих в состав системы телемеханики;

- оборудование размещения КП системы телемеханики (блок-контейнеры, термокамеры необслуживаемых усилительных пунктов, наружные шкафы и др.);
- средства и системы автоматизации и средства учета расхода газа на ГИС, ГРС, магистральных замерных узлах;
- системы автоматики, устройства и приборы защиты технологического оборудования, КИП, средства сигнализации на ГРС МГ и газопроводов-отводов.

13.1.15 Основными функциями служб, групп, участков телемеханики являются:

- контроль и поддержание в работоспособном состоянии средств телемеханики и программного обеспечения;
- своевременное выявление и устранение неисправностей (методом замены плат, модулей, блоков);
- разработка регламента технического обслуживания систем телемеханики, непосредственное участие и контроль над его выполнением.

В состав служб телемеханики должны входить специалисты, прошедшие обучение по эксплуатации и обслуживанию систем телемеханики по курсам производителей.

Службу телемеханики оснащают стационарными и специализированными передвижными автолабораториями телемеханики с необходимым составом поверочных, диагностических, тарифовочных и других необходимых приборов, инструментов, приспособлений.

13.1.16 Управления, отделы, службы и подразделения связи ЭО ОАО «Газпром» организуют и обеспечивают техническую эксплуатацию всего комплекса оборудования, технических средств, линий, сооружений и сетей связи МГ в составе:

- магистральных, внутризонавых и местных волоконно-оптических линий связи;
- магистральных, внутризонавых и местных радиорелейных линий связи;
- магистральных, внутризонавых и местных кабельных линий связи;
- систем и оборудования тактовой сетевой синхронизации;
- систем и аппаратно-программных комплексов управления сетями и элементами сетей связи;
- сетей и коммутационного оборудования фиксированной автоматической телефонной связи;
- сетей местной радиотелефонной связи;
- сетей подвижной радиосвязи;
- сетей видеотелефонной и видеоконференцсвязи;
- сетей передачи данных различного уровня;
- сетей спутниковой связи;
- коммутационного и абонентского (оконечного) оборудования диспетчерской и селекторной связи;

- сетей связи систем линейной телемеханики;
- локальных вычислительных сетей и структурированных кабельных систем предприятий и объектов транспорта газа;
- аппаратно-программных комплексов телематических служб предприятий и объектов транспорта газа;
- систем электропитания технических средств и энергоснабжения сооружений связи.

Техническую эксплуатацию указанных сетей и технических средств осуществляют в соответствии с Правилами [54], настоящим стандартом, а также другой НД.

13.1.17 Метрологическая служба ЭО должна:

- поддерживать программные и технические средства и документацию (в том числе стандарты, директивные документы, базы данных и т.п.) для метрологического обеспечения производственно-хозяйственной деятельности;
- осуществлять технические и административные мероприятия по подготовке и проведению операций поверки средств измерения;
- осуществлять калибровку средств измерения;
- решать оперативные вопросы с потребителем природного газа, касающиеся метрологической части;
- обеспечивать подготовку и своевременную аттестацию персонала;
- осуществлять организационно-техническое сопровождение работ по метрологическому обеспечению, выполняемых специализированными организациями.

13.1.18 Средства и системы управления принимает в эксплуатацию приемочная комиссия в составе принимаемого технологического объекта или объекта управления.

13.1.19 При вводе в эксплуатацию АСУ ТП на действующем объекте МГ отдельных подсистем или локальных систем и средств автоматического управления и телемеханики назначают приемочные комиссии, работающие по программам испытаний, утвержденным ЭО или ОАО «Газпром».

13.1.20 Заключительным этапом приемки в промышленную эксплуатацию серийных программно-технических средств АСУ ТП, автоматизации и телемеханизации является комплексное опробование в рабочих режимах, срок которого составляет для устройств, работающих:

- в непрерывном рабочем режиме при полной нагрузке – 72 ч;
- в режиме ожидания – до одного месяца (с проведением проверок в режиме имитаций).

В опытную эксплуатацию оборудование включают приказом по ЭО/филиалу ЭО. В период опытной эксплуатации проводят проверку оборудования и систем по утвержденным программам, предусматривающим создание или имитацию различных режимов.

13.1.21 Фактические технические данные и характеристики, полученные в процессе приемочных испытаний, заносят в формуляр (паспорт) системы.

13.1.22 В период опытной эксплуатации программно-технические средства систем управления обслуживает эксплуатационный персонал филиалов ЭО, каждый по своему функциональному направлению, с привлечением специалистов предприятий разработчиков АСУ ТП, производителей локальных систем управления, наладочных организаций.

13.1.23 Ответственность за сохранность программно-технических средств, автоматизации, телемеханики и технологической связи, а также сопроводительной документации несет эксплуатационный персонал соответствующих цехов и служб, в которых установлены эти средства, начиная с момента ввода систем управления в опытную эксплуатацию.

13.1.24 Выполняемые системами управления технические функции, рабочие параметры и климатические условия (температура окружающей среды, влажность, наличие запыленности воздуха, агрессивных сред), механические воздействия в местах установки систем и средств управления не должны выходить за пределы требований инструкций по эксплуатации производителей и проектной документации.

13.1.25 Напряжение электропитания для средств автоматизации и управления должно быть стабилизированным. Цепи питания этих устройств защищают от воздействия промышленных помех.

13.1.26 Бесперебойную работу систем и средств управления обеспечивают резервированием питания с автоматическим переключением для вычислительной техники, программируемых контроллеров, систем телемеханики, связи и передачи данных (с периодической его проверкой). Сохранность выполняемых системами и устройствами функций, включая сохранение содержания баз данных, обеспечивают резервированием питания.

13.1.27 Щиты, переходные коробки и сборные кабельные щиты нумеруют, зажимы и подходящие к ним провода, а также импульсные линии контрольно-измерительных приборов и автоматических регуляторов должны иметь маркировку, органы управления и сигнализации, измерительные устройства – надписи об их назначении в соответствии с проектной и исполнительной документацией.

13.1.28 Приборы эксплуатируют с надежными запирающими устройствами, уплотнениями, чистыми смотровыми стеклами, с четкой регистрационной записью, плотными клеммными соединениями, имеющими надежные контакты.

На шкалах стационарных показывающих измерительных приборов наносят красную черту, соответствующую предельно допустимому значению измеряемой величины.

13.1.29 Трассы прохождения контрольных кабелей по технологическим площадкам обозначают на концах, в местах разветвления и пересечения, при переходах, а также по всем

трассам прохождения контрольных кабелей через каждые 50–70 м. Концы свободных жил кабелей изолируют. Допускают соединение кабелей через клеммные коробки.

При устранении повреждений кабелей с металлической оболочкой или при их наращивании, соединяя жилы, устанавливают герметичные муфты, каждая из которых подлежит регистрации с указанием ответственного, производившего разделку. Места соединений кабелей с резиновой оболочкой и изоляцией герметизируют методом вулканизации. Кабели с полихлорвиниловой оболочкой при наращивании соединяют пайкой с механическим креплением, при необходимости закрывают кожухом.

13.1.30 Соединительные трубные прокладки (импульсные линии) к СИ и автоматизации прокладывают с соблюдением необходимых уклонов и во время эксплуатации систематически продувают.

Прокладка импульсных линий должна допускать удобный доступ к технологическому оборудованию, измерительным, регулирующим и иным устройствам и приборам, установленным на нем, а также обеспечивать свободное перемещение эксплуатационного персонала по технологическим площадкам.

В местах, где возможны обмерзание или чрезмерный нагрев, применяют соответствующие защитные меры (теплоизоляция, подогрев термокабелем и т.п.).

13.1.31 Предусмотренные средства автоматической блокировки, исключающие возможность одновременного ручного и дистанционного управления, а также программно-технические средства задания режимов из пунктов дистанционного управления (ЦДП ЭО, ДП КС, пост управления КЦ), исключающие возможность дистанционного управления из двух и более пунктов, периодически проверяют и обеспечивают их работоспособное состояние.

13.1.32 Периодические операции по контролю исправности и опробованию систем и средств управления проводит эксплуатационный персонал, а в случае когда этого требуют условия эксплуатации – дежурный оперативный персонал с записью результатов в оперативном журнале.

Данные операции описывают в отдельных регламентах с четким разделением функций между эксплуатационным и оперативным персоналом.

13.1.33 Устройства и приборы защиты периодически проверяют в сроки, установленные графиками и технологическими инструкциями и регламентами.

Отключение защиты для проверки сопровождают записью в оперативном журнале.

Запрещено производить ремонтные и наладочные работы на работающем технологическом оборудовании в цепях защит, находящихся в действии. Отключение средств защиты допускают только в случае выявления неисправностей на время, необходимое для их устранения. В этом случае устанавливают непрерывное наблюдение за контролируемым параметром

по измерительным приборам. Если прямой контроль параметра невозможен, то технологическое оборудование необходимо вывести из рабочего режима либо остановить.

Неисправные приборы и устройства защиты на работающем оборудовании можно заменять только при отключении их от электропитания.

На вновь устанавливаемые приборы и устройства защиты электропитание подают при кратковременной деблокировке схемы защиты.

13.1.34 Проверку устройств и приборов защиты осуществляют:

- в САУ ГПА энергоблоков электростанций и т.д. не реже одного раза в квартал на агрегатах, находящихся в резерве и после проведения ремонтных работ, связанных с отключением питания САУ;

- в САУ КЦ сигнализации, защит и опробование систем управления кранами – не реже одного раза в квартал и после проведения ремонтных работ, связанных с отключением питания САУ;

- после капитального ремонта оборудования;

- на ГРС не реже одного раза в квартал, если инструкции производителя не предусматривают иной порядок.

ЭО в обязательном порядке разрабатывают инструкции по проверке защит на ГПА отдельно для каждого типа ГПА и САУ.

Проверку защит на работающих ГПА и энергоблоках электростанций выполняют только при наличии утвержденной инструкции по проверке защит на работающем оборудовании, составленной для каждого типа агрегатов и САУ на основании регламентов, разработанных производителями.

13.1.35 Автоматическую диагностику (самодиагностику) программно-технических средств АСУ ТП, автоматизации, телемеханизации, технологической связи и передачи данных выполняют путем пуска соответствующих тестов, заложенных аппаратно и программно в системах по регламентам, указанным в проектной и эксплуатационной документации.

13.1.36 Метрологические и точностные характеристики приборов, устройств автоматизации и телемеханизации не должны быть ниже указанных в технической документации. Порядок метрологической поверки и калибровки средств измерений изложен в 13.4 настоящего стандарта.

13.1.37 Комплексную проверку многоуровневых систем управления (уровней: ЭО – филиал ЭО, КС – цех – системы локальной автоматизации и телемеханизации) выполняют по регламенту, разработанному в проекте, а при его отсутствии – по регламенту, разработанному специализированной организацией.

13.1.38 Регламент информационного взаимодействия АСУ ТП ЭО и АСУ ТП смежных ЭО (в том числе граничных филиалов ЭО) устанавливает ЭО по согласованию со смежными ЭО.

13.1.39 Запрещен допуск к средствам управления, приборам, системам автоматизации, телемеханизации и технологической связи, устройствам защит лиц, не имеющих прямого отношения к обслуживанию и контролю аппаратуры, соответствующего уровня квалификации.

13.2 Организация эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и контрольно-измерительных приборов

13.2.1 Для поддержания в работоспособном состоянии составных частей систем управления, включающих средства вычислительной техники, ПЛК, локальные системы автоматической защиты и управления, средства телемеханизации, связи и передачи данных, в ЭО создают производственные отделы, а в филиалах ЭО – соответствующие службы, участки и группы, руководство которыми осуществляют производственные отделы ЭО.

13.2.2 Деятельности служб, участков и т.п. организуют, обеспечивая круглосуточную, бесперебойную работу систем управления: автоматизации, телемеханизации и связи.

13.2.3 Организацию работы эксплуатационного персонала по обслуживанию средств и систем управления определяет свод правил, инструкций и регламентов, разрабатываемых ЭО. Техническое обслуживание и текущий ремонт систем и средств автоматизации, ведение технической документации осуществляет эксплуатационный персонал служб/участков филиалов ЭО.

Персонал, осуществляющий техническое обслуживание и текущий ремонт систем и средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов, обязан знать устройство и работу аппаратуры, уметь производить ее обслуживание и регулировку, а также знать устройство газового оборудования, которым управляет автоматика и телемеханика, и подтвердить необходимый уровень квалификации.

Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту возможно привлечение специализированных подразделений ЭО, а также специализированных организаций.

13.2.4 Службы (участки, группы) КИПиА обеспечивают:

- бесперебойную и надежную эксплуатацию устройств контроля, защиты, автоматического управления на объектах МГ, а также промышленных коммуникационных каналов;
- участие в разработке предложений по модернизации и реконструкции средств и систем автоматизации технологических процессов;
- техническое обслуживание;
- текущий ремонт для восстановления исправности и работоспособности;
- разработку графиков вывода устройств и систем на плановое техническое обслуживание и плановый ремонт;

- участие в экспертизе проектной документации по строительству новых и реконструкции действующих объектов;

- контроль за деятельностью специализированных организаций, выполняющих ремонт и обслуживание технических средств;

- контроль за выполнением монтажных и наладочных работ, участие в проведении испытаний, приемку в эксплуатацию средств автоматизации, контроля, защиты, автоматического управления;

- участие в расследовании отказов, разработке мероприятий по их предупреждению;

- участие в государственной, ведомственной поверке и калибровке СИ и информационно-измерительных систем безопасности (загазованности, противопожарной).

13.2.5 Служба телемеханики обеспечивает:

- бесперебойную работу систем телемеханики в пределах филиалов ЭО;

- техническое обслуживание;

- текущий ремонт для восстановления исправности и работоспособности;

- разработку графиков вывода устройств и систем на плановое техническое обслуживание и плановый ремонт;

- своевременное информирование ДС филиалов ЭО об оперативных действиях службы телемеханики;

- разработку и проведение мероприятий по предотвращению аварий, несчастных случаев и нарушений техники безопасности при эксплуатации средств телемеханики;

- исправное состояние датчиков технологических параметров и их своевременную метрологическую поверку и аттестацию;

- надлежащее хранение, учет и содержание в исправном состоянии сервисных приборов и запасных частей;

- контроль за деятельностью специализированных организаций и специализированных бригад, выполняющих ремонт и обслуживание средств телемеханики, техническую приемку выполненных работ;

- участие в экспертизе проектной документации по строительству новых и реконструкции действующих объектов.

13.2.6 Средства АСУ ТП обеспечивают дистанционный контроль, дистанционное управление технологического процесса и оборудования со следующих уровней:

- ЦДП ЭО;

- ДП филиала ЭО (ДП КС);

- оперативно-технологический пост управления КЦ;

- локальные пульты управления основным технологическим и вспомогательным технологическим оборудованием.

В каждый момент времени дистанционное управление и регулирование технологическим процессом допускают по конкретным параметрам и объектам только с одного из указанных уровней, на прочих уровнях эти функции подлежат автоматической блокировке. Уровень управления определяется процедурой передачи прав управления или настройкой программно-технических средств АСУ ТП при эксплуатации по распоряжению руководства вышестоящего уровня управления и протоколируется соответствующими средствами систем управления.

13.2.7 Эксплуатационный персонал выполняет отключение средств вычислительной техники, задействованной в режиме промышленной эксплуатации, средств и систем автоматизации, телемеханизации, сигнализации и защиты только с разрешения диспетчера (сменного инженера), ответственного за эксплуатацию объекта.

Отключение средств автоматизации и переключения в указанных системах, в том числе перевод с автоматического управления на ручное, выполняют по разрешению диспетчера (сменного инженера) филиала ЭО с записью в оперативном журнале.

Переключения на длительный срок выполняют с письменного разрешения руководителя вышестоящего уровня управления.

13.2.8 Порядок отключения средств и систем автоматизации, контроля и сигнализации на ГРС, котельных и других объектах, в том числе перевод управления с автоматического на ручное и изменение уровня дистанционного управления, определяет филиал ЭО.

Повторное включение средств автоматизации осуществляют по окончании восстановительных работ с обязательным оповещением диспетчера и записью в журнале.

13.2.9 Устройства и средства автоматизации эксплуатационный персонал проверяет с периодичностью, установленной графиками технического обслуживания.

13.2.10 Средства и системы управления, находящиеся в работе, опломбируют, за исключением устройств, уставки которых подлежат изменению оперативным персоналом в зависимости от заданного режима работы оборудования. Дверцы шкафов и защитные кожухи щитов закрывают и запирают.

Вскрытие устройств, находящихся в работе, разрешают эксплуатационному персоналу при обслуживании в соответствии с заданием на выполняемую работу с записью в оперативном журнале производства работ.

Меры предосторожности против ложных переключений устройств управления и ошибочных действий персонала принимают в случае необходимости производства каких-либо работ на панелях, в щитах, цепях защиты и контроля при работающем основном оборудовании.

13.2.11 На панелях или вблизи места размещения релейных устройств запрещено проводить работы, вызывающие их сильное сотрясение, которое может привести к ложным срабатываниям реле и других устройств.

13.2.12 Замену или ремонт контрольно-измерительных приборов на работающем оборудовании, если подобные работы допускаются инструкциями по технике безопасности и условиям технологического процесса, производят только с разрешения диспетчера (сменного инженера) с записью в оперативный журнал производства работ. На период замены (ремонта) контроль работы оборудования осуществляют по другим взаимосвязанным параметрам.

13.2.13 Включение в работу средств вычислительной техники и программируемых контроллеров, в том числе после проведения профилактических работ, производят после восстановления всех коммуникационных цепей, проверки функционирования программных средств и воздействия на управляемое оборудование в соответствии с руководством по эксплуатации.

13.2.14 Сопровождение и развитие программного обеспечения в процессе эксплуатации централизованно осуществляет отдел (служба и т.п.) АСУ ТП ЭО.

В составе отдела (службы) АСУ ТП предусматривают группы или отдельных специалистов по следующим направлениям:

- сопровождению и развитию информационного обеспечения, администрированию баз данных реального времени;
- сопровождению базового программного обеспечения;
- развитию и разработке прикладного программного обеспечения и пользовательских АРМ;
- сопровождению прикладного программного обеспечения;
- эксплуатации технических средств;
- администрированию сети передачи данных и ее служб.

13.2.15 Обслуживание программных средств включает:

- техническое обслуживание программного обеспечения, а также баз данных реального времени;
- обеспечение учета и хранения съемных носителей с конфиденциальной и другой информацией, подлежащей защите, и контроль за соблюдением порядка их хранения и выдачи;
- оперативный контроль за надежным функционированием программного обеспечения и баз данных реального времени;
- внесение изменений и дублирование программного обеспечения.

13.2.16 Техническое обслуживание носителей программного обеспечения и баз данных реального времени гарантирует их сохранность и выполняется обслуживающим персоналом АСУ ТП в соответствии с эксплуатационной документацией на конкретные типы ЭВМ.

13.2.17 Оперативный контроль за надежным функционированием программного обеспечения осуществляет отдел АСУ ТП ЭО в соответствии с руководством по техническому обслуживанию и с учетом требований проектной и сопроводительной эксплуатационной документации.

13.2.18 Руководство по техническому обслуживанию программного обеспечения включает оперативный контроль в нерабочем режиме при проведении технического обслуживания компьютерной техники, в рабочем режиме с помощью тестовых программ и контрольных примеров или автоматически с помощью диагностических программ.

Оперативный контроль программного обеспечения в нерабочем режиме проводит персонал, выполняющий техническое обслуживание, с использованием технических средств и процедур, указанных в эксплуатационной документации.

Автоматический оперативный контроль программного обеспечения в рабочем режиме осуществляют непрерывно по каждой выполняемой функции методами и средствами, предусмотренными в программном обеспечении.

Дефекты, выявленные при всех видах оперативного контроля, устраняют специалисты при техническом обслуживании или ремонте в соответствии с исполнительной документацией или с привлечением разработчиков технических и программных средств на основе соответствующих рекламаций или специализированных организаций.

13.2.19 Дублирование, учет и хранение программной документации выполняют в соответствии с ГОСТ 24607. Если ЭО не переданы подлинники дистрибутивных носителей программного обеспечения, то она должна иметь их дубликаты. Подлинники или дубликаты дистрибутивных носителей программного обеспечения хранят в отделе АСУ ТП ЭО, который осуществляет учет используемых программных документов, а также передачу необходимых дистрибутивных носителей в службы и группы АСУ ТП филиалов ЭО.

13.2.20 Внесение изменений в программное обеспечение выполняют в соответствии с ГОСТ 19.603. Отделы АСУ ТП оформляют извещения на изменения программного обеспечения только в том случае, когда они являются держателями подлинников. При необходимости внесения изменений в дубликаты отделы АСУ ТП оформляют и направляют держателю подлинников предложение об изменении.

Службы филиалов ЭО могут направлять предложения об изменении программного обеспечения только в отделы АСУ ТП ЭО.

13.2.21 Запрещено внесение изменений в программное обеспечение без оформления извещения.

Развитие и совершенствование программного обеспечения, независимо от того, кем оно разработано, осуществляют путем оформления извещения об изменении в установленном порядке.

13.2.22 Разработку новых прикладных программ и пользовательских АРМ выполняет отдел АСУ ТП по техническому заданию, утвержденному руководством ЭО и согласованному с правообладателем.

13.2.23 Обслуживание централизованных и распределенных баз данных ЭО производят отделы АСУ ПХД и АСУ ТП:

- базы данных реального времени – отделом АСУ ТП;
- базы данных ПХД, архивные базы данных нереального времени, хранящие технологическую и оперативно-диспетчерскую информацию – отделом АСУ ПХД.

Локальные базы данных отдельных прикладных задач и АРМ в той части показателей, которая не связана с централизованной или распределенной базой данных могут обслуживаться конечными пользователями.

13.2.24 При наличии в ЭО распределенной базы данных АСУ ПХД и/или АСУ ТП, ее ведение и поддержка осуществляются централизованно на уровне ЭО.

На уровне филиалов ЭО запрещено выполнение функций корректировки структуры, показателей и других компонентов распределенной базы данных, которые являются общими для уровня ЭО и филиала ЭО.

Указанные корректировки производят централизованно, новые версии базы данных и программного обеспечения передают в филиалы ЭО средствами системы передачи данных или на машинных носителях.

13.2.25 Санкционированный доступ к единой или распределенной базе данных всех уровней устанавливает регламент, утвержденный ЭО.

13.2.26 Отделы АСУ ПХД и АСУ ТП ЭО обеспечивают учет и хранение версий баз данных.

13.3 Телемеханика

13.3.1 Средствами системы телемеханики осуществляют текущий контроль состояния и управление оборудованием объектов ЛЧ МГ, газопроводов-отводов, ГРС, УКЗ и других удаленных объектов.

13.3.2 Аппаратное и программное взаимодействие систем телемеханики с АСУ ТП вышестоящего уровня и смежными системами контроля и управления определяют на стадии проектирования объекта МГ.

13.3.3 Система телемеханики является основным ядром по передаче всего объема информации с удаленных объектов МГ на уровень АСУ ТП без выделения дополнительных каналов связи.

13.3.4 Системы телемеханики оснащают датчиками, приборами и устройствами, соответствующими проекту по взрывозащите, климатическим, иным условиям и допущенными к применению в ОАО «Газпром».

Заземление средств телемеханики проверяют на соответствие требованиям проектной и конструкторской документации.

Заземленные датчики и узлы управления гальванически отделяют от газопровода.

Броню контрольных кабелей, соединяющих датчики и клеммные колодки в помещениях КП, системы телемеханики заземляют только со стороны клеммных колодок.

13.3.5 Средства телемеханики на кранах с телеуправлением оснащают защитой (аппаратной и программной), исключающей возможность несанкционированного телеуправления, включая блокировку от несанкционированной подачи команд на телеуправление с выносных пультов.

Перевод на местное управление кранами осуществляют только с разрешения диспетчера или другого ответственного лица с записью в оперативный журнал производства работ. Длительное отключение цепей управления кранами осуществляют только с письменного разрешения руководителя филиала ЭО, согласованного с ПДС ЭО.

13.3.6 Инженер по телемеханике, отвечающий за работу средств телемеханики, обязан:

- каждую смену контролировать состояние и работу средств телемеханики и программного обеспечения на всех уровнях систем телемеханики, включая передачу информации на уровень АСУ ТП;

- принимать оперативные меры по возврату в работоспособное состояние технических и программных средств в случае выхода их из строя;

- производить восстановление, корректировку баз данных при сбоях в работе системы телемеханики, в случае замены датчиков, программируемых модулей, КП системы телемеханики в целом, концентраторов информации, ППУ и ПУ;

- обеспечивать выполнение регламентных работ;

- следить за регистрацией событий, связанных с техническим состоянием средств телемеханики и программного обеспечения;

- обеспечивать наличие и надлежащее состояние проектной, исполнительной и технической документации на средства телемеханики и программное обеспечение;

- готовить предложения по своевременной замене технических средств систем телемеханики;

- участвовать в разработке заданий на проектирование, экспертизе проектной документации, монтаже, наладке и вводе в эксплуатацию средств телемеханики.

13.3.7 Эксплуатационный персонал с периодичностью, указанной в инструкции по эксплуатации, но не реже одного раза в смену, проверяет правильность функционирования средств телемеханики путем просмотра текущего протокола событий по телемеханике и системного протокола, сообщающего об ошибках программного обеспечения и вмешательстве оперативного персонала, в том числе несанкционированного.

Нарушения регистрируют в оперативном журнале сменного инженера.

13.3.8 Техническое обслуживание и устранение неисправностей (за исключением простых операций – замена предохранителей, плат) в работе системы телемеханики выполняет персонал служб телемеханики филиалов ЭО в соответствии с установленным в филиалах ЭО порядком и НД.

Средства системы телемеханики, установленные на объектах МГ, не реже одного раза в квартал проверяют на работоспособность с сопрягаемым оборудованием. При опробовании на линейном кране присутствует комплексная бригада.

Кроме того, проверяют:

- источники автономного и аварийного электропитания на соответствие их техническим требованиям и нормам;
- исправность систем сигнализации телемеханизированных объектов и оповещения ДС;
- состояние оборудования для размещения средств системы телемеханики (блок-боксов, контейнеров, шкафов, их элементов и др.) и средств защиты от вскрытия (замки, запоры);
- исправность устройств молниезащиты.

