МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 35236— 2024

Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Правила эксплуатации

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2025

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН подкомитетом ПК 8 «Магистральный трубопроводный транспорт природного газа» Технического комитета по стандартизации ТК 023/МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 16 декабря 2024 г. № 66-2024)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узбекское агентство по техническому регулированию

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 декабря 2024 г. № 1946-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 35236—2024 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 мая 2025 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2025

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 8
5 Общие положения и объекты общего назначения 10
5.1 Организация эксплуатации 10
5.2 Приемка объектов и сооружений магистрального газопровода 13
5.3 Установление разрешенного рабочего давления на объекте магистрального газопровода 14
5.4 Территории, здания и сооружения 15
5.5 Трубопроводная арматура 17
5.6 Подготовка магистральных газопроводов к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка 19
5.7 Организация работ по локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий 21
5.8 Теплоснабжение, водоснабжение, канализация, вентиляция и кондиционирование, обеспечение газом собственных нужд 23
5.9 Аварийный запас 26
6 Линейная часть 27
6.1 Общие положения 27
6.2 Организация эксплуатации 28
6.3 Оформление линейной части 28
6.4 Техническое обслуживание 30
6.5 Техническое диагностирование 32
6.6 Ремонт 33
6.7 Транспортные технические средства 34
6.8 Техническая документация 34
7 Компрессорные станции 35
7.1 Общие положения 35
7.2 Организация эксплуатации 35
7.3 Техническое обслуживание и диагностирование, ремонт 36
7.4 Компрессорный цех 37
7.5 Установка очистки газа 39
7.6 Установка воздушного охлаждения газа 39
7.7 Системы топливного, пускового и импульсного газа 39
7.8 Техническая документация 40
8 Подземные хранилища газа 40
8.1 Общие положения 40
8.2 Организация эксплуатации 41
8.3 Техническое обслуживание и ремонт 42
8.4 Техническое диагностирование 42
8.5 Техническая документация 42
9 Газораспределительные станции 43
9.1 Общие положения 43
9.2 Организация эксплуатации и обслуживания 46
9.3 Техническое обслуживание 48

9.4 Ремонт 49
9.5 Техническое диагностирование 49
9.6 Техническая документация 49
10 Газоизмерительные станции 52
10.1 Общие положения 52
10.2 Организация эксплуатации 54
10.3 Техническое диагностирование и ремонт 54
10.4 Техническая документация 55
11 Станции охлаждения природного газа 56
11.1 Общие положения 56
11.2 Организация эксплуатации 56
11.3 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация 59
11.4 Техническая документация 60
12 Диспетчерское управление 60
12.1 Общие положения 60
12.2 Функциональные обязанности диспетчерского персонала 62
12.3 Организация диспетчерского управления 62
12.4 Обеспечение автоматизированной системы диспетчерского управления 64
12.5 План транспортирования газа 65
12.6 Планирование, моделирование и оптимизация режимов работы газотранспортной системы 66
12.7 Управление потоками в системе газоснабжения и режимами работы газотранспортной системы 66
12.8 Правила взаимодействия диспетчерских служб 67
12.9 Организация диспетчерского управления при возникновении аварийных или нештатных ситуаций 68
12.10 Документация (технологическая, нормативно-справочная, административная и другая), необходимая для организации диспетчерского управления 69
13 Электроустановки 71
13.1 Общие положения 71
13.2 Организация эксплуатации электроустановок 71
13.3 Техническая документация 72
14 Защита от коррозии 73
14.1 Общие требования 73
14.2 Организация эксплуатации 74
14.3 Техническое обслуживание и ремонт средств электрохимической защиты 75
14.4 Контроль состояния и ремонт защитных покрытий 76
14.5 Электроснабжение средств электрохимической защиты 76
14.6 Система коррозионного мониторинга, дистанционного контроля и управления средствами электрохимической защиты 77
14.7 Коррозионные обследования объектов 78
14.8 Техническая документация 79
15 Системы и средства автоматизации технологических процессов, телемеханизации и метрологии 80
15.1 Общие положения 80
15.2 Организация эксплуатации средств и систем автоматизации и телемеханики 82