13.3.9 В отдельных случаях, когда отсутствует возможность проверки цепей управления и сигнализации с непосредственным изменением состояния оборудования, допускают осуществлять проверку путем имитации работы оборудования, максимально приближенной к реальным условиям.

Порядок и периодичность проверок определяют в соответствии с инструкцией по эксплуатации на каждое устройство. Проведение проверок согласовывают с диспетчером филиала ЭО и оформляют документально.

13.4 Метрологическое обеспечение

13.4.1 Общие положения

13.4.1.1 Настоящий раздел устанавливает основные положения и требования к организации и проведению работ по метрологическому обеспечению вновь разрабатываемых и находящихся в эксплуатации объектов, сооружений и оборудования МГ.

Метрологическое обеспечение объектов МГ – комплекс организационно-технических мероприятий, правил и норм, технических средств, необходимых для обеспечения единства и требуемой точности проводимых измерений, в том числе количества и показателей качества газа, с целью учета, выполнения технологических операций и обеспечения безопасных условий труда.

13.4.1.2 Метрологическое обеспечение осуществляют в соответствии с требованиями стандартов ГСИ, СТО Газпром 5.0, стандартов, правил и норм ОАО «Газпром», другой НД.

13.4.1.3 Организационной основой метрологического обеспечения является метрологическая служба ОАО «Газпром», включающая структурное подразделение ОАО «Газпром», функциональными обязанностями которого является организация работ по обеспечению единства измерений, метрологические службы ЭО, базовые организации метрологической службы, отраслевой и региональные метрологические центры.

13.4.1.4 Метрологическое обеспечение объектов МГ включает следующие мероприятия:

- систематический анализ состояния и применения СИ, аттестованных методик выполнения измерений, рабочих эталонов и соблюдения метрологических правил и норм и разработку на его основе мероприятий по совершенствованию метрологического обеспечения;
- создание и внедрение современных методов и СИ;
- разработку и внедрение национальных стандартов и стандартов организации;
- метрологическую экспертизу проектов стандартов, технических заданий на проектирование, конструкторской, технологической и другой НД;
- аттестацию методик выполнения измерений;
- испытания и внедрение СИ;
- контроль за состоянием, применением и ремонтом СИ, за соблюдением метрологических правил и норм;
- информационное обеспечение метрологических служб ОАО «Газпром»;
- поверку и калибровку СИ;
- подготовку и повышение квалификации кадров.

13.4.1.5 На объектах МГ к эксплуатации допускают СИ, прошедшие государственные испытания в целях утверждения типа (имеющие сертификат об утверждении типа средства измерений) в соответствии с ПР 50.2.009-94 [55] и рекомендованные в установленном порядке к применению в ОАО «Газпром».

Вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений в добровольном порядке могут применяться как СИ утвержденных типов, так и СИ, сертифицированные в системах добровольной сертификации.

В сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, устанавливаемого Федеральным законом [56], оценку на соответствие СИ установленным техническим требованиям при их эксплуатации проводят в формах поверки и государственного метрологического надзора.

Вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений в процессе эксплуатации СИ должны подвергаться калибровке или, в добровольном порядке, поверке.

При выборе СИ предпочтение должно отдаваться средствам, рекомендованным к применению ОАО «Газпром».

13.4.1.6 Требования к проведению измерений с применением аттестованных или стандартизованных методик, а также требования к методикам выполнения измерений устанавливает законодательство Российской Федерации о техническом регулировании, иные федеральные законы, нормативные правовые акты Президента и Правительства Российской Федерации.

13.4.2 Требования к проведению работ

13.4.2.1 Установление перечня измеряемых величин, норм точности измерений и выбор СИ осуществляют в соответствии с требованиями стандартов ОАО «Газпром» и другой НД.

13.4.2.2 Организацию и порядок проведения поверки СИ проводят в соответствии с ПР 50.2.006-94 [57].

Государственный метрологический надзор за состоянием и применением СИ, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм проводят в соответствии с ПР 50.2.002-94 [58].

Проведение калибровки СИ, не подлежащих поверке, выполняется метрологическими службами юридических лиц в соответствии с ПР 50.2.016-94 [59] и ПР СК 51-00159093-008-99 [60].

Как в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, так и вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений применяют рабочие эталоны, для которых обеспечивается прослеживаемость передачи размера единицы величины от государственного первичного эталона, либо от национального эталона единицы величины другой страны в соответствии с порядком, установленным Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии.

13.4.2.3 Метрологическое обеспечение измерительных систем осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.596.

13.4.2.4 Разработку и аттестацию методик выполнения измерений проводят на соответствие установленным требованиям к результатам измерений и к методикам выполнения измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

Аттестацию методик выполнения измерений, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, проводят юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные в установленном порядке на выполнение работ по аттестации методик выполнения измерений.

Юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные на выполнение работ по аттестации методик выполнения измерений, предоставляют сведения об

аттестованных методиках выполнения измерений для внесения в Государственный реестр аттестованных методик выполнения измерений.

13.4.2.5 Разрабатываемая нормативная, конструкторская и технологическая документация, в которой устанавливаются нормы точности, методы, средства, условия и методики выполнения измерений, должна быть подвергнута метрологической экспертизе.

13.4.3 Планирование работ

13.4.3.1 Планирование работ по разработке НД по метрологическому обеспечению объектов МГ осуществляют в соответствии с Основными положениями планирования стандартизации в Российской Федерации и в рамках программ метрологического обеспечения и стандартизации в ОАО «Газпром».

13.4.3.2 Программы метрологического обеспечения в ОАО «Газпром» разрабатывают на основе результатов анализа состояния измерений, выполняемых на объектах МГ, на весь период, необходимый для реализации работ.

13.4.3.3 Реализацию заданий программ метрологического обеспечения объектов МГ осуществляют через инвестиционную программу ОАО «Газпром» и ЭО – исполнителей заданий программ.

13.4.4 Организация работ

Управление метрологии и контроля качества газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром» совместно с базовыми организациями метрологической службы ОАО «Газпром», а также федеральными органами исполнительной власти по оказанию государственных услуг в сфере метрологии осуществляет организацию проведения:

- мероприятий по совершенствованию метрологического обеспечения на основе анализа состояния и применения СИ, аттестованных методик выполнения измерений, рабочих эталонов и соблюдения метрологических правил и норм;
- внедрения современных методов и СИ;
- разработки и внедрения государственных стандартов и стандартов ОАО «Газпром» в соответствии с заданиями, утвержденными в установленном порядке;
- метрологической экспертизы проектов стандартов, технических заданий на проектирование, конструкторской, технологической и другой НД;
- метрологического надзора за состоянием, применением и ремонтом СИ, за соблюдением метрологических правил и норм;
- поверки и калибровки средств измерений, измерительных каналов и систем;
- информационного обеспечения метрологических служб ОАО «Газпром»;
- ведомственных испытаний и внедрения СИ;
- подготовки и повышения квалификации кадров.

13.4.5 Обязанности метрологических служб ЭО ОАО «Газпром»

Метрологическая служба ЭО при выполнении работ метрологического обеспечения осуществляет:

- проведение систематического анализа состояния измерений и разработку мероприятий по улучшению метрологического обеспечения объектов МГ;
- контроль за состоянием и применением СИ;
- обслуживание и ремонт СИ;
- организацию внедрения и обеспечение соблюдения стандартов, методик выполнения измерений и методик поверки СИ;
- оснащение поверочных лабораторий (калибровочных) СИ;
- организацию аттестации методик выполнения измерений;
- проведение поверок и калибровок СИ;
- внедрение на предприятиях результатов работ, выполненных в ходе реализации заданных программ метрологического обеспечения;
- организацию проведения метрологической экспертизы проектов НД ЭО;
- разработку и согласование организационно-методических стандартов ЭО и другой НД по вопросам метрологии, разработку методик выполнения измерений и в необходимых случаях подготовку заданий на их разработку в других организациях.

13.5 Технологическая связь

13.5.1 Технологическая сеть связи ОАО «Газпром» предназначена для обеспечения производственной деятельности ОАО «Газпром», управления технологическими процессами в производстве ОАО «Газпром». Технологическая сеть связи ОАО «Газпром» является подсистемой (звеном) доставки информации в следующих подсистемах общей системы управления ОАО «Газпром»:

- подсистема управления бизнес-процессами и ПХД ОАО «Газпром»;
- подсистема оперативно-диспетчерского управления основными видами деятельности и технологическими процессами в ОАО «Газпром»;
- подсистема административно-организационного управления деятельностью ОАО «Газпром».

Организационно-техническая технологическая сеть связи ОАО «Газпром» представляет собой комплекс технологически сопряженных первичных и вторичных сетей электросвязи.

13.5.2 Общую координацию и управление эксплуатацией сети технологической связи осуществляет подразделение ОАО «Газпром», ответственное за технологическую связь, оперативно-диспетчерское управление сетью осуществляет ответственная организация

ОАО «Газпром», эксплуатационно-техническое обслуживание и управление на местах осуществляют управления, отделы, службы и другие подразделения связи ЭО.

13.5.3 Служба технологической связи обеспечивает:

- бесперебойную работу технологической сети связи, средств передачи данных в пределах закрепленных границ;
- содержание в исправном состоянии эксплуатируемых сооружений связи, средств и сетей в соответствии с техническими нормами и правилами;
- оперативное устранение повреждений устройств и сооружений технологической связи, средств и систем передачи данных, сопровождение и развитие ЛВС;
- проведение мероприятий по предотвращению аварий, несчастных случаев и нарушений правил техники безопасности;
- исправное состояние и правильное применение измерительных приборов в соответствии с требованиями НД по метрологическому обеспечению систем связи и передачи данных;
- организацию временной связи на объектах МГ при производстве аварийных и плановых работ на обслуживаемых объектах;
- организацию и содержание средств связи, средств передачи данных с учетом требований гражданской обороны;
- техническое обслуживание и текущий ремонт для восстановления исправности и работоспособности средств связи, средств и сетей передачи данных;
- ведение производственной документации и статистической отчетности в соответствии с утвержденными нормами и инструкциями.

13.5.4 В состав сети технологической связи входят первичные и вторичные сети, которые обеспечивают функционирование комплекса оборудования, технических средств и сооружений связи в соответствии с 13.1.16 настоящего стандарта.

13.5.5 Эксплуатационно-техническое обслуживание первичной сети технологической связи ОАО «Газпром» осуществляют в соответствии с Правилами [54].

13.5.6 В состав первичной сети технологической связи входят:

- кабельные линии связи (в том числе ВОЛС);
- радиорелейные линии связи;
- воздушные линии связи;
- спутниковые системы связи;
- типовые сетевые тракты;
- типовые каналы;
- сетевые узлы, сетевые станции.

13.5.7 Радиорелейные линии связи используют в качестве основных линий связи в труднодоступных районах или резервных линий для повышения надежности связи.

13.5.8 Линии спутниковой связи предназначены для организации пионерной связи при строительстве газопроводов, резервирования отдельных участков линий связи, аварийной связи и связи в чрезвычайных ситуациях.

13.5.9 Сетевой узел первичной сети МГ представляет собой комплекс технических средств, обеспечивающих образование и перераспределение типовых сетевых трактов, типовых каналов передачи и типовых физических цепей.

13.5.10 Сетевая станция представляет собой комплекс технических средств, обеспечивающих образование и предоставление вторичным сетям типовых цепей, каналов передачи и трактов, а также транзит их между различными участками первичной сети.

13.5.11 В состав вторичных сетей входят учрежденческие автоматические телефонные станции, сети подвижной радиосвязи, сети связи линейной телемеханики, сети селекторных совещаний, сети передачи данных различных уровней, сети диспетчерской связи (центральные и местные), сети видеоконференцсвязи, сети видеотелефонной связи.

13.5.12 Эксплуатационно-техническое обслуживание вторичных сетей технологической связи ОАО «Газпром» осуществляют в соответствии с инструкциями по эксплуатации производителей и другой НД, разработанными для конкретных методов и алгоритмов технического обслуживания.

13.5.13 Подвижная радиосвязь предназначена для организации оперативно-технологической связи при обслуживании ЛЧ МГ.

13.5.14 В зависимости от конкретных условий эксплуатации и масштабов обслуживаемого участка сети связи МГ в системе технической эксплуатации могут функционировать:

- система оперативно-технического обслуживания;
- центры технической эксплуатации первичных сетей;
- сервисные центры.

13.5.15 Основными задачами системы оперативно-технического обслуживания первичных и вторичных сетей являются:

- сбор, обработка и хранение информации по технической эксплуатации;
- учет и анализ качества работы сети;
- разработка предложений и организация выполнения планов формирования подведомственных участков первичной сети;
- разработка планов по строительству, реконструкции, капитальному ремонту сооружений связи и внедрению новой техники;
- защита информации от несанкционированного доступа.

13.5.16 Ремонт сооружений и станционного оборудования связи включает комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на восстановление вышедшего из строя оборудования, восстановление его ресурса/составных частей.

13.5.17 В задачи ремонта входят:

- организация, планирование, обеспечение и проведение текущего и капитального ремонта оборудования и сооружений связи;
- разработка и внедрение мероприятий по повышению надежности аппаратуры, оборудования и сооружений связи.

13.5.18 Ремонт оборудования и сооружений сети связи осуществляют на основании инструкций производителя, действующих в отрасли и разрабатываемых в ОАО «Газпром» НД.

13.5.19 Структурные подразделения сети связи МГ должны иметь производственную документацию в полном объеме и вести ее в установленном порядке, в том числе с использованием программно-технических средств.

13.5.20 Обозначения и терминология технической документации должны соответствовать НД.

13.5.21 Метрологическое обеспечение первичной сети МГ осуществляют на основании НД по связи.

13.6 Техническое обслуживание и ремонт

13.6.1 Техническое обслуживание и ремонт осуществляют службы, участки или группы производственных подразделений ЭО и/или филиалов ЭО в пределах границ обслуживания с привлечением при необходимости специализированных организаций.

13.6.2 Система технического обслуживания и ремонта, разрабатываемая ЭО, предусматривает:

- техническое обслуживание с периодическим контролем;
- регламентированное техническое обслуживание;
- текущий ремонт;
- средний ремонт;
- капитальный ремонт;
- калибровку средств и каналов измерения параметров;
- обеспечение запасом инструментов и принадлежностей;
- обеспечение эксплуатационной надежности.

Сроки технического обслуживания согласовывают с графиками технического обслуживания основного технологического оборудования.

13.6.3 Техническое обслуживание с периодическим контролем выполняют, как правило, без остановки технологического процесса в объеме и с периодичностью, указанными в эксплуатационной документации на технические средства.

Данный вид технического обслуживания является основным для ПТК АСУ ТП ЭО, филиалов ЭО.

13.6.4 Регламентированное техническое обслуживание выполняют, как правило, с отключением технологического оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в ЭД на технические средства. Регламентированное техническое обслуживание состоит из расширенных технических проверок и работ по поддержанию работоспособности изделий.

Проведение регламентированного технического обслуживания средствами, не прошедшими поверку, запрещено.

Номенклатуру и объем работ, выполняемых на остановленном и работающем оборудовании, устанавливает руководство филиала ЭО по согласованию с ЭО.

13.6.5 Объем текущего ремонта определяют в каждом конкретном случае по результатам осмотра или характеру отказа.

Текущий ремонт проводит эксплуатационный персонал филиала ЭО путем замены или ремонта отказавших элементов и узлов. Поиск и устранение неисправностей, объем контрольных проверок после восстановления осуществляют в соответствии с ЭД. В сложных случаях для поиска и устранения неисправностей привлекают ремонтный персонал ЭО, специализированных организаций и производителей технических средств, а также разработчиков программных средств.

13.6.6 Средний ремонт технических средств выполняют специализированные организации с привлечением производителей.

При проведении среднего ремонта восстанавливают ресурс или заменяют узлы, срок службы которых меньше периода между двумя последовательно проводимыми капитальными ремонтами изделия, заменяют или ремонтируют быстроизнашивающиеся узлы и детали, проверяют техническое состояние всех составных частей технических средств с устранением обнаруженных неисправностей путем замены или восстановления отказавших узлов и деталей, их регулировку и отладку, дорабатывают по информационным письмам и бюллетеням, а также модернизируют оборудование.

13.6.7 Капитальный ремонт технических средств выполняют специализированные организации или производители, а также их персонал на местах установки технических средств.

Капитальный ремонт предусматривает восстановление ресурса технических средств и обеспечение надежности их работы в межремонтный период за счет разборки, подробного

осмотра, проверки параметров, поверки и калибровки СИ, испытаний, регулировки, устранения обнаруженных дефектов. При проведении капитальных ремонтов выполняют требования директивных указаний и мероприятия, направленные на увеличение длительности непрерывной работы оборудования, улучшение его технико-экономических показателей. При необходимости в процессе капитального ремонта выполняют работы по модернизации отдельных узлов и устройств с учетом опыта эксплуатации.

Основанием для проведения работ по капитальному ремонту технических средств является дефектный акт (дефектная ведомость), составляемый комиссией ЭО и утверждаемый главным инженером (техническим руководителем).

При привлечении специализированных организаций к эксплуатации технических средств объекта в состав комиссии включают ее представителя.

13.6.8 Выполнение ремонтных работ оформляют документально в соответствии с требованиями НД.

13.6.9 Первичными документами, подтверждающими непригодность технических средств к дальнейшей эксплуатации, являются формуляр и журнал учета отказов работы технических средств.

Подготовкой документов, необходимых для списания технических средств, занимается комиссия, назначенная распоряжением главного инженера (технического руководителя). Окончательное утверждение акта на списание технических средств осуществляют в порядке, установленном ОАО «Газпром».

13.6.10 Техническое обслуживание систем и средств автоматизации, телемеханизации, СИ, технологической связи проводят в соответствии:

- с техническим описанием;
- инструкцией по эксплуатации;
- инструкцией по техническому обслуживанию;
- паспортом;
- другой НД.

Техническое обслуживание средств и систем автоматизации, телемеханизации, контрольно-измерительных приборов производят согласно утвержденному графику.

13.6.11 Техническое обслуживание СИ выполняет эксплуатационный персонал ЭО в соответствии с требованиями ЭД.

Ремонт СИ проводят в соответствии с графиком ремонтов, а при необходимости перед представлением СИ на поверку, а также при отрицательных результатах поверки или калибровки. СИ ремонтируют силами метрологической службы, при имеющихся у нее необходимых условиях ремонта, или ремонтными предприятиями национального органа Российской Федерации по стандартизации или других ведомств по графикам. График ремонтов составля-

ется отдельно для каждого ремонтного предприятия, согласуется с ним и утверждается главным инженером (техническим руководителем) филиала ЭО.

13.6.12 По результатам проведения технического обслуживания или ремонта вносят соответствующую запись в формуляр на оборудование.

13.6.13 Перечень документации, заполняемой при каждом виде технического обслуживания и ремонта, определяется инструкцией на данный вид работ.

13.6.14 Для устранения отказов, связанных с программным обеспечением, следует организовать при необходимости техническую поддержку производителей, в том числе «горячую линию» поддержки средствами телефонной связи, факсом и электронной информационной сети.

13.6.15 Для обеспечения технического обслуживания и текущего ремонта по сложным программно-техническим средствам АСУ ТП, используемым в подведомственных подразделениях, на уровне ЭО комплектуют передвижные лаборатории АСУ ТП.

13.6.16 Работы по обеспечению надежности включают:

- учет отказов, неисправностей, выявленных при эксплуатации, хранении и ремонтно-техническом обслуживании, и заполнение первичных и сводных форм учета информации;
- расчет фактических показателей надежности, сравнение их с установленными значениями и занесение результатов в паспорта на технические средства;
- анализ фактических показателей надежности, определение влияния условий и режимов эксплуатации, выявление наиболее надежных узлов и элементов;
- разработку мероприятий по совершенствованию системы эксплуатации, ремонтно-технического обслуживания, материально-технического обеспечения;
- разработку предложений по доработке изделий, совершенствованию ЭД и сервисного оборудования.

13.6.17 Работы по сбору, обработке, анализу информации об эксплуатационной надежности и разработке мероприятий по ее повышению установлены ОСТ 51.136. Порядок выполнения работ в филиалах ЭО определяет ЭО. По истечении календарного года службы филиалы ЭО, ответственные за эксплуатацию, анализируют информацию об эксплуатационной надежности, разрабатывают мероприятия по повышению надежности оборудования. Предложения по совершенствованию системы ремонтно-технического обслуживания конструкций и ЭД изделий, составу ЗИП и сервисного оборудования направляют в ЭО.

13.6.18 Если фактические показатели надежности изделия ниже указанных в ЭД, оно не соответствует НД и считается некондиционным. В этом случае ЭО предъявляет поставщику претензии в соответствии с НД.

13.6.19 Поддержание надежности эксплуатации технических средств и сокращение времени их текущего ремонта обеспечиваются наличием неснижаемых запасов материалов и ЗИП.

Номенклатура, нормативы, места и условия хранения, порядок использования и возобновления неснижаемого запаса материалов и ЗИП определяются ЭД и НД.

13.6.20 Порядок использования ЗИП и обращения с ним определяет ЭД. Списание ЗИП осуществляют по актам, утвержденным главным инженером (техническим руководителем) филиала ЭО.

13.7 Техническая документация

13.7.1 Эксплуатационные подразделения ЭО используют в работе производственную документацию, которая подразделяется на организационную и техническую.

13.7.2 К организационной документации относят:

- свод правил, инструкций и регламентов, выпущенных ЭО, филиалами ЭО;
- приказы, распоряжения руководства ЭО, филиалов ЭО;
- директивные указания вышестоящих организаций;
- положения об отделе, службе, группе, участке;
- должностные инструкции персонала;
- методологические документы;
- планы и графики контрольных измерений, ремонтно-технического обслуживания и метрологического обеспечения;
- журналы учета, проверки и поверки технических средств.

Обязательными являются следующие графики:

- обслуживания технических средств;
- ремонта технических средств (по видам ремонта);
- проверки аварийных защит;
- поверки СИ.

При выполнении ремонтно-технического обслуживания специализированными организациями графики на эти работы составляют отдельно и согласовывают с исполнителями.

13.7.3 К технической документации относят:

- государственные и отраслевые нормативно-справочные документы (стандарты, правила, инструкции, положения, нормы и т.д.) по перечню, утвержденному ЭО;
- исполнительную техническую документацию, принятую по окончании строительства;

- приемосдаточную документацию при вводе объекта в эксплуатацию;
- проектно-сметную документацию;
- эксплуатационную документацию на технические средства;
- документацию на информационное и программное обеспечение;
- структурные, функциональные, принципиальные и другие необходимые схемы систем и средств;
- производственные инструкции (технологические регламенты);
- инструкции по охране труда и пожарной безопасности;
- учебные пособия, техническую литературу;
- комплект программных средств на электронных носителях.

13.7.4 Должностные и технологические инструкции разрабатываются в филиалах ЭО с учетом проектной документации службами, ответственными за эксплуатацию технических средств, и утверждаются руководством филиалов ЭО.

13.7.5 Обозначения и терминология технической документации должны соответствовать НД.

13.7.6 Техническую документацию (включая схемы), разрабатываемую в филиалах ЭО, утверждает главный инженер (технический руководитель) филиала ЭО с указанием срока действия.

13.7.7 Производственная документация ведется на различных видах носителей, включая возможность создания электронных архивов.

13.7.8 Вся документация должна быть на русском языке.

Для импортных технических и программных средств обеспечивают наличие экземпляров документации на языке оригинала, с предпочтением издания на английском языке.

Основные экземпляры документации должны быть переведены на русский язык поставщиком оборудования или программных средств. Количество основных экземпляров документации должно быть не менее трех.

13.7.9 Службы филиалов ЭО обязаны вести следующие журналы:

- учета отказов технических средств;
- технического обслуживания и ремонта;
- регистрации результатов метрологической поверки средств и СИ;
- другие журналы в соответствии с перечнем документации, утвержденным руководством филиала ЭО.

14 Диспетчерское управление

14.1 Организация диспетчерского управления

Диспетчерское управление ЕСТ Российской Федерации осуществляет ЦПДД ОАО «Газпром» через четырехуровневую систему:

- I – ЦПДД ОАО «Газпром» – высший орган диспетчерского управления ЕСТ Российской Федерации;
- II – диспетчерские управления или ПДС ЭО ОАО «Газпром», ЦПДС ООО «Газпром ПХГ», ЦПДС ООО «Газпром Переработка» (ПДС ЭО), оперативно-диспетчерская служба ООО «Межрегионгаз» и оперативно-диспетчерские службы региональных компаний по реализации газа (ОДС ООО «Межрегионгаз»), диспетчерские центры независимых организаций;
- III – ДС филиалов ЭО;
- IV – персонал филиалов ЭО, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования и находящийся в оперативном подчинении диспетчера филиала ЭО.

14.2 Функциональные обязанности диспетчерского персонала

14.2.1 Оперативное и административное подчинение диспетчерского персонала

14.2.1.1 ЦПДД подчиняется заместителю Председателя Правления ОАО «Газпром» по направлению деятельности.

14.2.1.2 ПДС ЭО административно подчиняется определенному Положением о ПДС руководителю администрации ЭО, а оперативно – ЦПДД ОАО «Газпром».

14.2.1.3 ДС филиала ЭО административно подчиняется определенному Положением о ДС филиала ЭО руководителю филиала ЭО, а оперативно – ПДС ЭО.

14.2.1.4 В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) филиала ЭО находится персонал, осуществляющий непосредственное управление газотранспортным оборудованием объектов МГ (КС и дожимных КС, ГРС, пунктов редуцирования газа, ГИС (пунктов замера расхода газа), газораспределительных пунктов, установок очистки и осушки газа, скважин ПХГ, автотранспорта и др.), административно подчиняющийся руководству подразделения филиала ЭО.

14.2.2 Функциональные обязанности диспетчерского персонала

14.2.2.1 Диспетчерский персонал ЦПДД осуществляет диспетчерское управление ЕСТ в соответствии с функциональными обязанностями, которые определены в Положении о Департаменте, утвержденном Председателем Правления ОАО «Газпром», и должностными инструкциями. Основные функциональные обязанности ЦПДД доводят до ПДС ЭО.

14.2.2.2 Функции, права и ответственность работников ПДС ЭО устанавливают Положением о ПДС, разрабатываемым на основе Типового Положения о ПДС ЭО, и должностными инструкциями. ПДС ЭО разрабатывает Типовое Положение о ДС филиалов ЭО.

14.2.2.3 Функции, права и ответственность диспетчера (сменного инженера) филиала ЭО устанавливают Положением о ДС филиала, разрабатываемым на основе Типового Положения о ДС филиалов ЭО, и должностными инструкциями.

14.2.2.4 Должностные инструкции персонала филиалов ЭО, осуществляющего непосредственное управление режимом работы оборудования, согласуют с ДС филиала ЭО.

14.3 Организация оперативного диспетчерского управления

14.3.1 Организация сбора и передачи диспетчерской информации

14.3.1.1 Порядок сбора и хранения данных о режиме работы объектов газотранспортных систем в ПДС ЭО устанавливает руководство ЭО с учетом необходимости осуществления контроля и управления режимами работы объектов ГТС.

Сбор данных осуществляют с интервалом не более двух часов.

14.3.1.2 В необходимых случаях диспетчер вышестоящего уровня дает задание на сбор данных с более коротким интервалом времени.

14.3.1.3 ЭО обязана обеспечить сбор, обработку, хранение, подготовку и передачу информации в ЦПДД.

14.3.1.4 ЭО обеспечивают сбор диспетчерской информации:

- по объектам ГТС через ДС своих филиалов;
- от граничащих объектов ГТС соседних ЭО;
- от граничащих объектов ГТС зарубежных газовых компаний;
- от региональных компаний по реализации газа;
- от других поставщиков газа (независимых организаций);
- от сторонних организаций (по согласованию).

14.3.1.5 Передачу в ЦПДД данных о режиме работы объектов ГТС осуществляют ЭО одновременно в соответствии с установленным ЦПДД регламентом. ЭО осуществляет передачу данных в ЦПДД специальными автоматизированными программно-техническими средствами по утвержденному протоколу и регламенту.

14.3.1.6 Направление в ЦПДД запросов на производство работ по ТОиР осуществляет ПДС ЭО специальными автоматизированными программно-техническими средствами в соответствии с Порядком [61]. Выдачу разрешений на производство работ по ТОиР осуществляет ЦПДД в соответствии с фактически сложившимся режимом работы ГТС с учетом среднесрочного прогнозирования потоков газа и поставок его потребителям.

14.3.1.7 Вышестоящий уровень диспетчерского управления имеет право получения информации от всех нижестоящих уровней.

14.3.1.8 Передача персоналом всех уровней управления диспетчерских данных организациям (сторонам), с которыми нет установленных регламентов обмена данными, осуществляется только в соответствии с утвержденной НД или непосредственно по разрешению руководства.

14.3.2 Организация передачи диспетчерских заданий

14.3.2.1 Диспетчерское управление ЕСГ осуществляют путем передачи диспетчерских заданий.

14.3.2.2 Диспетчерские задания определяют показатели режимов работы ГТС при перспективном (долгосрочном прогнозировании), среднесрочном и краткосрочном (оперативном) планировании.

14.3.2.3 Диспетчерские задания, корректирующие ранее определенные режимы работы ГТС, передают в виде оперативных распоряжений.

14.3.2.4 Диспетчерские задания фиксируют в журнале передающего и принимающего диспетчерского уровня. Допускают передачу и хранение диспетчерских заданий с использованием программно-технических средств АСДУ.

14.3.2.5 Передачу оперативных распоряжений осуществляют строго по уровням управления по селектору, телефону или в письменном виде (факс, телеграф и др.) с обязательным занесением их в оперативный журнал диспетчера.

14.3.3 Организация контроля и учета режимов работы объектов ЕСГ

14.3.3.1 Контроль режима работы объектов ЕСГ осуществляют на всех уровнях диспетчерского управления.

14.3.3.2 На каждом уровне диспетчерского управления организуют учет параметров режимов работы объектов ЕСГ, диспетчерских заданий и событий путем ведения диспетчерских журналов.

14.3.3.3 В ЦПДД и ПДС ЭО в обязательном порядке ведут диспетчерский журнал в электронном виде. Допустимо параллельно вести его на бумажном носителе.

14.3.3.4 В ДС филиалов ЭО допустимо ведение диспетчерского журнала на бумажном носителе.

14.3.3.5 ЭО обеспечивает хранение информации о режимах работы объектов ЕСГ не менее десяти лет.

14.3.4 Оснащение диспетчерского центра на различных уровнях диспетчерского управления

14.3.4.1 Диспетчерский центр оборудуют местом, обеспечивающим сохранность документации.

14.3.4.2 Руководитель диспетчерского подразделения должен иметь отдельный кабинет, оборудованный сейфом для хранения конфиденциальной документации.

14.3.4.3 Доступ в диспетчерский центр должен быть ограниченным и контролируемым.

14.3.4.4 Диспетчерские центры всех уровней управления оснащают:

- технологической, нормативно-справочной, административной и другой документацией, необходимой для организации диспетчерского управления;
- средствами коллективного отображения диспетчерской информации;
- средствами стационарной и мобильной связи (технологической и федеральной);
- необходимым компьютерным оборудованием, оргтехникой и расходными материалами, часами;
- аварийным освещением, аккумуляторными фонарями;
- бланками установленной отчетности (допускается в электронной форме);
- медицинской аптечкой.

14.3.4.5 ПДС ЭО оснащают АРМ, включающими средства получения, отображения и обработки информации от объектов ЕСГ и позволяющими реализовывать управляющие воздействия объектами, программными средствами, реализующими журнал диспетчера, автоматизированными системами оповещения об аварийных ситуациях.

14.3.4.6 Диспетчерские центры (рабочие места) 3 и 4 уровней оснащают средствами телемеханики и системами автоматизации объектов транспорта газа, АСУ ТП, системами предупредительной и аварийной сигнализации об изменении режимных параметров работы технологического оборудования и другими средствами управления, приборами для регистрации атмосферного давления и температуры, образцовыми (контрольными) манометрами, газоанализаторами и иными средствами контроля.

14.3.4.7 В оперативном подчинении ПДС ЭО находится дежурный автотранспорт, предназначенный для решения задач диспетчерского управления объектами ГТС.

14.3.4.8 В диспетчерском управлении на всех уровнях используют АСУ.

14.4 Автоматизированная система диспетчерского управления

14.4.1 АСДУ выполняет функции, обеспечивающие осуществление специфических диспетчерских задач, которые не реализуются в АСУ ТП как системе прямого управления технологическим оборудованием.

14.4.2 АСДУ обеспечивает выполнение следующих задач диспетчерского управления:

- визуализация диспетчерской информации в виде диспетчерского журнала;
- управление потоками газа;

- оптимизационное моделирование технологического процесса транспорта газа;
- планирование работ по ТОиР на объектах МГ и осуществление контроля их проведения;
- мониторинг фактической и расчет технически возможной пропускной способности участков МГ, ГТС и ЕСГ;
- формирование регламентированной отчетной информации;
- реализация обмена информацией между различными уровнями диспетчерского управления и граничными ЭО.

14.4.3 На уровне ЦПДД АСДУ реализуют как самостоятельную информационно-управляющую систему.

14.4.4 На других уровнях диспетчерского управления АСДУ может выполняться как подсистема АСУ ТП ЭО и/или филиала ЭО.

14.4.5 В состав АСДУ входят следующие информационные подсистемы:

14.4.5.1 На уровне ЦПДД:

- электронный диспетчерский журнал;
- комплекс моделирования и оптимизации режимов работы ГТС ЕСГ с архивами идентифицированных режимов газотранспортных ЭО;
- система отображения регламентированных отчетов режимно-технологической, балансовой и планово-учетной информации;
- информационно-аналитическая система анализа диспетчерских данных (в том числе подготовка произвольных отчетов);
- информационная автоматизированная система формирования, передачи, хранения и анализа диспетчерских заданий ПДС ЭО;
- система сбора, актуализации, хранения технологических схем ГТС ЕСГ различного назначения;
- геоинформационная система;
- автоматизированная система сбора и согласования заявок на производство работ по ТОиР на объектах ЕСГ;
- система расчета и отображения потоков по ГТС ЕСГ;
- система нормативно-справочной информации по основным объектам ЕСГ;
- другие программы поддержки принятия диспетчерских решений.

14.4.5.2 На уровне ПДС ЭО:

- электронный диспетчерский журнал;
- комплекс моделирования и оптимизации режимов работы ГТС ЭО с архивом идентифицированных режимов;

- система отображения регламентированных отчетов режимно-технологической и планово-учетной информации ЭО;
- информационно-аналитическая система анализа диспетчерских данных (в том числе для подготовки отчетов в произвольных формах);
- информационная автоматизированная система получения, хранения и анализа диспетчерских заданий ЦПДД;
- система разработки, хранения и передачи технологических схем различного назначения ГТС ЭО;
- геоинформационная система;
- автоматизированная система передачи в ЦПДД и получения согласованных заявок на производство работ по ТОиР на объектах ЭО;
- система расчета и отображения потоков газа по ГТС ЭО;
- программа расчета запаса газа и его изменения в ГТС ЭО;
- программа расчетов суточных балансов газа по ГТС ЭО;
- программа сбора, хранения информации о переключениях запорной арматуры (журнал переключений) и отображения ее текущего положения на ЛЧ МГ и КС;
- программный комплекс автоматизированного расчета товаротранспортной работы;
- программный комплекс планирования и учета расхода газа на собственные технологические нужды ЭО;
- программы расчета скорости прохождения ВТУ, прогноза гидратообразования, времени стравливания участка газопровода и т.д.);
- программный комплекс сопровождения корпоративной нормативно-справочной информации по основным объектам ЕСГ.

14.4.5.3 На уровне филиалов ЭО:

- электронный диспетчерский журнал;
- программа расчета работы КС (отображение рабочей точки на характеристиках ЦБН, расчета мощности и коэффициента технического состояния ГПА по фактическим данным и другие задачи);
- система разработки, хранения и передачи технологических схем различного назначения (ГТС, КС, ГРС и других объектов);
- программы специализированных режимно-технологических расчетов (гидравлических и тепловых расчетов ЛЧ МГ, скорости прохождения ВТУ, прогноза гидратообразования, времени стравливания участка газопровода и т.д.);
- программа сбора, хранения информации о переключениях запорной арматуры (журнал переключений) и отображения ее текущего положения на ЛЧ МГ и КС филиала ЭО;

- программный комплекс расчета и учета расхода газа на собственные технологические нужды.

14.5 План транспорта газа

14.5.1 Диспетчерское управление ЕСГ осуществляют на основе плана транспорта газа по ГТС ОАО «Газпром».

14.5.2 Годовые планы транспорта газа с квартальной разбивкой разрабатывают с учетом:

- договорных объемов поставки газа потребителям Российской Федерации;
- заключенных контрактов на экспорт, импорт и транзит газа;
- ресурсной базы ОАО «Газпром» и других поставщиков газа (независимых организаций);
- технической возможной производительности ГТС ЕСГ;
- требуемых объемов газа для собственных технологических нужд газодобывающих и газотранспортных ЭО.

14.6 Планирование, моделирование и оптимизация режимов работы газотранспортной системы

14.6.1 В диспетчерском управлении применяют перспективное (долгосрочное прогнозирование), среднесрочное и краткосрочное (оперативное) планирование режимов работы ГТС.

14.6.2 Перспективное планирование осуществляют для получения прогнозных расчетов режимов работы ГТС, необходимых для выполнения плана транспорта газа, определения загрузки газотранспортных мощностей, энергетических затрат на собственные нужды, возможных объемов транспортировки при проведении работ по ТОиР.

14.6.3 Среднесрочное планирование осуществляют для расчетов режимов работы ГТС при планируемых на ней переключениях и изменениях объемов потоков газа, связанных с проведением работ по ТОиР.

14.6.4 Краткосрочное (оперативное) планирование осуществляют для расчета суточных режимов работы ГТС при получении от ЦПДД диспетчерских заданий.

14.6.5 Плановые режимы формируют на основе оптимизационных гидравлических и тепловых расчетов.

14.6.6 Проведение расчетов выполняют с использованием ПВК-моделирования и оптимизации режимов работы ГТС.

14.6.7 При разработке режимов необходимо учитывать фактические и прогнозируемые расчетные технические и технологические ограничения рабочих параметров оборудования

КС и ЛЧ, объектов ПХГ, развитие и реконструкцию газопроводов, статистические данные, необходимость обеспечения надежности газоснабжения потребителей и работы оборудования.

14.6.8 Для организации планирования режимов работы ГТС ДС обеспечивает хранение данных о расчетных и фактически достигнутых значениях ТВПС и ТВП участков ГТС (МГ), коэффициентов технического состояния газоперекачивающего и другого оборудования КС и ПХГ, фактической загрузке газопроводов-отводов и ГРС, возможных объемах отбора газа из ПХГ с учетом пластовых давлений, неравномерности отбора газа потребителями, показателях гидравлической эффективности участков МГ, температуре грунта и наружного воздуха (статистические или из климатологических справочников).

14.6.9 ПДС ЭО каждый режимный час (не менее одного раза в два часа) при помощи ПВК обеспечивает проведение идентификационного расчета фактического режима работы ГТС и один раз в сутки (до 12 часов московского времени) идентификационного расчета по данным закрытия суточного баланса и передачу данных в ЦПДД в установленном порядке. Для ЭО с реверсивными потоками газа допустимо не производить идентификационный расчет по данным закрытия суточного баланса за сутки, когда изменялось направление потока газа. При отсутствии средств автоматизированного сбора оперативной информации о режимах работы объектов ГТС (ГИС, ГРС, линейная телемеханика и т.д.) в полном объеме, решение о проведении идентификационных расчетов фактического режима работы ГТС на каждый режимный час принимается по согласованию с ЦПДД.

14.6.10 ПДС ЭО обеспечивает постоянный контроль фактического режима транспорта газа, производит оптимизационные расчеты, выявляет причины отклонения фактического режима от оптимального и принимает меры для восстановления расчетного оптимального заданного режима.

14.7 Управление потоками в Единой системе газоснабжения и режимами работы газотранспортной системы

14.7.1 ЦПДД на основании утвержденного баланса газа, плана транспорта газа, графика поставок газа на экспорт, фактически сложившейся оперативной обстановки, выполняемых работ по ТОиР на объектах ГТС, технической возможной пропускной способности участков ГТС определяет (рассчитывает) суточные объемы транспорта газа по ГТС, объемы отбора/закачки газа в ПХГ, величину изменения запаса газа в газопроводах ЕСГ, объем подачи газа за пределы Российской Федерации.

14.7.2 ЦПДД определяет диспетчерские задания на сутки для каждой газотранспортной ЭО.

14.7.3 ПДС ЭО на основании полученных из ЦПДД диспетчерских заданий производят расчет режимов работы ГТС ЭО на сутки.

14.7.4 ПДС ЭО передают диспетчерские задания по загрузке газотранспортного оборудования в филиалы ЭО, контролируют их выполнение и при необходимости вносят корректировки.

14.7.5 ЦПДД контролирует выполнение диспетчерских заданий, фактическое распределение потоков по ГТС, загрузку объектов ЕСГ и корректирует режимы их работы путем передачи оперативных диспетчерских заданий.

14.7.6 Диспетчерский персонал всех уровней при управлении потоками и режимами работы ГТС ЕСГ руководствуется принципами:

- обеспечения надежности газоснабжения потребителей и работы ГТС;
- минимума стоимостных затрат топливно-энергетических ресурсов при осуществлении режимов транспортировки газа;
- обеспечения возможности проведения работ по ТОиР на объектах ГТС.

14.7.7 Оперативный диспетчерский персонал филиала ЭО при управлении работой объектов транспорта газа контролирует:

- непревышение давлений в газопроводах и оборудовании выше установленных РРД;
- непревышение скорости газа в ЛЧ МГ, газопроводах-отводах и газопроводах технологической обвязки КС выше 20 м/с;
- непревышение температуры газа на выходе газотранспортного оборудования выше установленной производителем, а также по условиям целостности защитного покрытия и устойчивости МГ в зонах многолетнемерзлых грунтов;
- эффективность работы аппаратов очистки, осушки и охлаждения газа (СОГ, пылеуловителей, скрубберов, фильтров, сепараторов, адсорберов, АВО газа и др.).

14.8 Правила взаимодействия диспетчерских служб

14.8.1 ОАО «Газпром» как оператор ЕСГ Российской Федерации для централизованного диспетчерского управления ЕСГ и выполнения основных обязанностей Общества по поставке газа потребителям Российской Федерации и по импорту, транзиту, экспорту обеспечивает взаимодействие ДС дочерних обществ ОАО «Газпром» с ДС сторонних организаций.

14.8.2 Диспетчерские взаимодействия ДС дочерних обществ ОАО «Газпром» с ДС организаций поставщиков и потребителей газа оформляют документально (техническое соглашение, положение, регламент двустороннего или многостороннего взаимодействия между сторонами и др.).

14.8.3 В положении (регламенте) о взаимодействии отражают:

- информацию о контактных лицах (должности, Ф.И.О., почтовый адрес, телефоны, факсы, адреса электронной почты, другие контактные данные);
- полное наименование объектов и технологических мест (точек) передачи параметров;
- перечень, размерность и периодичность передаваемых параметров;
- место и способ передачи информации;
- порядок передачи заявляемых объемов транспортируемого газа;
- порядок взаимодействия и согласования при проведении работ по ТОиР на объектах сторон;
- порядок взаимодействия при авариях и инцидентах на объектах сторон;
- перечень и способы передачи оперативной балансовой информации.

14.8.4 Диспетчерские взаимодействия оформляют документально:

- ЦПДД ОАО «Газпром» с:
 - а) ООО «Межрегионгаз»;
 - б) диспетчерскими центрами производителей и поставщиков газа (независимых организаций);
 - в) зарубежными диспетчерскими центрами ОАО «Газпром»;
 - г) диспетчерскими центрами газовых компаний стран, осуществляющих транзит российского газа.
- ПДС газотранспортных ЭО с:
 - а) региональными компаниями по реализации газа;
 - б) диспетчерскими центрами газовых компаний стран, осуществляющих прием/передачу газа на границах с ЭО;
 - в) граничащими ЭО;
 - г) диспетчерским центром ООО «Газпром ПХГ»;
 - д) диспетчерским центром ООО «Газпром переработка».

14.9 Организация диспетчерского управления при возникновении аварийных или нештатных ситуаций

14.9.1 Оперативный диспетчерский персонал всех уровней управления при возникновении нештатных ситуаций обязан:

- принять необходимые меры по обеспечению транспортировки и поставки газа потребителям Российской Федерации и на экспорт в максимально возможных установленных объемах;

- в любое время суток вызывать работников других служб, необходимых для ликвидации возникших инцидентов или аварий;

- немедленно прекратить любые виды работ на управляемых объектах ГТС при получении информации о нарушении заданных режимов работы ГТС, производственных инструкций, правил технической эксплуатации объектов, норм промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и техники безопасности, создающих возможность получения травм или гибели людей, возникновения аварий, пожаров, выбросов вредных веществ, отравлений и других опасных последствий, с обязательным последующим сообщением об этом административному и оперативному руководству.

14.9.2 При возникновении аварии или инцидента (нештатной ситуации, ЧС) на объектах ГТС:

14.9.2.1 Диспетчер (сменный инженер) филиала ЭО в соответствии с ПЛА и инцидентов на объектах филиала ЭО:

- обеспечивает локализацию места аварии, нормальную работу исправного оборудования, принимает меры по обеспечению транспортировки и поставки газа потребителям в максимально возможных установленных объемах;

- осуществляет необходимые действия по восстановлению заданного режима работы оборудования, ГТС;

- в соответствии со схемой оповещения согласно приложению Ж сообщает об аварии или инциденте в ПДС ЭО, в ДС сопредельных филиалов ЭО, администрации филиала ЭО и другим заинтересованным лицам, предусмотренным схемой оповещения;

- обеспечивает сбор аварийных бригад в соответствии с приложением Ж и схемой оповещения сбора и выезда аварийных бригад.

14.9.2.2 Диспетчер ПДС ЭО в соответствии с ПЛА и инцидентов на объектах ГТС:

- производит оценку ситуации, принимает необходимые меры по восстановлению режима работы оборудования и объектов ГТС;

- обеспечивает транспортировку и поставку газа потребителям в максимально возможных установленных объемах;

- сообщает об аварии или инциденте в соответствии со схемой оповещения в ЦПДД, администрации ЭО и другим заинтересованным лицам, предусмотренным схемой оповещения;

- обеспечивает сбор специалистов.

14.9.3 Диспетчерский персонал ЦПДД при возникновении аварии или инцидента (нештатной ситуации, ЧС) на объектах ЕСГ сообщает о них в соответствии с утвержденной схемой оповещения, производит оценку ситуации, принимает меры для обеспечения запла-

нированных поставок газа потребителям Российской Федерации и выполнения экспортных обязательств.

14.9.4 При недостаточности ресурсов газа (в период резких похолоданий, либо в случае возникновения аварии или инцидента) ЦПДД вводит сокращение или прекращение поставок газа потребителям, имеющим резервное топливо, в соответствии с графиком № 1 «Перевода промышленных предприятий на резервные виды топлива в период резких похолоданий» или графиком № 2 «Ограничения снабжения газом покупателей и очередности их отключения в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при аварии». Список потребителей, для которых вводится сокращение/прекращение поставок газа, согласовывается с ОДС ООО «Межрегионгаз».

14.9.5 Диспетчерскому персоналу (второй, третий и четвертый уровень диспетчерского управления) запрещена передача смены во время переключений, пуска и останова оборудования, ликвидации аварийных ситуаций без разрешения оперативного персонала вышестоящего уровня управления.

14.10 Документация (технологическая, нормативно-справочная, административная и другая), необходимая для организации диспетчерского управления

14.10.1 Документация ЦПДД ОАО «Газпром»:

- Положение о ЦПДД, его Управлениях и Отделах;
- должностные инструкции сотрудников Департамента;
- указы, постановления Правительства Российской Федерации, приказы федерального органа России, отвечающего за энергообеспечение по вопросам газоснабжения, документы по работе Межведомственной рабочей группы федерального органа России Федерации, отвечающего за энергообеспечение;
- законодательные и нормативные акты по добыче, переработке, транспортировке, подземному хранению и распределению газа;
- порядок оповещения руководства ОАО «Газпром» и ответственных работников при аварийных и нештатных ситуациях на объектах ОАО «Газпром»;
- технологические схемы МГ и промысловых коллекторов ГТС ЭО;
- технические характеристики МГ и отводов, КС, ГРС, месторождений, ПХГ, замерных узлов и других объектов;
- газодинамические характеристики ЦБН ГПА и ГМК;
- расчетно-технологические паспорта участков ГТС ЕСГ Российской Федерации;

- договоры, контракты и технические соглашения между ОАО «Газпром» и поставщиками газа;
- договоры на транспортировку газа независимых организаций;
- межгосударственные контракты на поставку и транзит газа;
- диспетчерские соглашения по взаимодействию с операторами и поставщиками газа;
- балансы транспорта газа (годовые, квартальные) ОАО «Газпром» по ЭО;
- планы поставок газа потребителям Российской Федерации с разбивкой в территориально-отраслевом разрезе;
- фактические и перспективные балансы газа по Российской Федерации;
- планы работ по ТОиР на объектах ЕСГ Российской Федерации;
- планы подготовки ЭО ОАО «Газпром» к эксплуатации в осенне-зимний период;
- другая нормативная, оперативная и техническая документация по решению руководства ЦПДД и администрации ОАО «Газпром».

14.10.2 Документация ПДС ЭО:

- положение о ПДС ЭО;
- должностные инструкции персонала ПДС;
- настоящий стандарт, Положение по технической эксплуатации ГРС МГ, типовые и производственные инструкции;
- утвержденный ЭО порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов;
- НД и методики расчетов, связанных с диспетчерской деятельностью;
- технологическая схема газопроводов, выполненная в соответствии с требованиями НД и отображающая действительное состояние ГТС ЭО и граничных объектов соседних ЭО;
- схемы технологической обвязки КС, ГРС, узлов замера и редуцирования газа, установок подготовки газа, выполненные в соответствии с НД;
- принципиальные технологические схемы объектов месторождений и ПХГ;
- карты с нанесенными объектами в границах ГТС ЭО;
- основные технические характеристики и рабочие параметры (отчетные и текущие) газокompрессорного оборудования, ЛЧ, ГРС, ПХГ, объектов добычи, ГИС, электростанций собственных нужд, резервных электростанций и других объектов;
- утвержденная схема в границах ЭО для расчета потоков и товаротранспортной работы, разрабатываемая на основании отчетных и фактических данных о состоянии ЛЧ;
- принципиальные схемы систем электроснабжения КС и средств защиты МГ от коррозии;

- принципиальная схема технологической связи ЭО;
- утвержденный график № 1 «Перевода промышленных предприятий на резервные виды топлива в период резких похолоданий»;
- утвержденный график № 2 «Ограничения снабжения газом покупателей и очередности их отключения в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при аварии»;
- диспетчерский журнал (в электронном виде);
- перечень действующих РРД по всем объектам ЛЧ, КЦ и ГРС ЭО;
- паспорта качества газа (копии);
- утвержденные схемы оповещения об авариях, инцидентах или аварийных (чрезвычайных) ситуациях;
- ПЛА;
- журнал учета аварий и инцидентов на опасных производственных объектах;
- дополнительная нормативно-справочная, оперативная и техническая документация по решению ЦПДД и руководства ЭО.