15.3 Метрологическое обеспечение . . . 83
15.4 Диагностирование, техническое обслуживание и ремонт систем и средств автоматизации . . . 86
15.5 Техническая документация . . . 88
16 Технологическая связь . . . 89
16.1 Организация эксплуатации технологической связи . . . 89
16.2 Техническое обслуживание и ремонт систем и средств связи . . . 91
17 Выполнение отдельных видов работ . . . 91
17.1 Общие положения . . . 91
17.2 Эксплуатационный персонал . . . 92
17.3 Работы повышенной опасности . . . 94
17.4 Проведение работ в особых условиях . . . 97
Приложение А (справочное) Информация о применяемых технических регламентах и нормативных правовых актах государств — участников СНГ . . . 102
Приложение Б (обязательное) Типовая форма акта разделения границ зон обслуживания газопроводов . . . 103
Приложение В (рекомендуемое) Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на линейной части магистральных газопроводов . . . 105
Приложение Г (рекомендуемое) Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на компрессорной станции . . . 106
Приложение Д (рекомендуемое) Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на газораспределительной станции . . . 107
Приложение Е (рекомендуемое) Знаки . . . 108
Приложение Ж (рекомендуемое) Типовые формы эксплуатационной документации . . . 113
Приложение И (справочное) Свойства основных опасных веществ . . . 116
Приложение К (справочное) Степень опасности обморожения при работе на открытом воздухе . . . 118

Поправка к ГОСТ 35236—2024 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Магистральные газопроводы. Правила эксплуатации

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Система газоснабжения.
Магистральная трубопроводная транспортировка газа

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Правила эксплуатации

Gas supply system. Main pipeline gas transportation. Main gas pipelines. Maintenance guidelines

Дата введения — 2025—05—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные правила эксплуатации объектов, сооружений, технических систем и оборудования магистральных газопроводов.

Настоящий стандарт распространяется на магистральные газопроводы, предназначенные для транспортирования газа согласно техническим регламентам, принятым в государствах, принявших настоящий стандарт. Информация о применяемых технических регламентах и нормативных правовых актах государств — членов Содружества Независимых Государств приведена в приложении А.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на магистральные газопроводы, в состав которых могут входить следующие объекты магистральных газопроводов:

- линейная часть;
- компрессорные станции с узлами подключения;
- газораспределительные станции (станции редуцирования давления газа);
- газоизмерительные станции;
- станции охлаждения газа;
- подземные хранилища газа, включая газопроводы подключения.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на газопроводы сетей газораспределения и газопотребления, меж- и внутрипромысловые, морские газопроводы, а также на газопроводы, предназначенные для транспортирования газа горючего природного, не подготовленного к транспортированию и/или охлажденного до температуры ниже минус 20 °С, автомобильные газонаполнительные компрессорные станции.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для применения организациями независимо от их формы собственности и ведомственной принадлежности, осуществляющими работы в области проектирования, строительства, реконструкции, эксплуатации, включая техническое обслуживание, техническое диагностирование и ремонт магистральных газопроводов.

1.5 Приведение действующих объектов, сооружений, элементов и систем магистральных газопроводов в соответствие настоящему стандарту осуществляется при их реконструкции (модернизации, техническом перевооружении).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 9.106 Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения

Издание официальное

ГОСТ 9.108 Единая система защиты от коррозии и старения. Электрохимическая защита. Термины и определения

ГОСТ 9.602 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 12.1.005 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.2.063 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 2874[1)] Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством

ГОСТ 5542 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

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

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

ГОСТ 26600 Знаки навигационные внутренних судоходных путей. Общие технические условия

ГОСТ 30852.13 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

ГОСТ 32945 Дороги автомобильные общего пользования. Знаки дорожные. Технические требования

ГОСТ 33257 Арматура трубопроводная. Методы контроля и испытаний

ГОСТ 34060 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Испытание и наладка систем вентиляции и кондиционирования воздуха. Правила проведения и контроль выполнения работ

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. 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 **газ горючий природный, подготовленный к транспортированию (газ):** Газ горючий природный, прошедший технологические операции для обеспечения его безопасного транспортирования по магистральным газопроводам.

3.2 **газоизмерительная станция;** ГИС: Объект магистрального газопровода, предназначенный для измерения количества транспортируемого газа и определения его физико-химических показателей.

3.3 **газоопасные работы:** Работы, при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода в рабочей зоне.

3.4 **газопровод-отвод:** Линейная часть магистрального газопровода, предназначенная для транспортирования газа от точки подключения к магистральному газопроводу до газораспределительных станций, установок переработки газа, станций подземного хранения или потребителей газа.

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 51232—98 «Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества».

3.5 **газопровод-перемычка:** Линейная часть магистрального газопровода, соединяющая между собой магистральные газопроводы и предназначенная для перераспределения объемов газа между ними.

Примечание — В зависимости от функционального назначения газопроводов-перемычек различают межсистемные и технологические перемычки.

3.6 **газораспределительная станция;** ГРС: Объект магистрального газопровода, предназначенный для регулирования и поддержания эксплуатационных параметров перед подачей газа потребителям.