14.10.3 Документация ДС филиала ЭО:

- положение о ДС филиала ЭО;
- должностные инструкции работников ДС филиала ЭО;
- утвержденный перечень должностей оперативного подчиненного персонала филиала ЭО и их должностные инструкции;
- настоящий стандарт, Положение по технической эксплуатации ГРС МГ, типовые и производственные инструкции по охране труда и промышленной безопасности, ПБ 08-183-98 [13], распоряжения, приказы и т.д.;
- нормативно-правовые акты, нормативные отраслевые и другие руководящие документы, относящиеся к деятельности службы;
- ПЛА на объектах филиала ЭО;
- утвержденная схема оповещения об авариях и инцидентах (ЧС);
- перечень огневых и газоопасных работ на объектах филиала ЭО и журнал их учета;
- журнал учета работ, выполняемых в электроустановках по перечню, распоряжению и наряду;
- технологическая схема участка ГТС ЭО в границах филиала ЭО;
- карты в границах филиала ЭО с нанесенными объектами (допускается в электронном виде);

- технологические схемы КЦ, КС, ПХГ, ГРС, объектов месторождений, установок подготовки газа, пунктов редуцирования газа, ГИС, а также других основных объектов;
- принципиальные схемы средств защиты МГ от коррозии;
- технические характеристики и рабочие параметры (отчетные и текущие) ЛЧ, КС, ГРС, ПХГ, объектов добычи, ГИС, электростанций собственных нужд, резервных электростанций и других объектов;
- перечень действующих РРД по всем объектам ЛЧ, КС, ГРС, АГНКС;
- основные характеристики крупных потребителей и поставщиков газа (давление, расход газа, основные характеристики газопотребления и т.д.);
- плановые месячные, суточные и часовые объемы поставки газа с выходов ГРС, приема газа от поставщиков, ПХГ, объектов добычи и их оперативные изменения (диспетчерские задания, суточные графики поставки);
- номера телефонов всех ГРС, домов операторов, линейных обходчиков и оперативных газовых служб поставщиков, потребителей и пр.;
- схемы водо-, тепло- и электроснабжения объектов КС, ПХГ и других промышленных площадок;
- диспетчерский журнал оперативного учета изменений режимов работы и состояния оборудования, диспетчерских заданий (оперативных распоряжений) ПДС ЭО и руководства филиала ЭО, фактических и плановых параметров работы объектов в электронном виде (допускается в виде исключения ведение журнала на бумажном носителе);
- журнал или иные средства регистрации и отображения положения и времени перестановки запорно-регулирующей арматуры;
- журнал учета воздушного патрулирования трассы и выявленных дефектов;
- журнал учета аварий и инцидентов;
- план оповещения, сбора и выезда аварийной бригады;
- схемы проезда и длины расстояний от промплощадок филиала ЭО до ГРС и других основных объектов филиала ЭО;
- дополнительную оперативную и техническую документацию по решению ПДС ЭО и руководства филиала ЭО.

15 Защита окружающей среды

15.1 Общие требования

15.1.1 ЭО является субъектом хозяйственной деятельности, осуществляемой в целях охраны окружающей среды. ПХД ЭО регулируется требованиями федеральных законов, иных

нормативных правовых актов Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, НД в области охраны и рационального использования природных ресурсов, их сохранения, восстановления и осуществляется в соответствии с экологическими требованиями нормативной, технической и инструктивно-методической документации ОАО «Газпром».

При реализации международных проектов необходимо учитывать нормы международного права в области охраны окружающей среды, природопользования и положения международных договоров Российской Федерации.

15.1.2 ЭО при осуществлении ПХД оказывает или может оказывать негативное воздействие на окружающую среду и загрязнение компонентов природной среды (земли, недра, почвы, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, леса, растительный и животный мир). ЭО предусматривает мероприятия по охране окружающей среды, восстановлению компонентов природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, обеспечению экологической безопасности.

15.1.3 Приостановление и прекращение в полном объеме эксплуатации объектов и сооружений МГ при нарушении требований в области охраны окружающей среды происходит на основании решений суда и/или арбитражного суда.

15.1.4 Экологическая служба ЭО обеспечивает контроль соблюдения производственными подразделениями требований в области охраны окружающей среды в соответствии с Р Газпром 039-2008 [62].

15.1.5 Экологическая служба ЭО разрабатывает или привлекает специализированные организации для разработки проектов нормативов ПДВ или ВСВ, проектов организации СЗЗ, ПНООЛР, нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей.

Проекты нормативов ПДВ (ВСВ), ПНООЛР утверждают территориальные органы надзора и контроля Российской Федерации.

Нормативы допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей в соответствии с Приказом [63] согласовывают территориальные органы надзора и контроля Российской Федерации управления государственного экологического надзора.

15.1.6 Экологическая служба ЭО разрабатывает и осуществляет производственный экологический мониторинг – систему экологических наблюдений и измерений за уровнем техногенной нагрузки, динамикой состояния компонентов природной среды, функционированием инженерных объектов – в соответствии с СТО Газпром 1.19-217, СТО Газпром 2-1.19-275 и

СТО Газпром 2-1.19-297, а также составляет заявки на материально-техническое обеспечение мониторинга.

15.1.7 Экологическая служба ЭО осуществляет формирование статей бюджета ЭО для обеспечения природоохранной деятельности.

15.2 Охрана атмосферного воздуха

15.2.1 Разрешение на выбросы в атмосферу загрязняющих веществ для ЭО выдается по объекту в целом или по его отдельным производственным территориям на основании утвержденных в установленном порядке нормативов ПДВ для каждого конкретного стационарного источника выбросов вредных веществ в атмосферу, рассчитанных с соответствии с СТО Газпром 2-1.19-307 на срок действия указанных нормативов ПДВ.

15.2.2 Размеры СЗЗ для объектов и сооружений ЭО определяют в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [64].

15.2.3 Контроль за выбросами на КС основных загрязняющих атмосферу компонентов отходящих продуктов сгорания (оксидов азота и оксида углерода) проводят в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-038 непосредственно на источниках выбросов и в атмосфере района расположения КС в контрольных точках (постах) на границе СЗЗ и/или в санитарной зоне по проектным решениям в соответствии с СТО Газпром 2-1.19-297.

15.2.4 Контроль вредных выбросов с отходящими газами котлоагрегатов проводят в соответствии с РД 51-167-92 [65].

Объемы, сроки, порядок и методы контроля топливоиспользующего оборудования и атмосферы разрабатывают в проектах нормативов ПДВ и согласовывают в установленном порядке с территориальными органами надзора и контроля Российской Федерации.

15.2.5 Мероприятия по регулированию газовых выбросов в периоды НМУ предусматривают комплекс технических решений, направленных на кратковременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу с целью предотвращения экстремально высокого уровня загрязнения. Экологическая служба ЭО разрабатывает перечень комплексных мероприятий по регулированию выбросов загрязняющих веществ, эффективность каждого мероприятия оценивают заранее. Объемы сокращения выбросов при НМУ для ЭО в каждом конкретном районе устанавливают и корректируют местные органы охраны природы в зависимости от специфики выбросов, особенностей рельефа, застройки жилых зон в соответствии с Методическим пособием [66].

Для объектов и сооружений ЭО, расположенных в районах, по которым не разработаны схемы прогноза наступления НМУ, такие мероприятия не разрабатывают.

15.3 Охрана поверхностных и подземных вод

15.3.1 Предоставление водных объектов в пользование ЭО производят на основании Договора водопользования/Решения о предоставлении водного объекта в пользование, в том числе и в части размещения подводных переходов газопроводов.

Пользование подземными водными объектами осуществляют в соответствии с Лицензией на пользование недрами для добычи подземных вод.

15.3.2 Нормы и нормативы потребления и отведения воды, используемой ЭО на технологические, вспомогательные и хозяйственно-питьевые нужды, рассчитывают в соответствии с СТО Газпром РД 1.13-152, СТО Газпром 2-1.19-307 и Методикой [67].

Расчет текущих индивидуальных балансовых норм водопотребления и водоотведения ЭО осуществляет и утверждает по направлениям использования воды.

15.3.3 ЭО как водопользователь осуществляет контроль:

- состава сточных вод в отдельных звеньях технологической схемы очистки сточных вод и их соответствия технологическим регламентам;

- состава и свойств возвратных вод и их соответствия установленным нормам.

15.3.4 Рациональное использование водных ресурсов и сокращение сбросов загрязненных сточных вод ЭО осуществляет в соответствии с СТО Газпром РД 1.13-152.

15.3.5 В системах технологического контроля работы очистных сооружений сточных вод предусматривают средства и приборы постоянного и периодического контроля качества сточных вод и работы очистных сооружений.

15.3.6 Перечень контролируемых компонентов в составе сточных вод, а также регламент на качество вод, сбрасываемых из очистного сооружения, устанавливают для каждого объекта контролирующие органы. Они же осуществляют контроль качества сбрасываемых вод на основе анализов, проводимых самим предприятием, и анализов контрольных проб, отбираемых при инспекторских проверках.

15.3.7 Контроль за состоянием водоводов, скважин, установок предварительного сброса воды и других объектов осуществляют по изменениям расхода воды с помощью приборов по объектам с фиксацией данных в специальном журнале.

Сброс в поверхностные водоемы попутных вод, добываемых с природным газом, откачиваемых соленых вод и промышленных рассолов, а также вод, содержащих токсичные вещества в концентрациях, превышающих предельно допустимые величины, без предварительной очистки запрещен в соответствии с Правилами [68]. Такой сброс производят в исключительных случаях по согласованию с территориальными органами надзора и контроля Российской Федерации.

15.3.8 Канализационные очистные сооружения входят в санитарную классификацию, установленную СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [64].

15.3.9 Экологические наблюдения, методы и порядок их проведения на участках действующих подводных переходов осуществляют согласно РД 51-2-95 [69].

15.3.10 Защита территорий и сооружений ЭО от затопления и подтопления включает комплекс инженерных мероприятий, разработанных с соблюдением требований СНиП 2.06.15-85 [70].

15.3.11 Мероприятия по охране водных объектов должны включать мероприятия по предотвращению загрязнения водных объектов, засорения и истощения вод, а также мероприятия по ликвидации последствий указанных явлений в соответствии с Кодексом [71].

15.4 Охрана почв, недр

15.4.1 При эксплуатации МГ ЭО критерием степени загрязнения почв является превышение содержания в них предельно допустимых концентраций и ориентировочно допустимых количеств загрязняющих веществ.

15.4.2 Размеры полос земель, отводимых под МГ, и земельных участков для размещения запорной арматуры устанавливаются в соответствии с СН 452-73 [72].

15.4.3 Экологическая служба ЭО в необходимых случаях организует контроль за физико-химическими и биологическими характеристиками состояния почв на землях, отведенных во временное и постоянное пользование в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.3.01, ГОСТ 17.4.3.02, ГОСТ 17.4.3.03, ГОСТ 17.4.3.04, ГОСТ 17.4.4.02 и ВРД 39-1.13-036-2001 [73].

15.4.4 Режим наблюдений за экологическим состоянием почв (объем и периодичность контроля) определяет экологическая служба в соответствии с частотой проведения технологических операций, воздействующих на почву.

15.4.5 Прогнозные значения основных показателей размыва искусственных отсыпных сооружений (длина, объем, продолжительность), оценки устойчивости почвенно-растительного покрова и обоснование мер инженерной защиты в условиях криолитозоны устанавливают расчетным путем в соответствии с СТО Газпром РД 1.13-153, СТО Газпром 2-1.19-199 и СТО Газпром 2-1.19-280.

15.4.6 ЭО производит рекультивацию нарушенных земель (техническую и биологическую) в соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.3.05, ВРД 39-1.13-056-2002 [74], РД 39-0147105-006-97 [75].

Рекультивацию земель краткосрочной аренды производят до истечения срока возвращения их владельцу, долгосрочной аренды – по окончании функционирования ЭО.

15.4.7 Объектный мониторинг недр при эксплуатации ПХГ в рамках горного отвода проводят в соответствии с требованиями ПБ 08-621-03 [46].

15.4.8 В случае аварии с утечкой химических реагентов, вод высокой минерализации или содержащих токсичные компоненты, приведшей к загрязнению почв, грунтов и подземных вод, принимают меры к локализации и последующей ликвидации очага загрязнения и информируют о случившемся и принимаемых мерах государственные органы по охране природы.

Очистку почвы как компонента природной среды проводят в соответствии с действующими нормативными и методическими документами.

15.4.9 При разработке мероприятий по охране почв и недр учитывают такие аспекты сферы охраны почв и недр, как загрязнение, агрессивность и коррозионная активность почв и недр; разрабатывают также мероприятия, направленные на устранение последствий загрязнения почв и недр.

15.5 Охрана окружающей природной среды от отходов производства и потребления

15.5.1 ЭО ведет учет наличия, образования, использования, обезвреживания, транспортирования и размещения отходов собственного производства и потребления отходов, завозимых со стороны.

Подготовку отчетности по отходам производства и потребления проводят в соответствии с СТО Газпром 12 и Методическими указаниями [76].

15.5.2 Экологическая служба ЭО определяет класс опасности отходов, не включенных в Каталог [77], в соответствии с Критериями [78] оформляет и представляет на экспертизу материалы на получение лицензии на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов.

15.5.3 ЭО осуществляет обращение с отходами в соответствии с требованиями НД, современными методами и технологиями утилизации и обезвреживания производственных и бытовых отходов, исключая их накопление на промплощадках, а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр.

15.5.4 Для отходов производства и потребления, подлежащих временному хранению на территории организации до вывоза их на объекты конечного размещения или в специализированные организации по утилизации, определяют способы и порядок выполнения операций по обращению с отходами, обеспечивающими требования экологической безопасности и техники безопасности.

15.5.5 При проведении технологических операций по очистке полости и испытаниях трубопроводов, выполняемых как ЭО, так и специализированными организациями, осуществ-

влют запроектированный комплекс мероприятий по охране окружающей среды. Контроль за его выполнением осуществляет экологическая служба ЭО.

15.6 Защита от шума

15.6.1 При эксплуатации МГ критерием степени неблагоприятного воздействия физических факторов является превышение их допустимых величин, регламентированных СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [79], СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [80], СН 2.2.4/2.1.8.583-96 [81], СанПиН 2.2.4.1191-03 [82], СНиП 23-03-2003 [83].

15.6.2 Для объектов и сооружений ЭО, являющихся источниками шума, вибрации и других вредных физических факторов и не вошедших в санитарную классификацию, размеры СЗЗ определяют расчетом уровней шума как основного вредного физического фактора в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-040, СТО Газпром 2-3.5-041, СТО Газпром 2-3.5-042, СТО Газпром 2-3.5-043, СТО Газпром 2-2.1-127, СТО Газпром 2-3.5-177, СТО Газпром 2-2.3-238, СТО Газпром 2-2.1-264.

Уровни звукового давления внешнего шума оборудования измеряют шумомерами 1 и 2 класса точности в соответствии с требованиями ГОСТ 17187.

15.6.3 Экологическая служба ЭО принимает непосредственное участие в проведении мероприятий, снижающих неблагоприятное воздействие физических факторов.

15.7 Мероприятия по сохранению растительности и животного мира

Экологическая служба ЭО принимает непосредственное участие и ведет контроль по сохранению растительности и животного мира.

15.8 Техническая документация

ЭО использует в работе и обеспечивает систематическую актуализацию следующей документации:

- проект нормативов ПДВ (ВСВ);
- нормативы допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей;
- проект нормативов ПНООЛР;
- лицензия на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов;
- форма № 1 – воздух (инвентаризация выбросов);
- разрешения на выбросы, сбросы загрязняющих веществ, на размещение отходов, выданные территориальными органами надзора и контроля Российской Федерации;

- журналы учета стационарных источников и их характеристик (форма номер ПОД-1), выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха (форма номер ПОД-2), работы газоопасных и пылеулавливающих установок (форма номер ПОД-3), заполняемые согласно утвержденным формам;

- журналы учета водопотребления (водоотведения) СИ (формы ПОД-11), водопотребления (водоотведения не инструментальным методом (форма ПОД-12)), качества сточных вод (форма ПОД-13);

- план мероприятий по охране окружающей среды по разделам – воздух, вода, почва и недра, отходы, физические факторы, растительный и животный мир;

- формы федеральной государственной статистической отчетности, заполняемые в установленном порядке и подаваемые в органы государственной статистики и охраны природы:

- № 2-тп (воздух) Сведения об охране атмосферного воздуха (полугодовая и годовая);

- № 2-тп (водхоз) Сведения об использовании воды (годовая);

- № 2-тп (рекультивация) Сведения о рекультивации земель, снятии и использовании плодородного слоя почвы (годовая);

- № 2-тп (отходы) Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления (годовая);

- № 2-ос Сведения о выполнении водоохраных работ на водных объектах (годовая);

- № 4-ос Сведения о текущих затратах на охрану окружающей среды и экологических платежах (годовая);

- № 6-ос Сведения о загрязнении окружающей среды при авариях на магистральных трубопроводах (полугодовая);

- № 18-кс Сведения об инвестициях в основной капитал, направленных на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов (годовая).

16 Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность

16.1 Общие положения

16.1.1 ЭО (филиал ЭО) организует работу по охране труда, пожарной и промышленной безопасности в соответствии с требованиями НД.

16.1.2 Надзор и контроль за соблюдением федеральных законов о труде, пожарной и промышленной безопасности в организациях ОАО «Газпром» осуществляют:

- уполномоченные органы надзора и контроля Российской Федерации;

- органы надзора и контроля ОАО «Газпром».

16.1.3 ЭО (филиал ЭО) разрабатывает Перечень инструкций по охране труда и пожарной безопасности.

16.1.4 Филиалы ЭО разрабатывают инструкции по охране труда, пожарной безопасности, пересматривают и переутверждают их при изменении технологических процессов, введении новой НД по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, по результатам расследования аварий, инцидентов, пожаров и несчастных случаев, но не реже одного раза в пять лет.

16.1.5 Инструкции по охране труда и пожарной безопасности размещают в доступном для работников месте, определенном руководителями подразделений филиалов ЭО.

16.1.6 Руководители подразделений филиалов ЭО обеспечивают ознакомление работников с инструкциями по охране труда и пожарной безопасности под роспись.

16.1.7 ЭО (филиал ЭО) организует административно-производственный контроль за соблюдением требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности в филиалах ЭО и их подразделениях в порядке, установленном ВРД 39-1.14-021-2001 [84].

16.1.8 Требования к персоналу

16.1.8.1 К эксплуатации, обслуживанию и ремонту объектов МГ допускают лиц не моложе 18 лет, имеющих квалификацию, соответствующую Единому тарифно-квалификационному справочнику, утвержденному в порядке, установленном Постановлением [85], утвержденным инструкциям по охране труда по профессиям, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний на допуск к самостоятельной работе в порядке, установленном ВРД 39-1.14-021-2001 [84] с учетом требований Порядка [86], Положения [87], обученные действиям при ликвидации аварий и их последствий, имеющие соответствующую группу по электробезопасности и навыки применения соответствующих СИЗ, оказанию доврачебной помощи, не имеющие медицинских противопоказаний к указанной работе.

К эксплуатации, обслуживанию и ремонту объектов МГ допускают руководителей и специалистов, имеющих квалификацию, соответствующую Классификатору [88], утвержденным должностным инструкциям, прошедшие предаттестационную подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности в порядке, установленном ВРД 39-1.14-021-2001 [84] с учетом требований Порядка [86], Положения [87], обученные действиям при ликвидации аварий и их последствий, имеющие соответствующую группу по электробезопасности.

16.1.8.2 Работники, осуществляющие отдельные виды деятельности, в том числе связанные с источниками повышенной опасности, работающие в условиях повышенной опасности, занятые на работах с вредными и/или опасными условиями труда, проходят периодические медицинские осмотры (обследования) в порядке и сроки, определяемые НД.

16.1.8.3 Работники, вновь прибывшие на объекты МГ для проведения работ, проходят вводный инструктаж с записью в специальном журнале с подписями инструктируемого и инструктирующего.

16.1.8.4 Исполнение обязанностей руководителей и специалистов подразделений филиалов ЭО на период их временного отсутствия могут возлагать приказом на работников (в том числе рабочих профессий), имеющих соответствующую квалификацию, обученных и аттестованных в соответствии с требованиями для руководителей и специалистов.

16.1.8.5 Рабочие проходят производственное (квалификационное) обучение по безопасности труда и проверке знаний при совмещении профессий в объеме требований, предъявляемых к совмещаемым профессиям.

16.1.8.6 Работники, привлекаемые к аварийно-восстановительным работам, проходят теоретические и тренировочные занятия по ПЛА в установленном порядке.

16.1.8.7 Выдачу производственных заданий работникам фиксируют записью в журнале выдачи заданий. Журнал ведут в каждом подразделении филиала ЭО.

16.1.8.8 Старшим группы работников, состоящей из двух и более человек, при выдаче заданий назначают одного из них с записью в журнале выдачи заданий. Старший группы контролирует выполнение производственного задания и соблюдение требований безопасности труда при выполнении работ.

16.1.9 Порядок организации и проведения работ повышенной опасности

16.1.9.1 На объектах МГ работами повышенной опасности являются: газоопасные, огневые, земляные, работы на высоте, верхолазные, испытания газопроводов и оборудования, ремонт и обслуживание АВО и т.д.

16.1.9.2 К работам повышенной опасности допускают лиц, не имеющих медицинских противопоказаний к данному виду работ, прошедших специальное обучение приемам и методам работы, целевой инструктаж. Запрещено участвовать в выполнении работ повышенной опасности стажерам, ученикам, практикантам.

16.1.9.3 Перечень работ повышенной опасности, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, разрабатывает филиал ЭО и утверждает главный инженер (технический руководитель) ЭО.

16.1.9.4 Специальные инструкции по безопасному ведению работ (огневых, газоопасных, изоляционных, земляных и т.д.) на объектах МГ разрабатывают с учетом требований НД ОАО «Газпром» по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

16.1.9.5 На проведение работ повышенной опасности оформляют разрешительные документы (наряд-допуск, разрешение), которые регистрируют в специальных журналах.

16.1.9.6 В разрешительных документах определяют место выполнения и содержание работ, условия их безопасного проведения, время начала и окончания работ, состав исполнителей и лиц, ответственных за безопасное выполнение работ. При необходимости к нему прилагают схемы расстановки постов и установки предупредительных и запрещающих знаков и т.д.

16.1.9.7 Ответственность за безопасное выполнение работ повышенной опасности несут:

- лица, выдавшие, утвердившие и согласовавшие разрешительные документы;
- ответственные руководители работ;
- лица, допускающие к работе;
- исполнители работ.

16.1.9.8 Запрещено одновременное проведение огневых и газоопасных работ в единой взрывоопасной зоне, определяемой согласно требованиям Правил [89], за исключением случаев, когда газоопасная работа является подготовительной к проведению огневых работ.

16.1.9.9 Работы по локализации (предотвращению) аварий проводят в соответствии с ПЛА без оформления разрешительного документа, с обязательным соблюдением комплекса мер по обеспечению безопасности работников. После локализации аварии и устранения опасности для персонала работы по приведению объектов МГ в технически исправное состояние проводят по плану организации работ и наряду-допуску.

16.1.9.10 Допуск специализированных организаций на объекты МГ осуществляют в соответствии с разработанным ЭО Положением о порядке допуска и организации безопасного производства работ специализированных организаций на объектах МГ.

16.1.9.11 Ремонт оборудования и систем во взрывоопасных помещениях проводят при постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляции.

16.1.9.12 Работы прекращают до устранения возникших в процессе производства работ опасных или вредных производственных факторов, не предусмотренных нарядом-допуском, или предусмотренных, но превысивших допустимый уровень (загазованность и т.п.).

16.1.9.13 Земляные работы на территории промышленных площадок КС, ГРС, ПХГ, в охранных зонах ЛЧ МГ относят к газоопасным.

16.1.9.14 Земляные работы на объектах МГ проводят с обязательным наличием плана (схемы) их территории с нанесенными наземными и подземными коммуникациями и по согласованию между соответствующими подразделениями филиала ЭО.

16.1.9.15 Перед вскрытием подземных газопроводов и других коммуникаций их фактическое положение устанавливают ручным зондированием (шурфовкой) или инструментальными методами.

16.1.9.16 Траншея может быть отрыта с вертикальными стенками без креплений в не- скальных и незамерзших грунтах выше уровня грунтовых вод глубиной (в метрах): не более чем 1,0 – в насыпных, песчаных и гравелистых грунтах; 1,25 – в супесях; 1,5 – в суглинках, глинах; 2,0 – в особо плотных нескальных грунтах.

16.1.9.17 При работе в котловане на газопроводе диаметром до 800 мм из него устраивают не менее двух выходов – по одному в каждую сторону от оси трубы. При работе в котловане на газопроводе диаметром 800 мм и выше котлован должен иметь не менее четырех выходов, расположенных по два с каждой стороны от оси трубы. Выходы выполняют в виде ступеней, пологих спусков и/или приставных лестниц.

16.1.9.18 Во время нахождения рабочих в траншее (котловане) без крепления стенок на поверхности рядом с траншеей не должны проводить какие-либо работы, а тяжелые механизмы размещают за пределами призмы возможного обрушения грунта.

16.1.9.19 Земляные работы с помощью механизмов при вскрытии газопроводов выполняют на расстоянии не ближе 0,5 м до крайней образующей газопровода (оборудования). В дальнейшем земляные работы ведут вручную, без применения ударных инструментов. Опорные части механизма запрещено устанавливать непосредственно над газопроводом (оборудованием).

16.1.9.20 Земляную работу, не связанную с эксплуатацией и ремонтом МГ и кабелей, может выполнять специализированная организация на расстоянии не менее 2 м от газопровода и кабеля в присутствии ответственного представителя службы эксплуатации МГ.

16.1.9.21 Земляные работы по вскрытию подземных газопроводов для выполнения ремонтных и диагностических работ выполняют в соответствии с требованиями СТО Газпром 14 и СТО Газпром 2-2.3-231.

16.1.9.22 Запрещено проведение работ по вскрытию газопроводов, работ в открытых шурфах и обратную засыпку при изменении режима работы газопровода.

16.1.9.23 Допускается вскрытие газопровода согласно 16.1.9.21 без снижения давления в газопроводе на участке, не имеющем утечки газа, повреждений изоляции (по результатам диагностирования) или выявленных в процессе эксплуатации факторов, свидетельствующих о снижении прочностной характеристики газопровода.

16.1.9.24 Перед вскрытием участка с поврежденной изоляцией давление в газопроводе должно быть снижено не менее чем на 10 % от величины максимального рабочего давления, зарегистрированного в течение последнего года эксплуатации.

16.1.9.25 При наличии (по результатам ВТД) несквозных коррозионных или других повреждений тела трубы (гофр, механических повреждений и т.п.) глубиной до 30 % от толщины стенки трубы давление в газопроводе снижают не менее чем на 30 % от РРД на этом участ-

ке, вскрытие шурфа выполняют только вручную. При невозможности выполнения вскрытия шурфа вручную (скальный грунт, большой объем работ и т.д.) давление снижают до атмосферного.

16.1.9.26 При наличии (по результатам ВТД) трещиноподобных дефектов, несквозных коррозионных или других повреждений тела трубы (гофр, механических повреждений и т.п.), глубиной свыше 30 % от толщины стенки трубы, давление снижают до атмосферного.

16.1.9.27 Отвал грунта на трассы действующих газопроводов и коммуникаций при выполнении земляных работ запрещен.

16.1.10 Обязанности работников, эксплуатирующих объекты магистральных газопроводов

16.1.10.1 Обязанности руководителей и специалистов по соблюдению требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности определяют в соответствии с требованиями ВРД 39-1.14-021-2001 [84].

16.1.10.2 Работники обязаны знать:

- свойства природного газа, «тяжелых» углеводородных газов, газового конденсата и других опасных и вредных веществ, применяемых на объектах МГ (метанол, одорант и др.), требования безопасности при их получении, транспортировке, хранении, использовании, утилизации;

- потенциально возможные опасности, возникающие при технологических процессах.

16.1.10.3 Работники, обслуживающие объекты МГ, осуществляют действия по переключению потоков газа в газопроводах, отключению потребителей газа и подключению новых, увеличению или сокращению подачи газа, проведению ремонтных работ, испытанию оборудования и запорной арматуры в порядке, определенном действующими на данном объекте: технологическим регламентом, инструкциями по безопасному ведению работ – по указанию соответствующих руководителей (начальников служб, диспетчеров, сменных инженеров, мастеров), назначенных ответственными за выполнение данного вида работ.

16.1.10.4 Работники ЭО (филиала ЭО) выполняют в установленные сроки указания ОАО «Газпром», предписания уполномоченных органов надзора и контроля Российской Федерации, а также органов контроля и надзора ОАО «Газпром».

16.2 Охрана труда

16.2.1 Требования безопасности при эксплуатации оборудования

16.2.1.1 На объектах МГ применяют приборы и оборудование, разрешенные к применению ОАО «Газпром» в установленном порядке.

16.2.1.2 Оборудование на объектах МГ устанавливают в соответствии с проектом и генеральным планом территории.

16.2.1.3 Филиалы ЭО разрабатывают инструкции по охране труда по видам работ на основе типовых инструкций, правил по охране труда, инструкций производителей оборудования с учетом конкретных условий производства.

16.2.1.4 При вынужденной остановке (отключении) оборудования, газопроводов повторный пуск их в работу производят после выявления и устранения причины, вызвавшей остановку (отключение).

16.2.1.5 Движущиеся, вращающиеся части оборудования в местах доступа персонала оснащают защитными ограждениями. На период осмотра и ремонта оборудования допускается временно снимать защитные ограждения. Пуск оборудования в работу со снятыми ограждениями запрещен.

16.2.1.6 Запрещено устранять обнаруженную неисправность на оборудовании под давлением, на движущихся частях и горячих элементах оборудования.

16.2.1.7 Температура наружных поверхностей оборудования (кожухов теплоизоляционных покрытий) должна быть ниже температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, применяемого на объекте.

16.2.1.8 Поверхности оборудования и трубопроводов с температурой наружной поверхности стенки выше 45 °С, расположенных в рабочих зонах и в местах прохода людей, покрывают тепловой изоляцией или устанавливают защитные кожухи (экраны).

16.2.1.9 С наружной стороны ограждений территорий объектов МГ устанавливают знаки в соответствии с приложениями Т, У, Ф и ГОСТ Р 12.4.026.

16.2.1.10 Запрещено при работе оборудования и трубопроводов находиться вне площадок обслуживания и мест, не предназначенных для прохода, без оформленного разрешения.

16.2.1.11 Эксплуатация оборудования при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие и сигнальные приспособления и приборы), а также с превышением рабочих параметров выше паспортных (разрешенных) запрещена.

16.2.1.12 Постоянные и временные силовые заглушки, устанавливаемые на трубопроводах, должны быть стальными, а привариваемые – иметь сферическую форму.

16.2.1.13 Заглушки, располагаемые между фланцами трубопроводов, оснащают хвостовиками, выступающими за пределы фланцев. Заглушки устанавливают на прокладки из материалов, соответствующих условиям эксплуатации и транспортируемой среде. На хвостовиках заглушек выбивают инвентарный номер, диаметр, толщину, рабочее давление, марку стали.

16.2.1.14 Утечки газа из сварных и других соединений оборудования, газопроводов, арматуры обнаруживают с помощью специальных приборов или другим методом без применения открытого огня.

16.2.1.15 Выявленные утечки газа фиксируют в специальном журнале и принимают меры по их устранению.

16.2.1.16 Осмотр, техническое обслуживание, чистку и ремонт оборудования объектов МГ производят в соответствии с инструкцией по данному виду работ.

16.2.1.17 На ЛЧ МГ запрещено проведение огневых работ, а также присутствие машин или механизмов с работающими двигателями в радиусе 200 м от открытой «свечи».

16.2.1.18 Во время грозы запрещены пуски и плановые остановы ГПА, переключения в технологической обвязке и на силовом электрооборудовании, а также стравливание газа «на свечу».

16.2.1.19 Нахождение персонала на открытых площадках опор во время грозы и при ее приближении, а также при силе ветра более 12 м/с, гололеде, дожде и снегопаде должно быть ограничено.

Во время грозы или ее приближении запрещены находиться около заземлений, проводить какие-либо работы на воздушных линиях связи, а также электрические измерения на кабельных линиях коммуникаций.

16.2.2 Требования безопасности при проведении испытаний оборудования и трубопроводов

16.2.2.1 При проведении испытаний оборудования и газопроводов необходимо предусматривать мероприятия по предупреждению воздействия на персонал опасных и вредных производственных факторов, связанных с характером работы:

- разрушение конструкции;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- обрушение траншеи;
- движущиеся и вращающиеся части оборудования;
- горячие поверхности оборудования.

16.2.2.2 Мероприятия по обеспечению безопасности испытания оборудования и газопроводов объектов МГ предусматривают в специальных инструкциях, разрабатываемых филиалом ЭО в порядке, установленном НД.

16.2.2.3 Испытания оборудования и газопроводов проводят под непосредственным руководством должностного лица, назначенного приказом по филиалу ЭО.

16.2.2.4 Перед испытанием оборудования и трубопроводов:

- определяют участников испытания;

- руководитель работ знакомит персонал, участвующий в испытаниях, с порядком проведения работ и с мероприятиями по безопасному их выполнению;
- письменно предупреждают работающих на смежных участках о времени проведения испытаний;
- проверяют визуально, а при необходимости с помощью приборов, крепление оборудования, состояние изоляции и заземления электрической части, наличие и исправность арматуры, КИПиА и заглушек;
- зону проведения испытаний обозначают соответствующими знаками;
- при необходимости устанавливают аварийную сигнализацию;
- обеспечивают возможность аварийного отключения испытываемого оборудования, трубопровода;
- проверяют отсутствие внутри и снаружи оборудования и трубопроводов посторонних предметов;
- обозначают предупредительными знаками временные заглушки, люки и фланцевые соединения;
- для недопущения проникновения в зону проведения испытания посторонних лиц, транспортных средств и тому подобного, выставляют охранные посты, снабженные средствами предупреждения об опасности (световыми, звуковыми сигналами оповещения) и двухсторонней телефонной или радиосвязью с руководителем работ;
- определяют места и условия безопасного пребывания лиц, занятых испытанием;
- приводят в готовность средства пожаротушения и обслуживающий персонал, готовый к работе по ликвидации пожара;
- обеспечивают освещенность рабочих мест;
- определяют лиц, ответственных за выполнение мероприятий по обеспечению безопасности, предусмотренных программой испытаний.

16.2.2.5 Устранение недостатков, обнаруженных в процессе испытания, производят после отключения и полной остановки испытываемого объекта.

16.2.3 Дополнительные требования при производстве работ в полевых условиях

16.2.3.1 При производстве работ в полевых условиях назначают лицо, ответственное за безопасное производство работ и участников работ.

16.2.3.2 Технику (автомобиль и др.), используемую для работ в полевых условиях, укомплектовывают согласно таблице оснащения и специфики производства работ и местных условий.

16.2.3.3 Работников, выезжающих на трассу, обеспечивают необходимым питанием на весь срок производства работ, а также в обязательном порядке неприкосновенным запасом на время, необходимое для прибытия требуемой помощи.

16.2.3.4 В оснащение бригад, работающих в трассовых условиях, входят: палатки, спальные мешки, медицинская аптечка, запас воды и продуктов питания.

16.2.3.5 При работах в трассовых условиях продолжительностью более суток работников обеспечивают временным жильем (кунги спецавтомобилей и т.д.).

16.2.3.6 Выход и выезд на трассу, возвращение или прибытие в контрольные пункты работников объекта МГ регистрируют в оперативном журнале диспетчера филиала ЭО.

16.2.3.7 Лицо, ответственное за безопасное производство работ, в согласованные сроки (не реже одного раза в сутки) выходит на связь с диспетчером филиала ЭО, докладывает о состоянии объекта (объеме выполненной работы и т.д.).

16.2.3.8 В случае неприбытия работников в установленное время в контрольный пункт или отсутствия с ними связи, диспетчер филиала ЭО принимает меры к их поиску и оказанию необходимой помощи.

16.2.3.9 Движение транспортных средств (работников) осуществляют по утвержденным маршрутным картам с учетом местных условий, метеорологических условий, паводка и других возможных факторов на трассе.

16.2.4 Проведение работ в сложных природно-климатических условиях

16.2.4.1 Допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям, запрещен.

16.2.4.2 В летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивают СИЗ от гнуса и клеща.

16.2.4.3 При температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающим на открытом воздухе ежечасно обеспечивают обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.

16.2.4.4 В зимнее время независимо от состояния погоды выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению с записью в журнале.

Средства транспорта и механизмы выезжают колоннами не менее чем из двух машин, следующих друг за другом в пределах прямой видимости. Также обеспечивают возможность возвращения всех людей на одной из машин в случае выхода из строя другой машины.

16.2.4.5 Перед выездом на трассу транспортных средств проверяют их техническое состояние. Запрещен выезд транспортных средств с неисправной системой отопления в зимнее время.

16.2.4.6 При направлении двух или более транспортных средств назначают старшего по колонне.

16.2.4.7 Дороги в снегозаносимых районах обозначают хорошо видимыми вехами высотой не менее 2 м над поверхностью снега с расстояниями между ними не более 50 м на транспортных дорогах и не более 10 м на пешеходных.

16.2.5 Опасные и вредные производственные факторы, контроль за состоянием воздушной среды на месте производства работ

16.2.5.1 Работники, эксплуатирующие объекты МГ, могут быть подвержены воздействию опасных и вредных производственных факторов, таких как:

- движущиеся части машин и механизмов;
- производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе, высокое напряжение электрического тока;
- загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др.;
- метанол (метиловый спирт), антифриз, сорбенты, кислоты (соляная, серная и др.), щелочи (едкий натрий – каустическая сода, едкий калий и др.);
- неблагоприятные метеорологические условия – температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки), высокое тепловое излучение;
- источники гамма- и нейтронного излучения (радиоактивные);
- поражение электрическим током;
- другие.

16.2.5.2 При работе с вредными веществами (метанол, одорант, ртуть, радиоактивные изотопы и т.д.) работники соблюдают требования инструкций по их применению.

16.2.5.3 Применение на объектах МГ вредных или опасных веществ без наличия паспортов, методик контроля и инструкций по их применению запрещено.

16.2.5.4 Контроль воздуха рабочей зоны осуществляют по разработанной в филиале ЭО инструкции. Приказом по филиалу ЭО назначают лицо, ответственное за организацию контроля воздуха рабочей зоны.

16.2.5.5 При достижении содержания транспортируемого газа в воздухе помещений 10 % от НКПВ (0,5 % объемных по метану) автоматически включаются аварийная вытяжная вентиляция, аварийная световая и звуковая сигнализации.

При содержании транспортируемого газа в воздухе помещений выше 20 % от НКПВ (1 % объемных по метану) эксплуатацию неисправного оборудования прекращают.

16.2.5.6 Запрещена эксплуатация объектов МГ с выключенной или неисправной системой контроля и сигнализации содержания горючих газов в воздухе помещения. Работоспособность системы автоматической сигнализации и автоматического включения аварийной вентиляции контролирует оперативный (дежурный) персонал при приемке смены.

16.2.5.7 Работу сигнализаторов дозврывоопасных концентраций горючих газов в воздухе помещения проверяют в соответствии с инструкциями производителей.

16.2.6 Требования к рабочим местам

16.2.6.1 ЭО осуществляет аттестацию рабочих мест по условиям труда и последующую сертификацию работ по охране труда.

16.2.6.2 Уровни (концентрации) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а также уровни шума и вибрации на рабочих местах не могут превышать установленных предельно допустимых значений и норм.

16.2.6.3 Рабочее место или группу мест, оснащают периодически пополняемой медицинской аптечкой.

16.2.6.4 Контроль эффективности работы вентиляционных установок на объектах МГ и доведения состояния воздушной среды вентиляционными установками до требования санитарных норм проводят по графику не реже одного раза в год специализированные организации.

16.2.6.5 Освещенность рабочего места на объектах МГ (внутреннее, наружное, аварийное, в том числе охрannое) обеспечивают в соответствии с проектом.

16.2.6.6 На рабочих местах, а также на объектах МГ в местах возможного воздействия на человека вредных и/или опасных производственных факторов устанавливают предупредительные знаки и надписи.

16.2.6.7 Для дежурного персонала должны быть предусмотрены комнаты приема пищи. Хранение и употребление пищи на рабочих местах не допускают.

16.2.7 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты

16.2.7.1 Эксплуатационный персонал объектов МГ обеспечивают сертифицированной спецодеждой, специальной обувью и другими СИЗ в соответствии с Нормами [90].

16.2.7.2 На взрывопожароопасных объектах МГ эксплуатационный персонал обеспечивают специальной одеждой из антистатичной и огнестойкой ткани.

16.2.7.3 Работников с неисправными СИЗ к работе не допускают.

16.2.7.4 Порядок учета, выдачи, хранения, ухода и использования СИЗ регламентируют Правила [91].

Персонал, работающий на взрывопожароопасных объектах (за исключением операторных, бытовых, слесарных и им подобных), в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующий в обслуживании и ремонте объектов МГ, пользуется защитными касками.

16.2.7.5 Неисправные СИЗ подлежат изъятию.

16.2.7.6 Руководитель филиала ЭО обеспечивает стирку, химическую чистку и ремонт специальной одежды и специальной обуви по графику в сроки, устанавливаемые с учетом производственных условий, по согласованию с профсоюзным комитетом. На это время выдают сменные комплекты.

16.2.7.7 Руководитель филиала ЭО обеспечивает выдачу смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами. При работах с веществами, вызывающими раздражение кожи рук, выдают профилактические пасты и мази, а также смывающие и дезинфицирующие средства.

16.2.7.8 При работах внутри емкостей, в траншеях, колодцах и других работах, выполняемых в среде с недостаточным содержанием кислорода (по объему менее 20 %), для защиты органов дыхания применяют изолирующие (шланговые или автономные) воздушно-дыхательные аппараты. Использование фильтрующих противогазов в этих случаях запрещено.

16.2.7.9 Руководитель работ проверяет исправность противогазов и изолирующих (шланговые или автономные) воздушно-дыхательных аппаратов на герметичность, предохранительные пояса до и после их применения согласно инструкции по эксплуатации. Два раза в год предохранительные пояса испытывают на механическую прочность.

16.2.7.10 На объектах МГ должен быть АЗ СИЗ органов дыхания соответствующих типов и марок. Наличие и состояние АЗ СИЗ органов дыхания проверяет обслуживающий персонал при приеме и сдаче смены и руководитель подразделения филиала ЭО не реже одного раза в месяц с записью в журнале.

16.2.8 Электробезопасность

16.2.8.1 При ремонте и обслуживании оборудования в сырых помещениях, колодцах, сосудах используют переносные фонари с уровнем взрывозащиты, соответствующим классу взрывоопасной зоны, и видом взрывозащиты, отвечающим категории и группе взрывоопасной смеси. Работа с неисправными переносными фонарями запрещена. Включение фонаря производят вне опасной зоны.

16.2.8.2 Установка и эксплуатация электрооборудования, не имеющего маркировки по взрывозащите во взрывоопасных зонах, запрещена.

16.2.8.3 Ручные электрические машины и электроинструмент применяют в соответствии с инструкцией производителя.

16.2.9 Требования безопасности, предъявляемые к ручному инструменту и приспособлениям

16.2.9.1 Руководители подразделений филиалов ЭО обеспечивают:

- работающих исправным инструментом и приспособлениями, соответствующими безопасным условиям производства работ;
- правильное хранение и осмотр инструмента и приспособлений;
- контроль использования инструмента и приспособлений по назначению.

16.2.9.2 При работе во взрывопожароопасной среде используют не образующий искру инструмент.

16.2.9.3 Ручной инструмент и приспособления осматривают непосредственно перед применением. Неисправный инструмент изымают.

16.2.10 Режим труда и отдыха персонала объектов магистральных газопроводов

16.2.10.1 Режим труда и отдыха персонала объектов МГ устанавливают правилами внутреннего распорядка, разработанными в соответствии с Кодексом [92] и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

16.2.10.2 Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливают с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта МГ.

16.2.10.3 Режим труда и отдыха вахтового персонала объектов МГ устанавливают положением о его работе, утверждаемым руководителем ЭО (филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

16.2.10.4 Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

16.2.10.5 Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматривают специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

16.2.11 Требования, предъявляемые к хранению, транспортировке и использованию вредных и опасных веществ (природный газ, метанол, одорант, газоконденсат и другие)

Хранение, получение, транспортировку и использование вредных и опасных веществ осуществляют в соответствии с требованиями НД. Свойства вредных и опасных веществ приведены в приложении Ц.

16.2.12 Требования безопасности при выполнении работ с «тяжелыми» углеводородными газами

16.2.12.1 ЭО обеспечивает контроль качества и компонентного состава транспортируемого газа в порядке, установленном ОАО «Газпром».

16.2.12.2 При выявлении в транспортируемом газе превышения содержания ТУГ выше нормативных (превышении температуры точки росы по углеводородам) по отношению к ОСТ 51-40 ЭО извещает ОАО «Газпром» и разрабатывает дополнительные меры безопасности при выполнении работ с ТУГ.

16.2.12.3 Дополнительные меры по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов в условиях наличия ТУГ предусматривают планами проведения работ, нарядами-допусками, ПЛА, инструкциями по охране труда по видам работ.

16.2.12.4 При проведении огневых, газоопасных и аварийно-спасательных работ обеспечивают постоянный контроль воздуха на ТУГ в рабочей и опасной зонах.

16.2.12.5 Размер опасной зоны при работе с ТУГ устанавливают не менее 100 м от источника поступления газа в атмосферу.

16.2.12.6 Контроль воздуха осуществляют анализаторами, предназначенными для измерения содержания компонентов ТУГ.

16.2.12.7 При обнаружении загазованности рабочей зоны свыше 20 % НКПВ присутствующих в ТУГ компонентов, работы прекращают, персонал выводят из зоны загазованности.

16.2.12.8 Запрещена работа персонала ЭО в загазованной среде при превышении предельнодопустимых концентраций.

16.3 Промышленная безопасность

16.3.1 Общие требования

16.3.1.1 Объекты МГ эксплуатируют в порядке, соответствующем Федеральному закону [37].

16.3.1.2 Специализированные организации, привлекаемые к ремонту и техническому обслуживанию опасных производственных объектов МГ, допускают к выполнению соответствующих операций согласно требованиям ОАО «Газпром».

16.3.2 Организация и осуществление административно-производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на объектах магистральных газопроводов

16.3.2.1 ЭО (филиал ЭО) организует и осуществляет административно-производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на объектах МГ в порядке, определяемом ОАО «Газпром».

16.3.2.2 Административно-производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности в ЭО (филиале ЭО) осуществляет постоянно действующая комиссия по охране труда и промышленной безопасности и специально назначенные работники.

16.3.2.3 Обязанности и права работника, осуществляющего административно-производственный контроль, порядок его проведения, форму документов отчетности и контроля за ходом устранения выявленных нарушений и замечаний, выполнения актов и предписаний, определяет разрабатываемое ЭО Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности, согласованное с территориальными органами надзора и контроля Российской Федерации.

16.3.3 Подготовка эксплуатирующей организации (филиала ЭО) к локализации и ликвидации последствий аварии на взрывопожароопасных объектах

16.3.3.1 Для опасного производственного объекта МГ разрабатывают ПЛА. Структура и содержание ПЛА приведена в приложении Ж.

16.3.3.2 В филиале ЭО для принятия оперативных мер по предупреждению и ликвидации аварии, инцидента, утверждают:

- порядок оповещения об авариях, инциденте, пожаре;
- порядок сбора аварийной бригады и выезда к месту аварий;
- перечень необходимых для ликвидации аварий транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, СИЗ.

16.3.3.3 Локализацию аварий, пожаров и ликвидацию их последствий осуществляют в соответствии с ПЛА с учетом оперативной обстановки.

16.3.3.4 Внесение изменений и дополнений в ПЛА осуществляют при технических и технологических изменениях, по результатам расследования причин аварий и по требованию вышестоящих и контролирующих организаций.

16.3.3.5 Ознакомление работников с ПЛА проводят под роспись.

16.3.3.6 Для отработки навыков по проведению работ при локализации аварий, пожаров не реже одного раза в квартал, по графику, на эксплуатируемых объектах МГ проводят противоаварийные и противопожарные тренировки в соответствии с ПЛА с составлением акта готовности персонала. Начальники служб, отделов определяют тематику и разрабатывают программы проведения тренировок, которые утверждает главный инженер (технический руководитель) филиала ЭО.

16.3.3.7 Проведение тренировок на объектах МГ осуществляют руководители служб (цехов).

16.3.3.8 В помещении диспетчерской объекта МГ размещают схему оповещения при аварии, пожаре, инциденте, несчастном случае на объекте.

16.3.3.9 Полные экземпляры ПЛА находятся у главного инженера (технического руководителя) филиала ЭО, ДС и в отделе охраны труда филиала ЭО.

16.3.3.10 Один раз в год под руководством главного инженера (технического руководителя) в филиале ЭО проводят комплексную противоаварийную тренировку с участием всех служб, участков, цехов, с составлением акта.

16.3.3.11 На объектах МГ, эксплуатирующихся вахтовым методом, предусматривают график проведения противоаварийных тренировок с учетом отработки программы проведения тренировок с каждой вахтой.

16.3.3.12 При проведении тренировок проверяют:

- порядок оперативного управления и взаимодействия при локализации аварии ДС с цехами и службами филиала ЭО;
- исправность и готовность к использованию всех имеющихся на объекте противоаварийных средств, средств пожаротушения, связи и оповещения;
- готовность работников к действиям при авариях, инцидентах, пожарах, несчастных случаях и порядок прохождения информации об аварии, пожаре в соответствии с действующей схемой, порядком оповещения;
- порядок взаимодействия ДС, участков, цехов при ликвидации аварии с аварийно-спасательными и пожарными службами.

16.3.3.13 ЭО (филиал ЭО) организует и поддерживает в работоспособном состоянии автотехнику, спецтехнику и оборудование, предназначенные для локализации аварий, пожаров и ликвидации их последствий.

16.3.4 Порядок расследования причин аварий, пожаров, инцидентов

16.3.4.1 Аварии, пожары, инциденты расследуют в соответствии с Федеральным законом [37], Порядком [22], ВРД 39-1.2-054-2002 [4].

16.3.4.2 Материалы расследования причин аварий, пожаров, инцидентов хранят в соответствии с порядком, определенным ОАО «Газпром».

16.4 Пожарная безопасность

16.4.1 Общие положения

16.4.1.1 Объекты МГ эксплуатируют с соблюдением требований Федерального закона [93], ППБ 01-03 [94], ВППБ 01-04-98 [95].

16.4.1.2 Персонал, эксплуатирующий объекты МГ, должен знать и соблюдать требования пожарной безопасности и не допускать действий, которые могут привести к возникновению пожара и поддерживать установленный противопожарный режим.

16.4.1.3 Руководители филиалов ЭО осуществляют непосредственное руководство по обеспечению пожарной безопасности на подведомственных объектах и несут персональную ответственность за соблюдение требований пожарной безопасности.

16.4.1.4 Организацию пожарной охраны на объектах МГ осуществляют в соответствии с требованиями НД.

16.4.2 Общие требования к системе пожаровзрывобезопасности объектов магистральных газопроводов

16.4.2.1 На объектах МГ, исходя из специфики пожарной опасности производства, разрабатывают инструкции о мерах пожарной безопасности взрывопожароопасного и пожароопасного участка (цеха, мастерской, склада и т. п.).

16.4.2.2 В пожароопасные периоды территорию КС, ГРС, ГИС, СОГ, ПХГ отделяют от прилегающих лесных, торфяных или степных массивов минерализованной полосой, шириной не менее 2,5 м. В качестве такой полосы может служить дорожное полотно (подъездная дорога).

16.4.2.3 На дверях производственных и складских помещений объектов МГ обозначают категорию взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны в соответствии с Правилами [89].

Около оборудования, имеющего повышенную пожарную опасность, вывешивают знаки безопасности в соответствии с НПБ 160-97 [96], ГОСТ Р 12.4.026.

16.4.2.4 На объектах МГ применяют вещества, материалы, в документах производителей которых указаны показатели пожаровзрывоопасности продукции, а также меры по пожарной безопасности.

16.4.2.5 Объекты МГ подлежат защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализации в порядке, установленном НПБ 110-2003 [97] и директивными документами ОАО «Газпром».

16.4.2.6 Объекты МГ оснащают в порядке, установленном ВППБ 01-04-98 [95], первичными средствами пожаротушения, соответствующими требованиям стандартов, НД в области пожарной безопасности.

16.4.2.7 Использование средств пожаротушения не по назначению запрещено.

16.4.2.8 Работники объектов МГ при обнаружении пожара или признаков горения (открытый огонь, задымление, запах гари, повышение температуры и т.п.) действуют в соответствии с ПЛА объекта.