3.7 **газотранспортная система;** ГТС: Сооружения для транспортировки газа, включающие магистральные газопроводы и связанные с ними единым технологическим процессом объекты, кроме газораспределительных сетей.

3.8

дефект: Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям.
[ГОСТ 15467—79, статья 38]

3.9

измерительный контроль: Контроль, осуществляемый с применением средств измерений.
[ГОСТ 16504—81, статья 111]

3.10 **компрессорная станция;** КС: Объект магистрального газопровода, предназначенный для создания и поддержания давления в подключенном к нему газопроводе при транспортировании газа в соответствии с технологическим режимом эксплуатации магистрального газопровода.

3.11 **контроль загазованности;** КЗ: Проверка соответствия значений концентраций вредных и/или взрывоопасных веществ в воздухе рабочей зоны нормативным значениям предельно допустимой концентрации вредных веществ и/или нижнего концентрационного предела распространения пламени взрывоопасных веществ.

Примечание — В замкнутых пространствах (емкости, колодцы, котлованы, траншеи и т. п.) дополнительно может проверяться концентрация кислорода в воздухе.

3.12

контроль технического состояния: Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из данных видов технического состояния в данный момент времени.

Примечание — Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т. п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени.

[ГОСТ 20911—89, статья 5]

3.13 **ликвидация последствий аварии:** Процесс выполнения комплекса работ и мероприятий на объекте, потерпевшем аварию, по восстановлению его работоспособности.

3.14 **линейная часть магистрального газопровода;** ЛЧ МГ: Объект магистрального газопровода, предназначенный для перемещения транспортируемого газа, включающий собственно трубопровод, вдольтрассовые линии электропередачи, кабельные линии и сооружения связи, устройства электрохимической защиты от коррозии и иные сооружения и технические устройства, обеспечивающие его эксплуатацию.

3.15 **локализация аварии, инцидента:** Процесс отсоединения (отсечения) потерпевшего аварию (инцидент) объекта (участка, элемента) от взаимосвязанных с ним соседних (неповрежденных) объектов (участков, элементов) для снижения потерь транспортируемого газа, ограничения или предотвращения дальнейшего развития аварии (инцидента) и создания условий для ее ликвидации.

3.16 **лупинг:** Линейная часть магистрального газопровода, представляющая собой участок газопровода, проложенный параллельно основному газопроводу линейной части магистрального газопровода, соединенный с ним перемычками и предназначенный для увеличения пропускной способности и/или для повышения надежности работы.

3.17 **магистральный газопровод;** МГ: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортирования газа от пунктов приема газа в газотранспортную систему до

пунктов сдачи потребителям, передачи в газораспределительную систему (газопровод) или перевалки на иной вид транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального газопровода.

3.18 **минимальные расстояния от объектов магистрального газопровода:** Минимально допустимая удаленность не входящих в состав магистрального газопровода объектов, зданий и сооружений от объектов магистрального газопровода, при которой обеспечивается минимально необходимый уровень их защиты от опасных факторов, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации объектов магистрального газопровода.

3.19 **модернизация:** Изменение объекта (оборудования, конструкции, сооружения и т. п.) в соответствии с современными требованиями и нормами, направленными на улучшение его характеристик, повышение надежности и безопасности.

3.20

надежность: Свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Примечания

1 Слова «во времени» означают естественный ход времени, в течение которого имеет место применение, техническое обслуживание, хранение и транспортирование объекта, а не какой-либо конкретный интервал времени.

2 Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать в себя безотказность, ремонтопригодность, восстанавливаемость, долговечность, сохраняемость, готовность или определенные сочетания этих свойств.

3 Требуемые функции и критерии их выполнения устанавливают в нормативной, конструкторской, проектной, контрактной или иной документации на объект (далее — документации).

4 Критерии выполнения требуемых функций могут быть установлены, например, заданием для каждой функции набора параметров, характеризующих способность ее выполнения, и допустимых пределов изменения значений этих параметров. В этом случае надежность можно определить как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Аналогичным образом в этом случае могут быть определены и термины 3.1.6, 3.1.7, 3.1.9—3.1.11.

[ГОСТ 27.002—2015[1)], статья 3.1.5]

3.21 **нормальные условия эксплуатации:** Учтенное при проектировании состояние магистрального газопровода, при котором отсутствуют факторы, препятствующие осуществлению функциональных или технологических процессов, в т. ч. нарушения условий использования зон с особыми условиями использования территорий.

3.22 **объект магистрального газопровода:** Составная часть магистрального газопровода, предназначенная для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных технологических операций в процессе транспортирования, технологического хранения газа природного горючего, подготовленного к транспортированию, включающая комплекс соответствующих зданий, сооружений и технических устройств.

3.23 **огневые работы:** Технологические операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение газа, горючих жидкостей, материалов и конструкций (сварка и резка металлов, паяльные работы, механическая обработка металла с образованием искр и т. п.).

3.24 **оперативный персонал:** Категория работников эксплуатирующей организации, осуществляющих непосредственное управление технологическими процессами, устройствами и оборудованием объектов в постоянном (сменном) режиме, в том числе обеспечивающих контроль за режимами работы, пуск и останов оборудования.

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 27.102—2021 «Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения».

3.25

операционный контроль: Контроль продукции или процесса во время выполнения или после завершения технологической операции.

[ГОСТ 16504—81, статья 101]

3.26 **основной эксплуатационный персонал:** Технический персонал эксплуатирующей организации, прошедший соответствующее обучение и проверку знания требований охраны труда и промышленной безопасности в установленном порядке и допущенный к выполнению работ по техническому обеспечению эксплуатации и поддержанию в работоспособном состоянии оборудования, средств и систем, обеспечивающих основной технологический процесс, и их рабочих характеристик в заданных пределах в течение установленного срока службы.

3.27

отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Примечания

1 Отказ может быть полным или частичным.

2 Полный отказ характеризуется переходом объекта в неработоспособное состояние.

3 Частичный отказ характеризуется переходом объекта в частично неработоспособное состояние.

[ГОСТ 27.002—2015[1)], статья 3.4.1]

3.28 **очистка полости газопровода:** Удаление загрязнений (грунта, воды, льда, грата, продуктов коррозии, асфальтосмолопарафиновых отложений, отложений неорганических солей, посторонних предметов) с внутренней поверхности и из полости газопровода.

3.29 **охранная зона магистрального газопровода:** Территория или акватория с особыми условиями использования, прилегающая к объектам магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения безопасности объектов магистрального газопровода и создания необходимых условий их эксплуатации, в пределах которой ограничиваются или запрещаются виды деятельности, не совместимые с целями ее установления.

3.30 **оценка соответствия:** Прямое или косвенное определение соблюдения требований, предъявляемых к объекту технического регулирования.

3.31 **подземное хранилище газа;** ПХГ: Технологический комплекс, предназначенный для закачки, технологического хранения и отбора газа, включающий наземные инженерно-технические сооружения; участок недр, ограниченный горным отводом; объект хранения газа; контрольные пласты; буферный объем газа; фонд скважин различного назначения.

3.32 **переход магистрального газопровода:** Участок линейной части магистрального газопровода на пересечении с искусственным или естественным препятствием, к конструктивным решениям и эксплуатации которого предъявляются дополнительные требования.

3.33 **площадочный объект магистрального газопровода:** Комплекс оборудования и/или технических устройств и/или зданий и сооружений, входящих в состав магистрального газопровода, расположенных в границах единой территории и предназначенных для выполнения технологических функций при обеспечении транспортирования газа.

3.34 **подводный переход магистрального газопровода;** ПП МГ: Переход магистрального газопровода на пересечении с водной преградой, проложенный, как правило, с заглублением в дно водного объекта.

Примечание — Участок линейной части магистрального газопровода, пересекающий водную преграду шириной в межень по зеркалу воды более 10 м и глубиной более 1,5 м или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины водоема, не имеющий конструктивных отличий от прилегающих участков, может быть отнесен к подводным переходам в границах, определенных проектной документацией.

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 27.102—2021 «Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения».

3.35

потенциально опасный участок: Элемент линейной части магистрального газопровода, для которого из-за его конструктивных особенностей, природных условий эксплуатации, близости по отношению к внешним техногенным воздействиям значение ожидаемой (прогнозируемой) частоты возникновения критических отказов больше среднего значения по всей линейной части магистрального газопровода или критический отказ которого может привести к недопустимым последствиям.

[ГОСТ 34027—2016, статья 3.17]

3.36 **приемка законченного строительством, реконструкцией объекта магистрального газопровода:** Форма оценки соответствия завершенного строительством или реконструкцией объекта магистрального газопровода проектной документации, требованиям технических регламентов, действие которых на него распространяется, подтверждающая готовность магистрального газопровода к вводу в эксплуатацию.

3.37 **приемка в работу участка магистрального газопровода после капитального ремонта:** Юридическое действие уполномоченных должностных лиц, в результате которого подтверждается соответствие принимаемого участка магистрального газопровода предъявляемым к нему требованиям, утвержденной проектной документации (при наличии) и условиям договора подряда.