16.4.3 Основные требования к установкам противопожарной защиты объектов магистральных газопроводов

16.4.3.1 Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации, системы противодымной защиты, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны соответствовать проекту и находиться в исправном состоянии.

16.4.3.2 Установки пожаротушения эксплуатируют в режиме автоматического пуска. Перевод установок пожаротушения в режим дистанционного управления допускают на время проведения регламентных работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования защищаемого объекта.

16.4.3.3 Пуск и эксплуатация ГПА при неисправных (отключенных) системах пожаробнаружения, пожаротушения, контроля загазованности и оповещения обслуживающего персонала о пожаре запрещен.

16.4.3.4 Регламентные работы по техническому обслуживанию и плановым ремонтам автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации, системы противодымной защиты, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре осуществляют в соответствии с утвержденным главным инженером предприятия годовым планом-графиком, разрабатываемым с учетом требований технической документации производителей.

16.4.3.5 Работы по техническому обслуживанию и плановым ремонтам автоматических систем противопожарной защиты выполняет специально обученный обслуживающий персонал предприятия или специализированные организации.

16.4.3.6 В период выполнения работ по техническому обслуживанию и плановым ремонтам, связанных с отключением автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации (отдельных шлейфов или пожарных извещателей), руководитель предприятия принимает необходимые меры по защите от пожаров зданий, сооружений, помещений и технологического оборудования.

16.4.3.7 Установки пожаротушения и пожарной сигнализации обеспечивают запасом пожарных извещателей и насадок в количестве не менее 10 % от числа смонтированных на объекте. Запрещается устанавливать на распределительные трубопроводы установок пожаротушения заглушки или насадки, не соответствующие проекту, имеющие трещины, вмятины и другие дефекты, влияющие на их работоспособность.

16.4.3.8 Модули и баллоны установок пожаротушения, масса огнетушащего вещества или давление газа-вытеснителя в которых ниже расчетных значений на 5 % и более, подлежат дозарядке или перезарядке.

16.4.3.9 При срабатывании установки пожаротушения или при утечке огнетушащего вещества основной запас огнетушащего вещества должен быть восстановлен в течение суток, резервный – в течение не более 10 суток.

16.4.3.10 Сети противопожарного водопровода должны соответствовать проекту, находиться в исправном состоянии и обеспечивать требуемый по нормам расход воды на нужды пожаротушения. Проверку их работоспособности осуществляют не реже двух раз в год (весной и осенью).

16.4.3.11 Пожарные гидранты содержат в исправном состоянии и защищают в зимнее время от замерзания. Стоянка автотранспорта на крышках колодцев пожарных гидрантов запрещена. Дороги и подъезды к источникам противопожарного водоснабжения содержат в состоянии, обеспечивающим проезд пожарной техники к ним в любое время года.

16.4.3.12 У гидрантов и пожарных водоемов (водоисточников), а также по направлению движения к ним устанавливают соответствующие указатели (объемные со светильником или плоские, выполненные с использованием светоотражающих покрытий). На них четко наносят цифры, указывающие расстояние до водоисточника.

16.4.3.13 Пожарные краны внутреннего противопожарного водопровода укомплектовывают рукавами и стволами. Пожарный рукав присоединяют к крану и стволу.

16.4.3.14 В помещениях насосной станции противопожарного водоснабжения должны быть вывешены утвержденные главным инженером предприятия общая схема противопожарного водоснабжения, схема обвязки насосов с указанием примененной арматуры и параметрами работы насосов-повысителей и принципиальная схема энергоснабжения пожарных насосов.

16.4.4 Противопожарные требования к производству работ и режиму пожарной безопасности

16.4.4.1 Для предотвращения попадания на пол легковоспламеняющихся и горючих жидкостей при возникновении утечек или проливов применяют поддоны. Попавшие на пол нефтепродукты убирают используя песок или опилки.

16.4.4.2 Чистку оборудования, изделий и деталей во взрывопожароопасных помещениях проводят негорючими моющими средствами, а также безопасными в пожарном отношении установками и способами.

16.4.4.3 В случае возникновения пожара в производственном помещении должны автоматически отключаться вентиляционные системы и системы воздушного отопления, за исключением систем, обслуживающих тамбуры-шлюзы помещений категорий А и Б и создающих избыточное давление в технологическом оборудовании.

17 Станции охлаждения природного газа

17.1 Общие положения

17.1.1 СОГ на МГ предназначены для охлаждения газа, транспортируемого в районах многолетнемерзлых грунтов, и предотвращения их растепления, а также уменьшения линейных деформаций и температурных напряжений газопровода, снижения интенсивности коррозионных процессов, увеличения производительности газопровода.

17.1.2 Настоящий стандарт распространяется на СОГ, имеющие в своем составе холодильные установки парокompрессионного типа, работающие по замкнутому циклу на углеводородных холодильных агентах – пропане и пропано-бутановых смесях.

На холодильные установки распространяются требования ПБ 09-592-03 [98].

17.1.3 Оборудование холодильных установок СОГ разделено на три основные группы:

- компрессорная группа, в состав которой входят ТКА хладагента с отделителями жидкости (сепараторами) на всасывающих газопроводах;
- конденсаторная группа, в состав которой входят АВО хладагента (конденсаторы) и линейные ресиверы;
- испарительная группа, в состав которой входят теплообменники-испарители с запорно-регулирующей арматурой подачи в них жидкого хладагента и трубной обвязкой природного газа.

Промежуточные сосуды (экономайзеры) входят одновременно в компрессорную группу (по паровой фазе) и в испарительную (по жидкой фазе).

17.1.4 В состав холодильных установок СОГ также входят:

- система аварийного слива;
- дренажная система;
- система отделения инертгов;
- факельная система;
- другие системы, осуществляющие технологические процессы с хладагентом.

17.1.5 Функционирование холодильных установок обеспечивает система автоматики, включающая АСУ ТП СОГ, САУ ТКА, системы газо-, пожаробнаружения.

17.1.6 Холодильные установки и их отдельные элементы, заполненные хладагентом, рассматриваются настоящим стандартом как находящиеся в рабочем состоянии независимо от того, функционируют или нет в данный момент холодильные установки или их отдельные элементы.

17.2 Организация эксплуатации

17.2.1 Комплекс СОГ включает в себя холодильную систему, состоящую из холодильной установки и склада (складов) хладагента с насосно-компрессорными установками и трубопроводами, а также вспомогательные объекты и системы:

- производства, хранения и подачи инертного газа;
- обеспечения топливным, пусковым и импульсным газом;
- обеспечения воздухом КИПиА;
- маслоснабжения.

Общие с КС системы обеспечения (электроснабжения, производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения, канализации, теплоснабжения, связи и др.) эксплуатируют соответствующие службы.

17.2.2 Производственные задачи эксплуатационных служб определяют соответствующие положения, утвержденные ЭО.

Границы ответственности смежных служб определяют приказом по филиалу ЭО.

17.2.3 Основными задачами персонала, осуществляющего эксплуатацию, техобслуживание и ремонт оборудования, систем и сооружений СОГ, являются:

- выполнение заданного режима охлаждения транспортируемого газа;
- надежная, эффективная и безопасная эксплуатации оборудования и систем СОГ;
- обеспечение исправного технического состояния оборудования, производственных зданий и сооружений;
- защита окружающей среды от опасных и вредных производственных факторов.

Обязанности персонала СОГ определяют требования должностных инструкций, утвержденных филиалом ЭО.

17.2.4 Оборудование, установки и системы СОГ эксплуатируют в соответствии с требованиями инструкций, разработанных в филиале ЭО с учетом местных условий на основе руководств по технической эксплуатации производителей оборудования, технологического регламента и другой НД.

17.2.5 Инструкции утверждает главный инженер (технический руководитель) филиала ЭО. Инструкции доводят до сведения обслуживающего персонала под роспись и хранят у начальника СОГ. Комплект инструкций и технологический регламент в бумажном или электронном виде находится в помещении операторной.

17.2.6 Основным технологическим документом эксплуатации СОГ, определяющим технологию ведения процесса и отдельных его операций (стадий), параметры хладагента и режим работы оборудования является технологический регламент эксплуатации СОГ. В нем

также приводят порядок действия в условиях штатного и внештатного изменения (нарушения) режима работы холодильной установки.

17.2.7 Инструкции и схемы переутверждают раз в три года, а технологический регламент – раз в шесть лет.

17.2.8 Оборудование СОГ имеет стационарную нумерацию, нанесенную на видном месте, которая соответствует нумерации на схемах.

17.2.9 Объекты СОГ имеют обозначения (наименования), нанесенные на видных местах несмываемой краской или другим способом.

17.2.10 На входе (въезде) на объект, а также на производственном оборудовании устанавливают (наносят) знаки безопасности. На местах и участках, являющихся временно опасными, устанавливают переносные знаки безопасности в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026.

17.2.11 Помещения объектов классифицируют по пожаробезопасности и взрывобезопасности в соответствии с НД и проектом. Соответствующие надписи наносят на видных местах в соответствии с ВППБ 01-04-98 [95].

17.2.12 Оборудование, подконтрольное уполномоченным органам надзора и контроля Российской Федерации, эксплуатируют в соответствии с требованиями НД.

17.2.13 В процессе эксплуатации подвергают испытаниям (опробованиям) следующие системы и оборудование:

- резервные и аварийные источники электроснабжения не реже одного раза в месяц путем пуска вхолостую и два раза в год (в начале и конце сезонной эксплуатации) под нагрузкой, близкой к номинальной;

- системы пожаротушения – в сроки, определенные инструкциями по пожарной безопасности;

- стационарную запорную арматуру коллекторов технологического газа испарительной группы – не реже одного раза в квартал путем частичной перестановки кранов насосом гидропривода и дистанционного опробования блоков и цепей управления (с отсоединением импульсных трубок);

- систему аварийного останова – при сезонном останове холодильной установки один раз в год путем полного или частичного выполнения алгоритма аварийного останова.

17.2.14 В качестве ТКА на СОГ ОАО «Газпром» применяют, как правило, центробежные компрессоры с приводом от ГТУ.

17.2.15 Порядковую стационарную нумерацию ТКА выполняют на видных местах и обязательно на:

- воздухозаборной шахте ГТУ;

- индивидуальном укрытии ТКА на боковых и задней стенах;
- устройстве представления информации (пультах управления) и других шкафах САУ;
- шкафах и стойках электрооборудования ТКА.

17.2.16 Защиту компрессоров от попадания в проточную часть жидкого хладагента осуществляют установкой отделителей жидкости (сепараторов) непосредственно на всасывающих трубопроводах ТКА.

При достижении в сепараторе предельно допустимого уровня жидкого хладагента САУ выдает команду на аварийный останов ТКА.

17.2.17 Работоспособность автоматических защит оборудования периодически проверяют в соответствии с утвержденными инструкциями.

17.2.18 Пуск ТКА после аварийного останова производят после выявления и устранения причин, вызвавших отказ.

17.2.19 Оперативный персонал поддерживает заданный режим работы ТКА, осуществляет контроль и периодическую регистрацию параметров, анализирует причины их изменения и отклонения от нормальных величин, принимает меры к предупреждению опасных режимов, в том числе:

- не допускает повышения давления паров хладагента после компрессоров выше РРД;
- предупреждает работу в зонах с пониженным и повышенным объемным расходом, предпомпажной зоне;
- не допускает «влажного хода» компрессора.

В случае необходимости производит регулирование технологического процесса изменением частоты вращения роторов, количества включенного в работу оборудования и другими способами в соответствии с технологическим регламентом.

17.2.20 Остановленный ТКА может находиться в одном из следующих состояний:

- горячий резерв;
- резерв;
- техническое обслуживание;
- ремонт;
- консервация.

Нахождение остановленного ТКА в одном из состояний определяет ПДС ЭО.

17.2.21 Требования к эксплуатации системы маслоснабжения ТКА аналогичны изложенным в разделе 7.

17.2.22 На сосуды и аппараты СОГ распространяются требования ПБ 03-576-03 [44].

17.2.23 Защита от разрушений сосудов (аппаратов) осуществляется установкой на полостях хладагентов двух предохранительных устройств (клапанов или разрушающихся мембран)

с переключающим устройством. Установка другой запорной арматуры между предохранительными устройствами и защищаемым аппаратом не допускается ПБ 09-592-03 [98]. Использование рычажно-грузовых предохранительных клапанов не допускается ПБ 03-576-03 [44].

17.2.24 Давление срабатывания (начала открытия) предохранительных устройств определяется проектной документацией.

17.2.25 Проверку исправности и настройку предохранительных клапанов производят не реже одного раза в 12 месяцев (для сосудов холодильных установок – перед началом сезонной эксплуатации).

Отрегулированный предохранительный клапан пломбируют и снабжают биркой с указанием давления срабатывания и даты следующей настройки.

17.2.26 Сосуды холодильной системы для визуального контроля имеют указатели уровня жидкого хладагента с запорными устройствами и приспособления для их автоматического отключения. На указателе отмечают предельно допустимые верхний и нижний уровни жидкости.

Кроме того, устанавливают дистанционные сигнализаторы (датчики) на отметках верхнего предельного уровня. Для емкостных сосудов верхний предельный уровень не должен превышать 80 % внутреннего объема сосуда.

17.2.27 Сосуд выводят из работы в следующих случаях:

- неисправности предохранительных устройств;
- обнаружения в сосуде и его элементах, работающих под давлением, неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- неисправности или некомплектности крепежа фланцевых соединений;
- возникновения пожара, непосредственно угрожающего сосуду;
- неисправности всех указателей уровня жидкости;
- неисправности манометра и невозможности определить давление.

17.2.28 Требования к эксплуатации АВО аналогичны изложенным в разделе 7.

17.2.29 В холодильной системе применяют только стальную запорную и регулируемую арматуру.

Используемая арматура соответствует расчетным параметрам хладагента для данной стороны давления.

17.2.30 Расчетное давление определяют как максимально возможное избыточное рабочее давление и принимают равным давлению насыщения паров хладагента при температурах:

- для стороны низкого давления – 32 °С;
- для стороны высокого давления – 55 °С.

Для холодильных установок с промежуточным расширением хладагента расчетное давление принимают равным для обоих всасывающих коллекторов компрессора.

17.2.31 Технологические трубопроводы перед сезонным пуском испытывают на герметичность давлением не ниже рабочего.

17.2.32 Испытания проводят пневматическим способом совместно с турбокомпрессором, теплообменными и емкостными аппаратами одновременно по сторонам высокого и низкого давлений холодильной системы.

Устранение выявленных утечек производят только после сброса давления до атмосферного.

17.2.33 На заизолированные или окрашенные трубопроводы хладагентов наносят опознавательные красные кольца.

Кольца наносят в местах прохода труб через строительные конструкции, в местах ответвлений трубопроводов, вблизи арматуры и в местах подключения к аппаратам в следующих количествах:

- на паровых линиях стороны низкого и промежуточного давления – одно кольцо;
- на паровых линиях стороны высокого давления – два кольца;
- на жидкостных линиях стороны высокого давления – три кольца.

Трубопроводы природного газа обвязки испарителей окрашивают в желтый цвет или на них наносят желтые кольца.

17.2.34 Направление движения хладагента и природного газа указывают стрелками на видных местах вблизи арматуры и аппаратов.

17.2.35 Работы по подготовке СОГ к работе и пуску холодильных установок проводят в соответствии с технологическим регламентом СОГ и эксплуатационными инструкциями, разработанными с учетом местных условий, требований производителей и НД.

17.2.36 Пуск холодильных установок ТКА производится по распоряжению начальника смены после разрешения (указания) ПДС ЭО.

17.2.37 Пуск холодильных установок осуществляют в автоматическом режиме, допускается вручную корректировать задания регуляторов. Пуск с неисправной или отключенной системой противопомпажного регулирования ТКА запрещен.

17.2.38 Операции, связанные с пуском или остановом оборудования холодильных установок, фиксируют в оперативном журнале.

17.2.39 Во время работы холодильной установки оперативный персонал ведет наблюдение за работой технологического оборудования и систем, фиксирует обнаруженные неисправности в соответствующих журналах и принимает меры для их устранения.

При невозможности оперативного устранения неполадок, создающих угрозу эксплуатационному персоналу и оборудованию, принимают меры для отключения (вынужденного останова) объекта.

17.2.40 Решение о нормальном или аварийном вынужденном останове принимает оперативный персонал в зависимости от причин, характера и предполагаемых последствий повреждения или отказа.

17.2.41 Холодильную установку останавливают аварийно, со сливом хладагента из технологических коммуникаций, в следующих случаях:

- при пожаре, угрожающем технологическому оборудованию или системам управления станцией;
- при разрушении технологического трубопровода;
- при выходе из строя сосуда (аппарата) и невозможности его отключения;
- во время стихийных бедствий, создающих угрозу жизни людей и разрушения оборудования;
- при угрозе террористического акта.

17.2.42 Порядок действий персонала по локализации возможных аварий, пути эвакуации, схема оповещения и сбора аварийной бригады изложены в ПЛА.

17.2.43 После сезонной остановки холодильных установок хладагент удаляют на склад, внутренние полости продувают на факел и заполняют инертным газом под избыточным давлением.

17.3 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация

17.3.1 Система технического обслуживания и ремонта предусматривает:

- техническое обслуживание на работающем оборудовании;
- техническое обслуживание оборудования и систем, находящихся в резерве;
- плановые ремонты, в том числе регламентированные, средние, капитальные;
- внеплановые ремонты.

17.3.2 Периодичность и объем технического обслуживания и ремонта определяют эксплуатационной и ремонтной документацией с учетом результатов диагностического обследования оборудования.

17.3.3 Диагностическое обследование осуществляют специализированные организации или технические службы ЭО в соответствии с требованиями отраслевой НД.

17.3.4 Ремонт вспомогательного оборудования, непосредственно связанного с основными агрегатами, проводят одновременно с ремонтом последних.

17.3.5 Плановые ремонты, очередные технические освидетельствования сосудов и грузоподъемных кранов, настройку предохранительной арматуры проводят в период сезонной остановки СОГ.

17.3.6 Сведения о проведенных ремонтах и техническом обслуживании заносят в формуляры производителя (паспорта) изделий. Ответственность за ведение формуляров возлагают на начальника СОГ.

17.3.7 Изменения в конструкции оборудования СОГ, проводимые при модернизации, осуществляют по проектам.

17.3.8 Изменения в оборудовании и коммуникациях СОГ в месячный срок после внедрения вносят в исполнительную техническую документацию и отражают в инструкциях по эксплуатации оборудования и технологическом регламенте.

Изменения доводят до сведения эксплуатационного персонала незамедлительно. Оповещение об изменениях оформляют письменно в виде внепланового инструктажа или записью в журнале распоряжений.

17.4 Техническая документация

17.4.1 Служба СОГ использует в работе следующую документацию:

- исполнительную техническую документацию, в том числе исполнительные схемы, акты испытаний и приемки в эксплуатацию;
- технологический регламент по эксплуатации СОГ;
- технологическую схему станции с указанием назначения, диаметров трубопроводов и нумерации арматуры и оборудования;
- структурные, функциональные, принципиальные и другие необходимые схемы станционных систем;
- инструкции по эксплуатации (руководства по технической эксплуатации) оборудования и систем;
- руководства по ремонту, другую ремонтную документацию;
- эксплуатационные и ремонтные формуляры;
- паспорта на сосуды (аппараты) и грузоподъемные механизмы;
- акты технического диагностирования, паспорта технологических трубопроводов;
- должностные инструкции, инструкции по профессиям и видам работ;
- оперативную документацию (оперативный журнал, журналы производства работ, дефектов оборудования, распоряжений, контроля воздушной среды, анализов масла, осмотра автоматических систем пожаротушения и т.д.);

- инструкции, журналы и графики, определяемые требованиями ВРД 39-1.14-021-2001 [84] и НД уполномоченных органов надзора и контроля Российской Федерации;

- инструкции о мерах противопожарной безопасности;
- ПЛА, схемы оповещения и сбора аварийных бригад;
- другую документацию, определяемую ЭО.

17.4.2 На СОГ организуют учет статистических показателей надежности основного и вспомогательного оборудования в соответствии с ведомственными инструкциями о порядке сбора и методике обработки показателей надежности оборудования.

17.4.3 Перечень, формы и сроки представления отчетной документации определяет ЭО.

17.4.4 Информацию о техническом состоянии оборудования СОГ вносят в базу данных информационной системы ОАО «Газпром» в соответствии с Регламентом [2] и Концепцией [3].

17.5 Требования безопасности при эксплуатации станции охлаждения газа

17.5.1 Ответственным за безопасную эксплуатацию СОГ является начальник объекта.

17.5.2 Безопасность эксплуатации СОГ обеспечивают выполнением требований технологических регламентов, планов проведения ремонтных работ, ПЛА, должностными инструкциями, инструкциями по охране труда по видам работ и профессиям, требованиями настоящего стандарта и ПБ 09-592-03 [98], ПБ 03-576-03 [44].

17.5.3 В укрытиях (отсеках) ТКА устанавливают датчики системы газообнаружения, автоматически включающей аварийную вытяжную вентиляцию и сигнализацию при содержании паров углеводородов в воздухе помещений выше 20 % от НКПВ.

При достижении содержания паров углеводородов в воздухе помещений 50 % НКПВ система выдает команду на аварийный останов ТКА.

В случае образования газоздушных смесей с различными углеводородами система настраивается на наиболее взрывоопасный компонент.

17.5.4 На СОГ дополнительно организуют контроль воздушной среды с учетом состава используемого хладагента, переносными газоанализаторами в укрытиях (отсеках) ТКА и других местах, где возможно образование газоздушных смесей. Места и порядок контроля определяют в соответствии с утвержденными схемой, инструкцией.

17.5.5 При подготовке составных частей холодильной системы (компрессоры, аппараты, трубопроводы и др.) к освидетельствованию или внеплановому осмотру (ремонту) они

должны быть подвергнуты внутренней дегазации, а смежные с ними части, содержащие хладагент, отсоединены и надежно заглушены.

17.5.6 Порядок проведения дегазации и применяемые для этого средства должны исключать возможность образования в холодильных системах после дегазации взрывоопасных смесей и опасных концентраций.

17.5.7 После слива жидкого хладагента в дренажные емкости пары сбрасывают на факел. Стравливание паров хладагента в атмосферу запрещено.

17.5.8 Эксплуатация СОГ с неисправным или потушенным факельным устройством запрещена.

17.5.9 ЭО разрабатывают инструкции по организации и безопасному проведению огневых и газоопасных работ на трубопроводах, транспортирующих хладагент.

Приложение Б
(обязательное)

Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на линейной части магистральных трубопроводов

**Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления № _____
(линейная часть магистрального трубопровода)**

Эксплуатирующая организация _____

Название трубопровода _____

Дата оформления _____

Дата оформления и номер предыдущего формуляра _____

(в случае первичного оформления формуляра в графе ставится прочерк)

Линейную часть магистрального трубопровода разрешается эксплуатировать при следующих величинах рабочего давления:

Участок линейной части магистрального трубопровода		Величина разрешенного рабочего давления, МПа	Необходимость обеспечения предохранительными устройствами для ограничения величины рабочего давления, МПа
от км/ПК	до км/ПК		

Подписи:

Служба эксплуатации

должность, Ф.И.О.

дата

Диспетчерская служба

должность, Ф.И.О.

дата

Должностное лицо, ответственное за эксплуатацию объекта

должность, Ф.И.О.

дата

Приложение В
(обязательное)

Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на компрессорной/насосной станции

Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления № _____
(компрессорная/насосная станция)

Эксплуатирующая организация _____
 Название трубопровода _____
 Компрессорная/насосная станция (№ или название) _____
 Дата оформления _____
 Дата оформления и номер предыдущего формуляра _____

(в случае первичного оформления формуляра в графе ставится прочерк)

Участки трубопроводов станции, указанные в чертеже № _____, разрешается эксплуатировать при следующих величинах рабочего давления:

Участок трубопровода/ наименование трубопровода	Величина разрешенного рабочего давления, МПа	Необходимость обеспечения предо- хранительными устройствами для ограничения величины рабочего давления, МПа

Подписи:

Служба эксплуатации

должность, Ф.И.О.

дата

Диспетчерская служба

должность, Ф.И.О.

дата

Должностное лицо, ответственное
за эксплуатацию объекта

должность, Ф.И.О.

дата

Примечание – настоящий «Формуляр подтверждения» неприменим к трубопроводам, расположенным до охранных кранов или до входной и после выходной задвижки насосной станции. При отсутствии предохранительных устройств на смежных участках трубопроводов, имеющих различные величины РРД, на оба участка распространяется меньшая величина РРД.

Приложение Г
(обязательное)

Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на газораспределительной/автомобильной газонаполнительной компрессорной станции

Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления № ____
(газораспределительная/автомобильная газонаполнительная компрессорная станция)

Эксплуатирующая организация _____

Газораспределительная/автомобильная газонаполнительная компрессорная станция _____

Дата оформления _____

Дата оформления и номер предыдущего формуляра _____

_____ (в случае первичного оформления формуляра в графе ставится прочерк)

Участки трубопроводов станции, указанные в чертеже № ____, разрешается эксплуатировать при следующих величинах рабочего давления:

Участок трубопровода/ наименование трубопровода	Величина разрешенного рабочего давления, МПа	Необходимость обеспечения предохранительными устройствами для ограничения величины рабочего давления, МПа

Примечания

1 Настоящий «Формуляр подтверждения» неприменим к трубопроводу, расположенному за охранным краном ГРС (АГНКС).

2 При отсутствии предохранительных устройств на смежных участках трубопроводов, имеющих различные величины РРД, на оба участка распространяется меньшая величина РРД.

Подписи:

Служба эксплуатации

_____ должность, Ф.И.О.

_____ дата

Диспетчерская служба

_____ должность, Ф.И.О.

_____ дата

Должностное лицо, ответственное за эксплуатацию объекта

_____ должность, Ф.И.О.

_____ дата

Приложение Д
(обязательное)

Нумерация технологической арматуры на компрессорных станциях

Нумерация технологической арматуры на компрессорных станциях приведена в таблице.