3.38 **производительность газопровода:** Количество газа, транспортируемого по газопроводу за расчетный период (год, сезон, квартал, месяц) при температуре 293,15 К и давлении 0,101325 МПа.

Примечание — См. ГОСТ 2939.

3.39 **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, технического диагностирования, обследований и расчетов на прочность.

3.40

рекультивация земель: Комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

[ГОСТ 17.5.1.01—83[1)], статья 4]

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

3.42 **специализированная организация:** Организация, имеющая необходимые разрешительные документы в соответствии с законодательством и допущенная в установленном порядке к выполнению отдельных подрядных работ и услуг на объектах магистральных газопроводов.

Примечание — К отдельным видам работ относят ремонт, диагностирование и другие работы, определяемые собственником МГ и выполняемые при эксплуатации объектов МГ.

3.43 **текущий ремонт магистральных газопроводов:** Комплекс работ, выполняемых для обеспечения или восстановления работоспособности объекта газопровода и включающих замену и (или) восстановление отдельных частей.

3.44 **техническая документация (на магистральные газопроводы);** ТД: Комплект документов, включающий систему графических, расчетных и текстовых материалов, используемых при проектировании, строительстве, реконструкции и капитальном ремонте, а также в процессе эксплуатации зданий и сооружений объектов магистрального газопровода.

3.45 **техническая система магистрального газопровода**: Совокупность оборудования, процессов и способов, объединенных конструктивно и/или функционально для выполнения требуемых функций.

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 59070—2020 «Охрана окружающей среды. Рекультивация нарушенных и нефтезагрязненных земель. Термины и определения».

Примечание — Для участков магистральных газопроводов к таким техническим системам относятся системы защиты от коррозии, связи, телемеханики и т. д.

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

3.47

техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта.

Примечания

1 Задачами технического диагностирования являются:
- контроль технического состояния;
- поиск места и определение причин отказа (неисправности);
- прогнозирование технического состояния.

2 Термин «Техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности).

Термин «Контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

[ГОСТ 20911—89, статья 4]

3.48 **техническое обслуживание (объекта магистрального газопровода);** ТО: Комплекс организационных мероприятий и технических операций, направленных на поддержание работоспособного состояния объекта магистрального газопровода и снижение вероятности его отказов при выполнении заданных функций.

3.49 **техническое перевооружение (объекта магистрального газопровода):** Комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, с улучшенными характеристиками.

3.50 **техническое устройство:** Совокупность технических элементов (машин, оборудования, деталей), представляющих собой единую конструкцию.

3.51 **технологическая схема:** Графическое представление основных и вспомогательных технологических узлов и элементов объектов магистрального газопровода, их взаимного расположения в составе объекта магистрального газопровода, а также топографических (реки, дороги, овраги и др.) и иных технических объектов, пересекающих трассу газопроводов.

3.52 **трасса магистрального газопровода:** Положение оси газопровода, отвечающее ее положению на местности и определяемое ее проекциями на горизонтальную и вертикальную плоскости.

3.53

трубопроводная арматура (арматура); ТПА: Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения проходного сечения.

Примечания

1 Под управлением понимается перекрытие, открытие, регулирование, распределение, смешивание, разделение.

2 Во множественном числе термин не применяется.

[ГОСТ 24856—2014, статья 2.1]

3.54 **узел измерений (расхода и количества природного газа);** УИ: Совокупность средств измерительной техники, вспомогательных устройств, исполнительных механизмов и измерительных трубопроводов, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, а также, при необходимости, для определения его показателей качества.

3.55 **филиал эксплуатирующей организации;** филиал ЭО: Структурное подразделение эксплуатирующей организации, осуществляющее эксплуатацию объектов магистрального газопровода, расположенных в определенных границах по его протяженности.

Примечание — При отсутствии в структуре эксплуатирующей организации филиалов ЭО их функции исполняет эксплуатирующая организация.

3.56 **чрезвычайная ситуация:** Обстановка, сложившаяся на определенной территории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

3.57 **эксплуатационная документация;** ЭД: Совокупность документов, определяющих правила эксплуатации, значения эксплуатационных параметров объектов магистрального газопровода, а также содержащих сведения об их эксплуатации.

3.58 **эксплуатационные параметры магистрального газопровода:** Совокупность технических характеристик магистрального газопровода, устанавливаемых в пределах значений, указанных в проектной документации.

3.59 **эксплуатация магистрального газопровода:** Деятельность по обеспечению функционирования магистрального газопровода в соответствии с эксплуатационной документацией, включающая в себя в том числе техническое обслуживание, ремонт, техническое диагностирование и оперативно-диспетчерское управление.

3.60 **эксплуатирующая организация;** ЭО: Юридическое лицо, созданное в соответствии с законодательством, осуществляющее эксплуатацию магистрального газопровода на праве собственности или на ином законном основании и несущее ответственность за безопасность его эксплуатации, обеспеченное персоналом и материально-техническими ресурсами, необходимыми для управления деятельностью магистрального газопровода, обслуживания и поддержания его эксплуатационных параметров.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВО — аппарат воздушного охлаждения;
АВП — аварийно-восстановительный поезд;
АРМ — автоматизированное рабочее место;
АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления;
АСУ — автоматизированная система управления;
АСУ Э (ЭС) — автоматизированная система управления энергоснабжением (электроснабжением);
ВК — водоснабжение и канализация;
ВКО — высокая коррозионная опасность;
ВЛ — воздушная линия электропередачи;
ВТД — внутритрубное техническое диагностирование;
ВТУ — внутритрубное устройство;
ГКС — газокомпрессорная служба;
ГМК — газомоторный компрессор;
ГПА — газоперекачивающий агрегат;
ГСМ — горюче-смазочные материалы;
ГТУ — газотурбинная установка;
ДКР — древесно-кустарниковая растительность;
ДЛО/ОП — дом линейного обходчика/опорный пункт;
ДС — диспетчерская служба;
ДТОиР — диагностирование, техническое обслуживание и ремонт;
ДУ — диспетчерское управление;
ЕАЭС — Евразийский экономический союз;

ЕСГ — Единая система газоснабжения;
ЗИП — запасные части, инструменты и принадлежности;
ИТ — измерительный трубопровод;
ИТСО — инженерно-технические средства охраны;
КДП — контрольно-диагностический пункт;
КИП — контрольно-измерительный пункт;
КИП и А — контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КПГ — компримированный природный газ;
КТП — комплектная трансформаторная подстанция;
КЦ — компрессорный цех;
ЛЧ — линейная часть;
ЛЭП — линия электропередачи;
ЛЭС — линейно-эксплуатационная служба;
МТР — материально-технические ресурсы;
НД — нормативные документы;
ОТМ — организационно-технические мероприятия;
ПАГЗ — передвижной автомобильный газовый заправщик;
ПВК — программно-вычислительный комплекс;
ПД — проектная документация;
ПДС — производственно-диспетчерская служба;
ПК — пикет;
ПМЛА — план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии;
ПО — программное обеспечение;
ПОЭ — подразделение, ответственное за эксплуатацию;
ПТК — производственно-технологический комплекс;
СА — средства автоматизации;
САУ — система автоматического управления;
СДТ — соединительные детали трубопровода;
СИ — средства измерений;
СИЗ — средства индивидуальной защиты;
СЛТМ — системы линейной телемеханики;
СОГ — станция охлаждения газа;
СОДУ — система оперативного диспетчерского управления;
СПА — система пожарной автоматики;
СПГ — сжиженный природный газ;
ТКА — турбокомпрессорный агрегат;
ТОиР — техническое обслуживание и ремонт;
ТП — технологический процесс;
ТУГ — тяжелые углеводородные газы;
ТЭР — топливно-энергетические ресурсы;
УАВР — управление аварийно-восстановительных работ;
УДЗ — установка дренажной защиты;
УКЗ — установка катодной защиты;
УОГ — установка очистки газа;
УПЗ — установка протекторной защиты;
УРГ — узел редуцирования газа;
ФХП — физико-химический показатель;
ЭВТС — электроводотеплоснабжение;
ЭСН — электростанция собственных нужд;
ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Общие положения и объекты общего назначения

5.1 Организация эксплуатации

5.1.1 Эксплуатацию объектов МГ осуществляют ЭО. Разделение границ зон обслуживания между ЭО определяет собственник газопровода с оформлением акта в соответствии с приложением Б, к акту прикладывают технологическую схему участков МГ, примыкающих к границе зон обслуживания. Разграничения зон обслуживания МГ на границах между сопредельными государствами, различными собственниками МГ определяются на основе соответствующих межгосударственных соглашений, договоров и/или других документов, в которых определяют, в том числе, границы зон обслуживания и порядок взаимодействия эксплуатирующих организаций.

5.1.2 ЭО, как правило, осуществляют эксплуатацию МГ через филиалы. ЭО приказом определяют границы зон эксплуатации объектов МГ между филиалами. Количество и состав филиалов определяет собственник МГ или ЭО, уполномоченная собственником МГ в соответствии с техническими характеристиками МГ (протяженностью, производительностью, условиями эксплуатации и т. п.).