Номер	Наименование крана	Место установки
Трубопроводы технологического газа		
1	Входной	Входной газопровод ГПА
2	Нагнетательный	Выходной газопровод ГПА
3, 3б (бис)	Обводной	Трубопровод между входным и выходным газопроводами ГПА
4	Наполнительный	Обводной газопровод крана I
5	Выпускной	Выпускной газопровод (свеча) ГПА
6, 6р	Рециркуляционный	Обводная линия группы или агрегата
Трубопроводы пускового газа		
11	Отсечной	Входной газопровод пускового газа ГПА
10	Выпускной (свеча)	Выпускной газопровод (свеча) пускового газа ГПА
13	Регулирующий	Входной газопровод непосредственно перед пусковым устройством
Трубопроводы топливного газа		
12	Отсечной	Входной топливный газопровод ГПА
9	Выпускной (свеча)	Выпускной топливный газопровод (свеча)
14	Дежурный	Входной газопровод дежурной горелки камеры сгорания ГПУ
Трубопроводы узла подключения КС к магистральному газопроводу		
7, 7а	Входной	Входной газопровод КС
8, 8а	Выходной	Выходной газопровод КС
17, 17а	Выпускной (свеча) на входе	Выпускной газопровод на входе в КС
18, 18а	Выпускной (свеча) на выходе	Выпускной газопровод на выходе из КС
19	Входной охранный	Линейная часть МГ до узла подключения
20	Секущий	Обводной газопровод КС
21	Выходной охранный	Линейная часть МГ после узла подключения

Приложение Е
(обязательное)

**Нумерация технологической арматуры на линейной части
магистральных газопроводов**

Нумерация технологической арматуры на линейной части магистральных газопроводов приведена в таблице.

Номер	Наименование крана	Место установки
Однониточный газопровод		
1234	Линейный (охранный)	Цифры соответствуют километражу расположения его на газопроводе
1234.1	Обводной	Первый по ходу газа в трехкрановой обвязке линейного крана
1234.2	Обводной	Второй по ходу газа в трехкрановой обвязке
1234.3	Свечной	Общая свеча в трехкрановой обвязке
1234.4	Обводной	Линейный кран
1234.5	Свечной	Газопровод на линейном кране
1234.6	Свечной	Газопровод после линейного крана
1234.7	Отводной	Отвод от газопровода
Многониточный газопровод		
1234-2	Линейный (охранный)	Кран второй нитки
1234.12.0	На перемычке	Индекс 12 указывает на перемычку между нитками 1 и 2. Индекс 0 указывает на положение перемычки до линейного крана
1234.21.0	На перемычке	При наличии на перемычке двух кранов индекс 21 обозначает кран на перемычке со стороны второй нитки
1234.21.9		Индекс 9 обозначает расположение перемычки после линейных кранов
1234-2.1	Обводной	Первый по ходу газа в трехкрановой обвязке линейного крана второй нитки
1234-2.2	Обводной	То же, но второй по ходу газа
1234-2.3	Свечной	Общая свеча в трехкрановой обвязке
1234-2.4	Обводной	Линейный кран второй нитки
1234-2.5	Свечной	Газопровод до линейного крана второй нитки
1234-2.6	Свечной	Газопровод после линейного крана второй нитки
1234-12.1	Обводной	Установленный на перемычке кран со стороны первой нитки
1234-21.1	Обводной	То же, на кране со стороны второй нитки

Приложение Ж
(рекомендуемое)

**Рекомендации по составлению планов ликвидации аварий на объектах
магистральных газопроводов**

Ж.1 План ликвидации аварий составляют на каждый объект МГ или его взрывопожароопасный участок, цех и т.п.

Ж.2 В ПЛА предусматривают:

- возможные аварии, места их возникновения и условия, опасные для жизни людей;
- мероприятия по спасению людей, застигнутых аварией;
- мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения, а также первоочередные действия производственного персонала при возникновении аварий;
- места нахождения средств для спасения людей и ликвидации последствий аварий;
- порядок взаимодействия с газоспасательными, пожарными отрядами.

Ж.3 ПЛА разрабатывает комиссия, состоящая из специалистов, назначенных приказом по ЭО. ПЛА пересматривают один раз в три года. Изменения и дополнения в ПЛА вносят в установленном порядке при изменении технологии, условий работы, требований настоящего стандарта.

Ж.4 ПЛА в количестве пяти экземпляров утверждает главный инженер (технический руководитель) ЭО при наличии актов проверки:

- состояния систем контроля технологического процесса;
- состояния вентиляционных устройств;
- наличия и исправности средств для спасения людей, противопожарного оборудования и технических средств для ликвидации аварий в их начальной стадии;
- исправности аварийной сигнализации, связи, аварийного освещения.

Ж.5 ПЛА содержит:

- оперативную часть, в которой предусмотрены виды возможных аварий на данном объекте, определены мероприятия по спасению людей и ликвидации аварии, а также приведены лица, ответственные за выполнение мероприятий, исполнители, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации последствий аварий, действия газоспасателей, пожарных и других подразделений;
- распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации последствий аварии;

- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии (схема оповещения);

- схемы расположения основных коммуникаций (технологическая схема);

- списки инструментов, СИЗ, материалов, находящихся в аварийных автомобилях, аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

Ж.6 В оперативной части ПЛА предусматривают:

- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

- режим работы вентиляции при возникновении аварии, в том числе включение аварийной вентиляции (при наличии);

- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и опасных веществ;

- выставление на путях подхода (подъезда) в загазованную и опасную зоны постов;

- способы ликвидации аварий в начальной стадии; первоочередные действия технического персонала по ликвидации последствий аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений; осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий; порядок взаимодействия со специализированными службами.

Ж.7 Ознакомление с ПЛА производственно-технического персонала оформляют документально в личных картах инструктажа под роспись.

Ж.8 Оперативную часть ПЛА вывешивают на видном месте, определенном руководителем объекта (участка). Полные экземпляры ПЛА находятся у главного инженера (технического руководителя) и в производственных отделах, диспетчерской, отделе техники безопасности ЭО (филиала ЭО), в УАВР.

Ж.9 Ответственность за своевременное и правильное составление ПЛА несет главный инженер (технический руководитель) ЭО (филиала ЭО).

Ж.10 Периодичность проведения учебно-тренировочных занятий по выработке навыков выполнения мероприятий ПЛА, кроме случаев, оговоренных настоящим стандартом, устанавливает ЭО (филиал ЭО) с учетом конкретных условий, но не реже одного раза в год.

Приложение И
(обязательное)

Типовые формы эксплуатационной документации

И.1 Форма справки об аварии/инциденте

Справка

об аварии/инциденте « ____ » _____ 20__ г.

1 Эксплуатирующая организация: _____
(наименование филиала ЭО, организации)

2 Сведения об объекте: _____

(собственник имущества, наименование трубопровода, участок, на котором произошла авария, ближайшие социально значимые объекты, населенные пункты, железные и автодороги общего пользования, реки, имущество сторонних организаций)

3 Сведения об аварии/инциденте: _____

(км трубопровода, время, способ обнаружения аварии – средствами ТМ, сообщение по телефону и пр., время и способ закрытия магистральной запорной арматуры и перемычек, прибытие на место аварии представителя эксплуатации, комиссии по расследованию, присутствие на месте аварии представителей власти, СМИ, надзорных органов)

4 Характеристика объекта: _____

(по проекту и фактически – категория трубопровода, диаметр, толщина стенки трубы, марка стали и ТУ, производитель, тип изоляции)

5 Характеристика аварии: _____

(с возгоранием или без, размеры котлована, разрушенного участка, величина давления на выходе КС и месте аварии в момент разрушения, количество потерянного газа)

6 Сведения о пострадавших: _____
(на момент составления справки)

7 Данные по отказам: _____
(инциденты, аварии и их причины предыдущего периода на трубопроводе)

8 Сведения по строительству: _____

(сроки строительства, генеральный подрядчик, субподрядные организации по видам работ, дата приемочных испытаний, метод испытаний и величина испытательного давления, установленное рабочее давление после испытаний)

9 Сведения по эксплуатации: _____

(величина разрешенного рабочего давления, дата установления, изменение фактического давления в течении трех суток, предшествующих аварии, температура газа перед аварией на выходе КС)

10 Сведения об обследованиях: _____

(диагностика, дефектоскопия предшествующего аварии периода, основные результаты)

11 Информация по ремонтным работам: _____

(выполненные ремонтные работы на аварийном участке в предшествующий период – сроки, вид и объем работ)

12 Ход ликвидации аварии/инцидента: _____

(ответственный за проведение работ, время начала восстановительных работ и прогноз продолжительности их выполнения – срок окончания работ, необходимость дополнительных работ – лежневки, отсыпки, водоотвод, упрочивание, скальный грунт и пр., возможные проблемы – транспортная схема, ограничения согласований, погодные условия и др., наличие на месте аварии собственных и привлеченных техники, персонала, необходимость привлечения дополнительных сил)

Руководитель организации: _____

подпись, Ф.И.О.

Примечание – Справка представляется факсимильным сообщением в ЦПД, Департамент по транспортировке, подземному хранению и использованию газа, Управление по транспортировке газа и газового конденсата в течении четырех часов с момента аварии.

И.2 Форма журнала осмотра трассы

Журнал осмотра трассы

(заполняют в соответствии с графиком осмотров ЛЭС)

№ п/п	Дата проведения осмотра	Наименование газопровода (объекта), км	Результаты осмотра, вид и местоположение обнаруженных отклонений	Должность, Ф.И.О. проводившего осмотр	Подпись	Отметка об устранении	Должность, Ф.И.О.	Подпись Дата
1	2	3	4	5	6	7	8	9

И.3 Форма журнала учета работ, выполняемых на линейной части магистрального газопровода

Журнал учета работ, выполняемых на линейной части магистрального газопровода

№ п/п	Дата начала	Дата окончания	Наименование объекта, км	Вид выполненных работ	Организация – исполнитель работ	Ответственный за выполнение работ. (должность, Ф.И.О.)	Подпись	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9

И.3.1 Требования по оформлению и ведению журнала:

- в графе 5 журнала фиксируют работы, выполняемые в охранной зоне МГ по наряду-допуску;
- в графе 6 указывают полное название организации – исполнителя работ;
- в графе 7 указывают работника филиала ЭО, ответственного за выполнение работ по наряду-допуску.

И.4 Форма журнала учета выездов аварийной техники ЛЭС

Журнал учета выездов аварийной техники ЛЭС

№ п/п	Марка аварийной техники (гос. номер)	Дата выезда	Цель выезда (номер приказа/распоряжения)	Количество дней на выезде	Отметка о готовности аварийной техники к следующим выездам	Ответственный за техническое состояние (должность, Ф.И.О.)	Подпись ответственного, дата	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
Σ				Σ				

И.4.1 Требования по оформлению и ведению журнала:

- электронный вид журнала ведут в программе Excel;
- на каждую единицу аварийной техники ведется отдельный учет (своя страница в Excel);
- столбцы 1–4 заполняют перед выездом;
- столбцы 5–9 заполняют после возвращения техники;
- при внесении сведений об очередном выезде лист/листы с изменениями распечатывают и подшивают в журнал (папку);

- бумажные варианты журнала хранят в течение календарного года, если время между выездами превышает год, то до следующего выезда;

- в последней строке таблицы ведут учет количества выездов и дней на выезде.

И.4.2 Пример заполнения журнала учета выездов аварийной техники ЛЭС

Журнал учета выездов аварийной техники ЛЭС

№ п/п	Марка аварийной техники (гос. номер)	Дата выезда	Цель выезда (номер приказа/распоряжения)	Количество дней на выезде	Отметка о готовности аварийной техники к следующим выездам	Ответственный за техническое состояние (должность, Ф.И.О.)	Подпись ответственного, дата	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГАЗ 66	20.01.2008	Огневые работы МГ 3193–3200 км	2	К выезду готов	Ст. механик Петров И.И.		
Σ				Σ				

Приложение К
(обязательное)

Форма технического паспорта участка магистрального газопровода

ОАО «ГАЗПРОМ»

наименование эксплуатирующей организации

наименование филиала эксплуатирующей организации

Технический паспорт участка магистрального газопровода

(титульное наименование магистрального газопровода, газопровода-отвода,
газопровода-подключения, газопровода-перемычки, лупинга)

участок _____ км _____ км (инвентарный номер)

1 Технологическая схема газопровода « _____ » (приложение к паспорту)

(_____ км _____ км)

2 Диаметр (по участкам), мм: _____

3 Проектное давление, МПа: _____

4 Перечень и номера оформленных формуляров РРД: _____

Дата оформления	Название участка	Номер оформленных формуляров	РРД	Примечание

5 Испытательное давление: _____

6 Дата ввода в эксплуатацию: _____

7 Тип защитного покрытия (по участкам): _____

8 Производительность проектная: _____

9 Количество подводных переходов (общее): _____

10 Перечень подводных переходов: _____

№ п/п	Наименование реки	Километр первого КУ по ходу газа	Километр второго КУ по ходу газа	Диаметр	Протяженность, км	Количество ниток

11 Пересечение с автомобильными дорогами всех категорий:

№ п/п	Наименование дороги	Категория авто-дороги	Километр пересечения по а/д	Километр пересечения по г/п	Диаметр	Наличие защитного кожуха	Протяженность кожуха

12 Пересечение с железными дорогами:

№ п/п	Наименование железной дороги	Количество путей	Наличие электрификации ж/д	Километр пересечения по ж/д	Километр пересечения по г/п	Диаметр	Наличие защитного кожуха	Протяженность кожуха

13 Надземные участки

Вид преграды (река, овраг, ММГ, карст и т.д.)	Тип, конструкция (эстакада, тоннель, воздушный переход и т.д.)	Протяженность	Километр начала надземного участка по г/п	Диаметр	Наличие компенсатора

14 Количество установленной арматуры по диаметрам

Диаметр арматуры, мм	Количество арматуры, шт.
1400	
1200	
...	
57	

15 Количество метанольниц, километр установки: _____

16 Количество крановых узлов, километр установки: _____

№ п/п	Километр установки КУ

17 Перечень камер запуска ВТУ, километр установки: _____

№ п/п	Километр установки КУ

18 Перечень камер приема ВТУ, километр установки: _____

№ п/п	Километр установки КУ

--	--

19 Перечень подъездных дорог:

№ п/п	Наименование автодороги	Категория автодороги	Километр по а/д	Километр по г/п	Протяженность подъездной дороги

20 Наличие вдольтрассового проезда:

№ п/п	Начало (км по г/п)	Конец (км по г/п)	Протяженность

21 Наличие вертолетных площадок, километр расположения: _____

22 Наличие площадок складирования АЗТ, километр расположения: _____

23 Наличие ДЛО/ОП, километр расположения: _____

24 Наличие переездов, километр расположения: _____

25 Наличие средств ЭХЗ, километр расположения: _____

26 Перечень основных видов выполненных работ (ликвидация последствий аварий, инцидентов, проведение ВТД; выполнение работ по геодезическому позиционированию; проведение вертолетных приборных обследований; выполнение обследований средств ЭХЗ и т.д.)

№ п/п	Выполненные работы	Дата проведения работ		Начало участка г/п	Конец участка г/п	Протяженность
		начало	окончание			

Сведения о выполненных работах заносят в паспорт в течение месяца с момента подписания акта приемочной комиссией (момента окончания работ, не оформляемых актом).

Приложение Л
(обязательное)

Знак «Закрепление трассы газопровода на местности»

Л.1 Устанавливают для привязки газопровода к местности, обозначения охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси и номера телефона филиала ЭО на поворотах газопровода, подводных переходах, пересечениях с дорогами и другими коммуникациями.

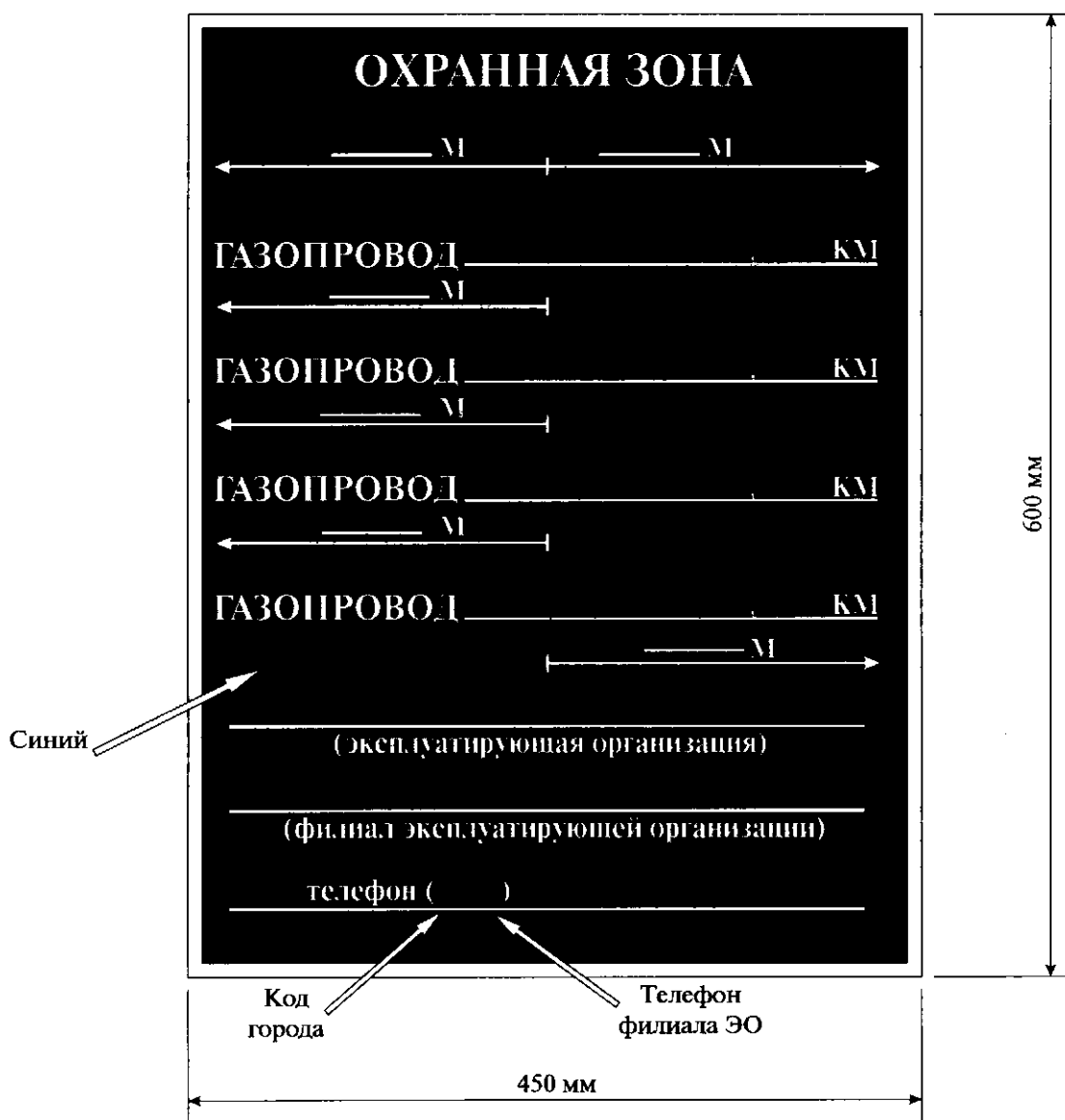


Рисунок Л.1 – Знак «Закрепление трассы газопровода на местности»

Приложение М
(обязательное)

Знак «Осторожно! Газопровод»

М.1 Устанавливают на границах полосы отчуждения в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны), а также в местах входа и выхода газопровода с территорий промплощадок КС, ГРС, ГИС на расстоянии 50 м от ограждения.

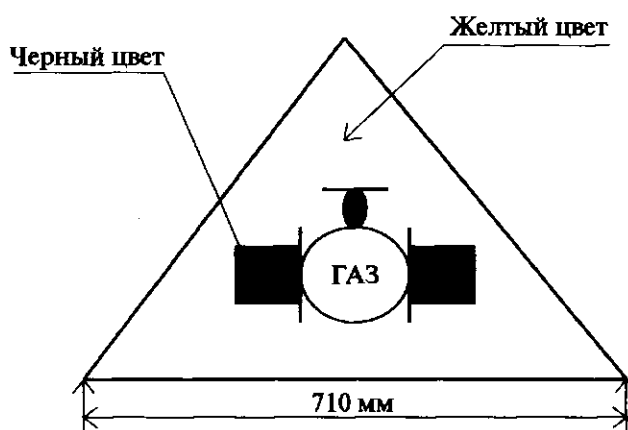


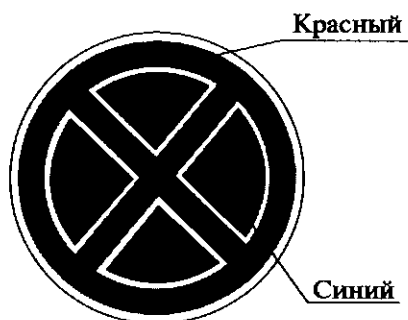
Рисунок М.1 – Знак «Осторожно! Газопровод»

Приложение Н
(обязательное)

Знак «Остановка запрещена»

Н.1 Устанавливают с обеих сторон дороги в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцы дорог по обращению организации, эксплуатирующей газопроводы.

а) знак «Остановка запрещена»



б) дополнение к знаку

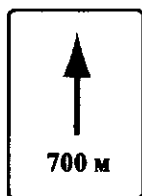


Рисунок Н.1

Приложение П
(обязательное)

Знак «Закрепления границ зон обслуживания»

П.1 Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО.

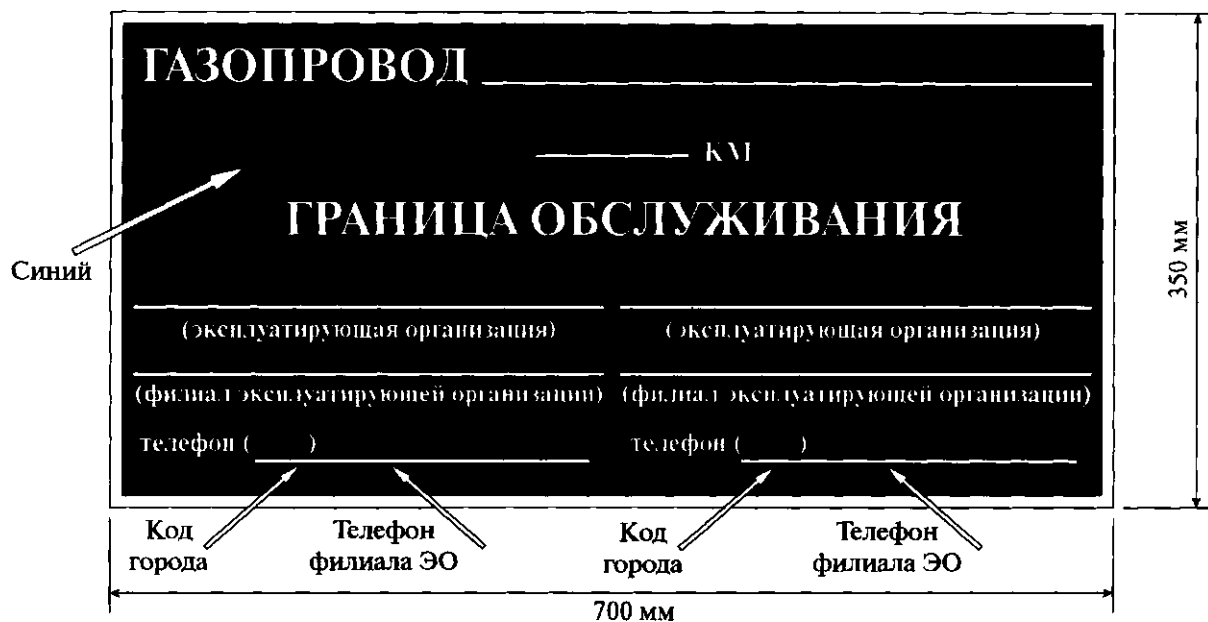


Рисунок П.1 – Знак «Закрепления границ зон обслуживания»

Приложение Р
(обязательное)

Знак «Газопровод. Переезд запрещен»

Р.1 Устанавливают в местах неорганизованных переездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам.



Рисунок Р.1 – Знак «Газопровод. Переезд запрещен»

Приложение С
(обязательное)

Знак «Газ! Вход запрещен»

С.1 Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, крановых узлов, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата.

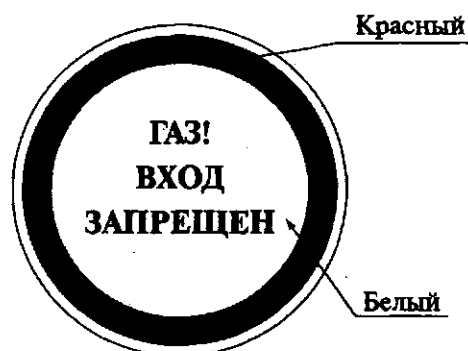


Рисунок С.1 – Знак «Газ! Вход запрещен»

Приложение Т
(обязательное)

Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить»

Т.1 Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях кра-
новых узлов, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и
утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата.



Рисунок Т.1 – Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить»

Приложение У
(обязательное)

Знак «Осторожно! Газ!»

У.1 Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы.