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

5.1.3 В ЭО и филиалах ЭО обеспечивают разработку и утверждают положения об отделах (службах), в которых определяют функции с четким распределением обязанностей эксплуатационного персонала, зон обслуживания и границ участков, а также прав и обязанностей руководителей.

5.1.4 В состав объектов МГ могут входить в различном сочетании следующие основные составные части и элементы:

- линейные участки, включая лупинги, газопроводы-отводы, газопроводы-перемычки, узлы линейной ТПА, узлы запуска и приема ВТУ, переходы через естественные и искусственные препятствия;
- устройства ввода метанола в ЛЧ МГ, станции одоризации газа и сооружения линейных узлов одоризации;
- КЦ, АВО, установки очистки газа;
- трубопроводы обвязки оборудования КЦ, технологические газопроводы;
- закрытые емкости с узлами по сбору и утилизации конденсата;
- электротехническое оборудование (электродвигатели, электростанции (в т. ч. ЭСН), системы внешнего и внутреннего электроснабжения, заземляющие устройства, устройства защиты от статического электричества и устройства молниезащиты);
- установки дополнительной подготовки газа (перед морским участком и т. п.);
- системы и СА ТП;
- ЛЭП (воздушные и кабельные);
- УИ;
- линии и сооружения технологической связи;
- устройства и оборудование электрохимической защиты газопроводов от коррозии металлов[1)] (далее — коррозия);
- сооружения ЛЭС (ДЛО/ОП, вертолетные площадки и т. д.);
- вдольтрассовые проезды (дороги) и подъезды к ним, переезды через газопроводы;
- системы и сооружения энергоснабжения, водо- и теплоснабжения, вентиляции, канализации и др.;
- производственные здания, гаражи, стоянки техники, находящиеся на территориях объектов МГ;
- элементы системы противопожарной защиты;
- противоэрозионные сооружения;
- знаки обозначения и закрепления трассы МГ;
- системы водопонижения, отводные канавы;
- ИТСО;
- узлы и пункты редуцирования газа;
- площадки хранения аварийного запаса труб и материалов;

[1)] Определение к данному термину установлено ГОСТ 9.106—2021 «Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения».

- другие составные части и элементы.

5.1.5 Объекты МГ должны соответствовать утвержденной ПД и другой документации, утвержденной в установленном национальным законодательством порядке. Внесение изменений в утвержденную документацию следует осуществлять согласно национальному законодательству с последующим внесением принятых решений в исполнительную ТД. Технические устройства, оборудование, материалы, применяемые при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, ремонте, модернизации, эксплуатации объектов МГ, должны иметь разрешительную документацию, предусмотренную национальным законодательством и документами собственника МГ.

5.1.6 Эксплуатацию объектов МГ следует осуществлять с выполнением требований безопасности, установленных в странах-участниках, принявших настоящий стандарт, на территории которых объекты расположены.

5.1.7 Эксплуатацию технических устройств, электротехнического оборудования, зданий и сооружений обеспечивают в пределах значений характеристик (параметров), сроков эксплуатации, указанных в ЭД.

5.1.8 Ввод в эксплуатацию и работа оборудования разрешаются с исправными и включенными системами автоматизации, защиты и контроля эксплуатационных параметров, предусмотренных ПД и ЭД, с учетом положений разделов 9, 10, 12 и 15. Устройства автоматики разрешается отключать по согласованию с диспетчером филиала ЭО и распоряжению лица, ответственного за эксплуатацию объекта на период проведения профилактических, наладочных и ремонтных работ, с обеспечением необходимых мер безопасности и выполнением соответствующих компенсирующих мероприятий.

5.1.9 При эксплуатации объектов МГ и оборудования запрещается не санкционированное ответственными подразделениями изменение в схемах, аппаратуре и алгоритмах управления ТП.

Основными задачами ЭО являются:

- обеспечение транспортирования заданных объемов газа;
- обеспечение эффективной работы объектов МГ, оптимизации режимов работы, рационального расходования ТЭР и материалов, сокращения потерь газа при транспортировании;
- обеспечение надежности функционирования и поддержание надлежащего технического состояния объектов МГ, своевременное устранение выявленных в процессе эксплуатации дефектов и отказов;
- обеспечение безопасности при эксплуатации объектов МГ;
- обеспечение эксплуатации объектов МГ в соответствии с техническими регламентами, национальным законодательством, нормативными и правовыми актами, документами системы стандартизации, ПД, ЭД и другими установленными требованиями;
- внедрение новых технологий, высокоэффективного оборудования, научной организации труда;
- локализация аварий и ликвидация их последствий, устранение инцидентов;
- обеспечение требуемой точности измерений;
- выполнение в установленном порядке предписаний инспектирующих и контролирующих органов.