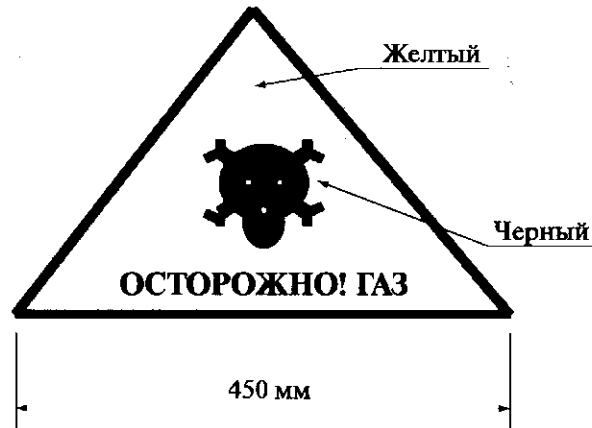


Рисунок У.1 – Знак «Осторожно! Газ»

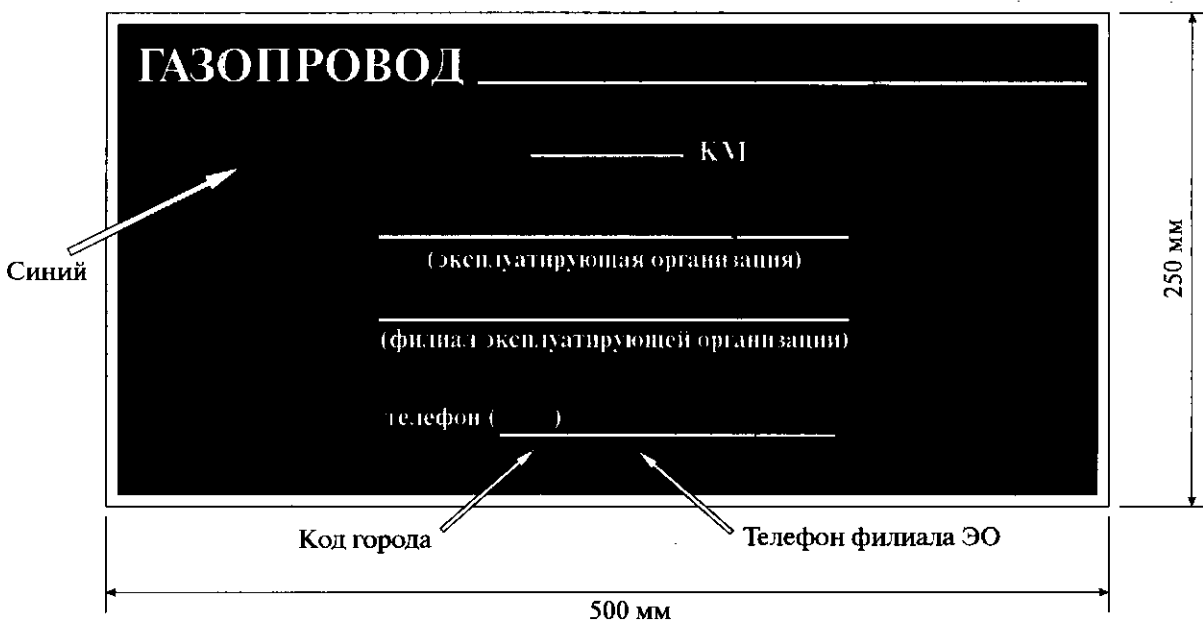


Рисунок У.2 – Информационная табличка-дополнение к знаку «Осторожно! Газ»

Приложение X

(обязательное)

Форма технического паспорта газораспределительной станции (ГРС/АГРС)

Технический паспорт газораспределительной станции (ГРС/АГРС)

Эксплуатирующая организация		
Филиал эксплуатирующей организации		
Наименование ГРС		
1 Основные данные ГРС		
1.1	Инвентарный номер ГРС	
1.2	Проектная организация	
1.3	Расстояние от ГРС до филиала ЭО по автомобильной дороге, км	
1.4	Дата ввода в эксплуатацию	
1.5	Форма обслуживания	
1.6	Количество операторов	
1.7	Диаметр входного газопровода, D_u , мм	
1.8	Проектное давление газа на входе ГРС $P_{вх. проектное}$, МПа	
1.9	Перечень формуляров разрешенного рабочего давление газа на входе ГРС $P_{вх. разр. рабочее}$, МПа	
1.10	Максимальное достигнутое давление газа на входе ГРС в течение года $P_{вх. макс. факт./год}$, МПа	
1.11	Проектное давление газа на выходе ГРС $P_{вых. проектное}$, МПа	
1.12	Рабочее давление газа на выходе ГРС $P_{вых. рабочее}$, МПа	
1.13	Максимальное достигнутое давление газа на выходе ГРС в течение года $P_{вых. макс. факт./год}$, МПа	

Продолжение формы технического паспорта ГРС (АГРС)

1.14	Проектная производительность ГРС $Q_{\text{проект}}$, тыс. м ³ /ч	
1.15	Технически возможная производительность ГРС $Q_{\text{тех. возмож.}}$, тыс. м ³ /ч	
1.16	Максимальная фактическая производительность ГРС $Q_{\text{макс. факт.}}$, тыс. м ³ /ч	
1.17	Перечень выходных газопроводов с указанием диаметра D_y , мм; давления P_y , МПа, и потребителей	1
		2
		3

2 Основное технологическое оборудование

2.1 Устройства очистки газа

Регистрационный номер	Тип (марка)	Объем V , м ³	Пропускная способность Q , тыс. м ³ /ч	Диаметр D_y , мм	Количество, шт.	Год изготовления и ввода в эксплуатацию	Дата тех. освидетельствования (число, месяц, год)	Год следующего тех. освидетельствования	Производитель, серийный номер
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

2.2 Подогреватели газа

Тип (марка)	Способ нагрева газа	Год ввода в эксплуатацию, год	Количество, шт.	Производитель, серийный номер
1	2	3	4	5

2.3 Устройства ввода метанола

Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию, год	Количество, шт.	Производитель, серийный номер
1	2	3	4

2.4 Регулирующие устройства

Наименование линии редуциро- вания газа	Количество линий редуциро- вания, шт.	Тип (марка) регулирующего устройства (дав- ления/расхода)			Диаметр D_y , мм	Давление P_y , МПа	Производитель, серийный номер
		рабочий	контрольный	регулятор- отсекатель			
1	2	3	4	5	6	7	8
Основная линия							
Резервная линия							
Линия малого расхода газа							
Линия расхода газа на соб- ственные нужды							
Линия постоян- ного расхода газа							
Линия ограни- чения расхода газа							
Обводная линия							
Выходные газо- проводы							

2.5 Системы измерения и учета газа

Тип (марка)	Количество, шт.	Производитель, серийный номер
1	2	3

2.6 Системы автоматики и телемеханики

Тип (марка)	Количество, шт.	Производитель, серийный номер
1	2	3

2.7 Одоризационные установки

Тип (марка)	Способ одоризации		Количество одоризационных установок, шт.	Производитель, серийный номер
	ручной	автоматический		
1	2	3	4	5

2.8 Трубопроводная арматура

Наименование	Условное обозначение	D_y , мм	P_y , МПа	Количество, шт.	Производитель, серийный номер
1	2	3	4	5	6
Краны					
Задвижки					
Предохранительные клапаны					

2.9 Конденсатосборники

Объем, м ³	Количество, шт.
1	2

2.10 Перечень основных трубопроводов

Наименование	$D_{увход}$, мм	$D_{увыход}$, мм	Протяженность L , км
1	2	3	4
Основная линия			
Резервная линия			
Линия малого расхода газа			
Линия расхода газа на собственные нужды			
Линия постоянного расхода газа			
Линия ограничения расхода газа			
Обводная линия			

2.11 Контрольно-измерительные приборы

№ п/п	Наименование	Тип	Серийный номер	Производитель	Дата поверки	Дата очередной поверки	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8

3 Системы, узлы и устройства

3.1	Система технологической связи с домом оператора, филиалом ЭО, ЭО и потребителем газа	
3.2	Система электрооборудования	
3.3	Автономные источники питания	
3.4	Установленная мощность электрооборудования/разрешенная мощность электропотребления, кВт	
3.5	Система отопления	
3.6	Система вентиляции	
3.7	Система контроля загазованности	
3.8	Система сбора конденсата	
3.9	Система азотирования	

Окончание формы технического паспорта ГРС (АГРС)

3 Системы, узлы и устройства

3.10	Средства пожарной и аварийной сигнализации	
3.11	Комплекс инженерно-технических средств охраны и средства антитеррористической защиты	
3.12	Средства молниезащиты	
3.13	Заземляющие устройства	
3.14	Водоснабжение	
3.15	Канализация	
3.16	Аварийное освещение	
3.17	Тип ограждения ГРС	

Начальник (инженер) ГРС

подпись

расшифровка подписи, Ф.И.О.

Старший оператор

подпись

расшифровка подписи, Ф.И.О.

Приложение Ц
(справочное)

Свойства вредных и опасных веществ

Ц.1 Природный газ в основном состоит из метана и мало отличается по свойствам от него, огнеопасен и взрывоопасен, по санитарным нормам относится к IV классу опасности. При содержании в воздухе метана от 5 % до 15 % по объему образуется взрывоопасная смесь. ПДК природного газа в воздухе производственных помещений (при пересчете на углерод) – 300 мг/м³ или 1 % по объему. Нахождение людей в атмосфере с содержанием метана до 20 % вызывает кислородное голодание, а с содержанием метана 20 % и более наступает удушье от недостатка кислорода.

Ц.2 Метанол – бесцветная, прозрачная жидкость, по запаху и вкусу напоминает винный спирт, смешивается с водой в любых соотношениях, легко воспламеняется. Пары метанола в смеси с воздухом – взрывоопасны. Предел воспламеняемости метанола в воздухе от 6,7 % до 36,5 % (по объему). По степени воздействия на организм человека относится ко II классу опасности в соответствии с санитарными нормами. ПДК метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений – 5 мг/м³. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы, в организм человека проникает через дыхательные пути и кожу. Опасен прием метанола внутрь: от 5 до 10 г вызывает тяжелое отравление, 30 г – смертельная доза. Симптомы отравления метанолом – головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, в тяжелых случаях – потеря зрения и смерть. Для исключения возможности употребления метанола внутрь в него добавляют хорошо растворяющийся краситель темного цвета из расчета 2–3 л на 1000 л метанола, допускается также применение порошкообразного водорастворимого красителя.

Ц.3 Одорант (этилмеркаптан и др.) – жидкость, обладающая очень неприятным запахом, легко воспламеняется, пожаровзрывоопасен, предел взрываемости от 2,8 % до 18 %. ПДК одоранта в воздухе рабочей зоны производственных помещений 1 мг/м³ (в пересчете на углерод). Вдыхание паров одоранта в небольших концентрациях вызывает головную боль и тошноту, слабость, потерю сознания, а в значительных концентрациях действует как яд, поражая центральную нервную систему, вызывая судороги, паралич и смерть. Одорант применяется для придания очищенному газу запаха (одоризация газа). По степени воздействия на организм человека одорант относится к IV классу опасности в соответствии с санитарными нормами.

Ц.4 Газоконденсат по степени воздействия на организм человека относится к IV классу опасности в соответствии с санитарными нормами. Вследствие высокой плотности по отношению к воздуху пары газоконденсата скапливаются в низинах и, снижая содержание кислорода в воздухе, оказывают наркотическое действие, вызывают головную боль, тошноту, судороги, слабость, потерю сознания. НКПВ паров стабильных газоконденсатов обычно равен от 1,1 % до 1,3 % (по объему). ПДК паров газоконденсата в воздухе составляет 300 мг/м³. Газоконденсат оказывает вредное воздействие на кожу человека, вызывая заболевания (сухость кожи, появление трещин, а иногда дерматиты, экземы и т.п.). Особенно опасно его попадание на слизистые оболочки.

Ц.5 Сероводород относится к сильно действующим ядовитым веществам с запахом тухлых яиц, токсичен, по степени воздействия на организм человека относится к II классу опасности, в организм человека попадает через дыхательные пути. Сероводород – сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания, раздражает дыхательные пути и слизистые оболочки глаз, при длительном вдыхании может привести к бронхиту или воспалению и отеку легких. Нахождение человека в атмосфере, содержащей от 90 до 100 мг/м³ сероводорода, в течение 4 ч вызывает головную боль, слезотечение, светобоязнь. При концентрации сероводорода от 200 до 280 мг/м³ ощущается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаз и зева, металлический вкус во рту, усталость, головная боль, тошнота. Сероводород взрывоопасен, концентрационные пределы воспламенения от 4,3 % до 45,5 % (по объему).

Ц.6 Диэтиленгликоль – бесцветная или желтоватая прозрачная жидкость, горюч, температура самовоспламенения – 343 °С, температура воспламенения – 132 °С, при загорании токсичных веществ не образует; в условиях пожара следует применять противогаз марки КИП-8 или АСВ-2; тушить следует водой, водяным паром, пеной или углекислотой; токсичен: при попадании в организм вызывает острое отравление, действует на почки, печень. ПДК диэтиленгликоля в воздухе рабочей зоны производственных помещений – 10 мг/м³ (III класс опасности). Разлитый продукт необходимо засыпать песком или опилками. Способ уничтожения – сжигание добавлением в горючие смеси.

Ц.7 Пропан (C₃H₈) – бесцветный, горючий, взрывоопасный газ без цвета и вкуса. Плотность – 1,56 г/см³. Концентрационные пределы взрываемости/воспламенения от 2,1 % (об.) до 9,5 % (об.) в воздухе. Температура воспламенения – 466 °С. ПДК в рабочей зоне – 300 мг/м³. При атмосферном давлении и температуре минус 42 °С пропан кипит. Он относится к IV санитарному классу опасности, оказывает наркотическое действие, вызывает головную боль, головокружение, тошноту, слабость, боли в области сердца. Возможные места скопления – ограниченные/замкнутые пространства, пониженные места, земляные выработки, ко-

лодцы, ливневая и канализация, канализационные каналы на площадках с технологическим оборудованием и т.д.

Ц.8 Бутан (C_4H_{10}) – бесцветный, горючий, взрывоопасный газ без цвета и вкуса. Плотность – 2,07 г/см³. Концентрационные пределы воспламенения от 1,5 % (об) до 8,5 % (об.) в воздухе. Температура воспламенения – 406 °С. ПДК в рабочей зоне – 300 мг/м³. Он относится к IV санитарному классу опасности. Оказывает наркотическое действие, вызывает головную боль, головокружение, тошноту, слабость, боли в области сердца. При концентрации 20% и более вызывает удушье. Температура вспышки – минус 69 °С; температура самовоспламенения – 405 °С; концентрационные пределы распространения пламени: от 1,8 % (об.) до 9,1% (об.) в воздухе и от 1,85 % (об.) до 49,0 % (об.) в кислороде. Возможные места скопления – ограниченные/замкнутые пространства, пониженные места, земляные выработки, колодцы, ливневая и канализация, канализационные каналы на площадках с технологическим оборудованием и т.д.

Библиография

- [1] Перечень действующих нормативных документов по транспорту газа ОАО «Газпром» (утвержден ОАО «Газпром» 29 мая 2006 г.)

- [2] Регламент сбора, передачи, обработки и хранения данных о технологических объектах добычи, транспорта и подземного хранения газа в ЕСГ (ССД «Инфотех») (утвержден распоряжением ОАО «Газпром» от 15 ноября 2004 г. № 327)

- [3] Концепция информационной безопасности ОАО «Газпром» (утверждена приказом ОАО «Газпром» от 15 февраля 2008 г. № 48)

- [4] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром» ВРД 39-1.2-054-2002 Инструкция по техническому расследованию и учету аварий и инцидентов на опасных производственных объектах

- [5] Федеральный закон от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»

- [6] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-246-98 Правила проведения экспертизы промышленной безопасности

- [7] Строительные нормы и правила Госстроя России СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования

- [8] Градостроительный кодекс Российской Федерации

- | | | |
|------|---|---|
| [9] | Строительные нормы и правила
Госстроя России
СНиП 2.05.06-85* | Магистральные трубопроводы |
| [10] | Строительные нормы и правила
Госстроя России
СНиП 3.01.04-87 | Приемка в эксплуатацию законченных
строительством объектов. Основные поло-
жения |
| [11] | Строительные нормы и правила
Госстроя России
СНиП III-42-80* | Магистральные трубопроводы |
| [12] | Санитарные правила
Минздрава России
СП 2.2.1.1312-03 | Гигиенические требования к проектирова-
нию вновь строящихся и реконструиро-
ванных промышленных объектов |
| [13] | Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 08-183-98 | Порядок оформления и хранения доку-
ментации, подтверждающей безопасность
величины максимально разрешенного дав-
ления при эксплуатации объекта маги-
стрального трубопровода |
| [14] | Правила охраны магистральных трубопроводов (утверждены постановлением
Госгортехнадзора России от 24 апреля 1992 г. № 9, Минтопэнерго России
от 29 апреля 1992 г.) | |
| [15] | Ведомственные строительные нормы
Мингазпром СССР
ВСН 51-1-80 | Инструкция по производству строитель-
ных работ в охранных зонах магистраль-
ных трубопроводов Министерства газовой
промышленности |

- [16] Типовой образец оформления книги фирменного стиля дочернего общества или организации ОАО «Газпром» на примере книги фирменного стиля ООО «Газпром трансгаз Казань» (утвержден ОАО «Газпром» 20 декабря 2004 г.)
- [17] Земельный кодекс Российской Федерации
- [18] Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
- [19] Строительные нормы и правила
Госстроя России
СНиП 12-04-2002
- Безопасность труда в строительстве.
Часть 2. Строительное производство
- [20] Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 03-445-02
- Правила безопасности при эксплуатации
дымовых и вентиляционных промышлен-
ных труб
- [21] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6)
- [22] Порядок технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (утвержден приказом Минприроды России от 30 июня 2009 г. № 191)
- [23] Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-615-03
- Порядок применения сварочных техноло-
гий при изготовлении, монтаже, ремонте и
реконструкции технических устройств для
опасных производственных объектов

- | | | |
|------|--|--|
| [24] | Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 03-273-99 | Правила аттестации сварщиков и специа-
листов сварочного производства |
| [25] | Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-495-02 | Технологический регламент проведения
аттестации сварщиков и специалистов сва-
рочного производства |
| [26] | Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-613-03 | Порядок применения сварочных материа-
лов при изготовлении, монтаже, ремонте и
реконструкции технических устройств для
опасных производственных объектов |
| [27] | Руководящий документ
Госгортехнадзора России
РД 03-614-03 | Порядок применения сварочного оборудо-
вания при изготовлении, монтаже, ремон-
те и реконструкции технических устройств
для опасных производственных объектов |
| [28] | Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 03-440-02 | Правила аттестации персонала в области
неразрушающего контроля |
| [29] | Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 03-372-00 | Правила аттестации и основные требова-
ния к лабораториям неразрушающего кон-
троля |
| [30] | Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утверждены прика-
зом Минтопэнерго России от 24 марта 2003 г. № 115) | |

- [31] Правила эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей (утверждены Госэнергонадзором России 7 мая 1992 г.)
- [32] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов
- [33] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды
- [34] Правила технической эксплуатации систем и сооружений коммунального водоснабжения и канализации (утверждены приказом Госстроя России от 30 декабря 1999 г. № 168)
- [35] Межотраслевые правила по охране труда Минтруда России ПОТ РМ 025-2002 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации водопроводно-канализационного хозяйства
- [36] Санитарные правила и нормы Минздрава России СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества
- [37] Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- [38] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления

- [39] Правила закладки центров и реперов на пунктах геодезической и нивелирной сетей (утверждены приказом ГУТК СССР от 14 января 1991 г. № 6)
- [40] Электронная информационно-аналитическая система «Учет и анализ технического состояния подводных переходов РАО «Газпром» (утверждена приказом РАО «Газпром» от 11 апреля 1996 г. № 17)
- [41] Регламент технического обслуживания и ремонта объектов ОАО «Газпром» (утвержден приказом ОАО «Газпром» от 10 октября 2008 г. № 251)
- [42] Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (утверждена ОАО «Газпром» 18 ноября 2008 г.)
- [43] Ведомственный руководящий документ 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
- [44] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
- [45] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 08-83-95 Правила обустройства и безопасной эксплуатации подземных хранилищ природного газа в отложениях каменной соли
- [46] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 08-621-03 Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах

- [47] Положение о системе обеспечения промышленной безопасности и качества диагностирования технических устройств, оборудования и сооружений газопромысловых объектов подземных хранилищ газа ОАО «Газпром» (утверждено ОАО «Газпром» 28 ноября 2003 г.)
- [48] Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 08-624-03
Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
- [49] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром»
ВРД 39-1.10-069-2002
Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов
- [50] Правила по метрологии
Ростехрегулирования
ПР 50.2.019-2006
Государственная система измерения.
Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков
- [51] Межотраслевые правила по охране труда Минтопэнерго России
ПОТ Р М-016-2001
РД 153-34.0-03.150-00
Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок
- [52] Руководящий документ
ОАО «Газпром»
РД 51-0158623-06-95
Применение аварийных источников электроэнергии на КС МГ, УКПГ и других объектах газовой промышленности
- [53] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром»
ВРД 39-1.10-071-2003
Правила технической эксплуатации электростанций собственных нужд объектов ОАО «Газпром»

- [54] Правила технической эксплуатации первичных сетей взаимоувязанной сети связи Российской Федерации (утверждены приказом Госкомсвязи России от 19 октября 1998 г. № 187)
- [55] Правила по метрологии
Госстандарта России
ПР 50.2.009-94
- Правила по метрологии ГСОЕИ. Порядок проведения испытаний и утверждение типа средств измерений
- [56] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
- [57] Правила по метрологии
Госстандарта России
ПР 50.2.006-94
- Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений
- [58] Правила по метрологии
Госстандарта России
ПР 50.2.002-94
- Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм
- [59] Правила по метрологии
Госстандарта России
ПР 50.2.016-94
- Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к выполнению калибровочных работ

- [60] РАО «Газпром»
ПР СК 51-00159093-008-99
Системы калибровки средств измерений
ОАО «Газпром», калибровка средств изме-
рений. Организация и порядок проведе-
ния. Основные положения
- [61] Порядок получения разрешения на производство работ на объектах магистральных
газопроводов (утвержден ОАО «Газпром» 11 мая 2005 г.)
- [62] Р Газпром 039-2008
Типовое положение об экологической
службе дочернего общества (организации)
ОАО «Газпром»
- [63] Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному
надзору от 30 января 2008 года № 45 «Об организации работы Федеральной службы
по экологическому, технологическому и атомному надзору по согласованию норма-
тивов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водо-
пользователей»
- [64] Санитарные правила и нормы
Минздрава России
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03
Санитарно-защитные зоны и санитарная
классификация предприятий, сооружений
и иных объектов
- [65] Руководящий документ
ОАО «Газпром»
РД 51-167-92
Временная инструкция по контролю вред-
ных выбросов с уходящими газами котлоа-
грегатов малой и средней мощности, рабо-
тающих на природном газе
- [66] Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняю-
щих веществ в атмосферный воздух (введено в действие письмом Ростехнадзора
№ 14-01-333 от 24 декабря 2004 г.)

- [67] Отраслевая методика по разработке норм и нормативов водопотребления и водоотведения в газовой промышленности (утверждена РАО «Газпром» 4 августа 1995 г.)
- [68] Правила охраны поверхностных вод (типовые положения) (утверждены Госкомприродой СССР 21 декабря 1991 г.)
- [69] Руководящий документ
РАО «Газпром»
РД 51-2-95
Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов
- [70] Строительные нормы и правила
Госстроя России
СНиП 2.06.15-85
Инженерная защита территории от затопления и подтопления
- [71] Водный кодекс Российской Федерации
- [72] Строительные нормы
Госстроя СССР
СН 452-73
Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов
- [73] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром»
ВРД 39-1.13-036-2001
Инструкция по контролю экологического состояния почв на станциях подземного хранения газа
- [74] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром»
ВРД 39-1.13-056-2002
Технология очистки различных сред и поверхностей, загрязненных углеводородами
- [75] Руководящий документ
АО «Транснефть»
РД 39-0147105-006-97
Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов

- [76] Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 19 октября 2007 г. № 703)
- [77] Федеральный классификационный каталог отходов (утвержден МПР России 2 декабря 2002 г. приказом № 786)
- [78] Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды (утверждены приказом МПР России от 15 июня 2001 г. № 511)
- [79] Санитарные нормы
Госкомсанэпиднадзора России
СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
- [80] Санитарные нормы
Госкомсанэпиднадзора России
СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий
- [81] Санитарные нормы
Госкомсанэпиднадзора России
СН 2.2.4/2.1.8.583-96 Инфразвук на рабочих местах, в жилых и общественных помещениях и на территории жилой застройки
- [82] Санитарные правила и нормы
Минздрав России
СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях
- [83] Строительные нормы и правила
СНиП 23-03-2003 Защита от шума

- [84] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром» ВРД 39-1.14-021-2001 Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в открытом акционерном обществе «Газпром»
- [85] Постановление Правительства Российской Федерации от 31 октября 2002 г. № 787 «О порядке утверждения Единого тарифно-квалификационного справочника работ и профессий рабочих, Единого квалификационного справочника должностей руководителей, специалистов и служащих»
- [86] Порядок обучения по охране труда и проверке знаний требований охраны труда работников организаций (утвержден постановлением Минтруда России и Минобразования России от 13 января 2003 г. № 1/29)
- [87] Положение об организации обучения и проверке знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (утверждено приказом Ростехнадзора от 29 января 2007 г. № 37)
- [88] Постановление Госстандарта России от 26 декабря 1994 г. № 367 «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов»
- [89] Правила устройства электроустановок (утверждены приказами Минэнерго России от 8 июля 2002 г. № 204; от 9 апреля 2003 г. № 150; от 20 мая 2003 г. № 187; от 20 июня 2003 г. № 242)
- [90] Нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам филиалов, структурных подразделений, дочерних обществ и организаций Открытого акционерного общества «Газпром» (утверждены постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 7 апреля 2004 г.)

- [91] Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (утверждены приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 1 июня 2009 г. № 290н)
- [92] Трудовой кодекс Российской Федерации
- [93] Федеральный Закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»
- [94] Правила пожарной безопасности МЧС России
ППБ 01-03
- Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
- [95] Ведомственные правила пожарной безопасности Минтопэнерго России
ВППБ 01-04-98
- Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности
- [96] Нормы пожарной безопасности ГУГПС МВД России
НПБ 160-97
- Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования
- [97] Нормы пожарной безопасности МЧС России
НПБ 110-2003
- Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией
- [98] Правила безопасности Госстандарта России
ПБ 09-592-03
- Правила устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем

ОКС 75.180.01

Ключевые слова: магистральный газопровод, объект магистрального газопровода, линейная часть, компрессорная станция, эксплуатирующая организация, филиал эксплуатирующей организации, эксплуатация объектов магистрального газопровода

Корректурa *И.А. Шишковой*

Компьютерная верстка *Н.А. Волянской*

Подписано в печать 23.06.2010 г.

Формат 60x84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 1185 экз.

Уч.-изд. л. 19,2. Заказ 476.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.

Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в ООО «БЭСТ-принт».