5.1.10 ЭО обеспечивают повышение (поддержание) энергетической эффективности ТП и оборудования на основе принципов оптимальности.

5.1.11 Расчет планируемого режима транспорта газа выполняют с использованием оптимизационных вычислительных комплексов по критерию минимума расхода ТЭР (газа и электроэнергии) на транспортировку газа. Результаты расчета планируемого режима транспорта газа должны базироваться на принципах оптимальности режимов работы газопроводов.

5.1.12 Вывод из работы и передачу объектов МГ в соответствии с требованиями национального законодательства и НД специализированным структурным подразделениям ЭО, специализированным организациям для проведения ремонтно-профилактических, диагностических и других работ, а также меры безопасности для выполнения работ и организацию контроля соблюдения условий, обеспечивающих безопасность выполнения этих работ, осуществляют ЭО (филиалы ЭО).

5.1.13 Специализированные структурные подразделения ЭО и специализированные организации обеспечивают выполнение требований ЭО (филиалов ЭО) в области обеспечения безопасности на объектах МГ, выведенных из работы и переданных для проведения ремонтно-профилактических, диагностических и других работ.

5.1.14 Для строительства, реконструкции (модернизации, технического перевооружения) и ремонта ЛЧ МГ и газопроводов КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС, а также аварийного запаса применяют МТР, в т. ч. трубы и СДТ, разрешенные к применению в соответствии с требованиями национального законодательства собственником МГ.

Применение при сооружении, реконструкции (модернизации, техническом перевооружении) и ремонте объектов МГ труб и СДТ, не имеющих документов качества (сертификатов, паспортов), подтверждающих соответствие требованиям стандартов и/или технических условий, требованиям национального законодательства, запрещается.

5.1.15 Техническое обслуживание, ремонт, диагностирование и другие работы на ЛЧ МГ и газопроводах КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС, влияющие на ТП, выполняют соответствующие службы/подразделения филиалов ЭО или специализированные организации по плану-графику, взаимосвязанному со сроками ремонта технологического оборудования. План-графики выполнения работ, влияющих на ТП, должны быть синхронизированы, в т. ч. со смежными ЭО.

5.1.16 Работы по диагностированию ЛЧ МГ и газопроводов КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС осуществляют специализированные организации или специализированные подразделения (службы) ЭО (филиалов ЭО) в соответствии с национальным законодательством, нормативными правовыми актами, НД, настоящим стандартом и требованиями собственника МГ.

5.1.17 ЭО разрабатывают и внедряют паспорта (табели) оснащения объектов МГ и эксплуатирующих подразделений (служб, участков, отделов и т. д.) и бригад техникой, оборудованием, инструментом и другими материально-техническими средствами, необходимыми для ТОиР.

5.1.18 УАВР или АВП в составе ЭО создают для оперативного выполнения ремонтно-восстановительных и профилактических работ на объектах МГ 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.

5.1.19 При выполнении работ по ремонту, техническому обслуживанию и диагностированию объектов МГ применяют материалы, оборудование и технологии, прошедшие оценку соответствия в порядке, установленном национальным законодательством и собственником МГ.

5.1.20 Сварочные работы и работы по неразрушающему контролю сварных соединений на объектах МГ выполняют согласно национальному законодательству, документам системы стандартизации и НД собственника МГ.

5.1.21 Отчетные материалы по диагностическим и ремонтным работам на ЛЧ МГ и газопроводах КС, ПХГ, ГРС, СОГ, ГИС используют и хранят в порядке, установленном собственником МГ и в соответствии с настоящим стандартом.

5.1.22 Подключение новых газопроводов к действующим выполняют по техническим условиям в соответствии с национальным законодательством и НД собственника МГ.

5.1.23 Нормативно недопустимые дефекты труб и СДТ газопроводов и объектов МГ, выявленные в процессе эксплуатации, подлежат устранению. Сроки и методы устранения дефектов определяет ЭО на основании НД и (или) экспертных заключений специализированных организаций в зависимости от параметров дефектов и условий эксплуатации.

5.1.24 В МГ подают осушенный и очищенный газ в соответствии с требованиями технических регламентов, принятых в государствах, принявших настоящий стандарт, документов по стандартизации и НД собственника МГ. В отдельных случаях, например при подаче газа в морские участки или в другие государства, газ, подаваемый в МГ, должен соответствовать дополнительным более высоким требованиям к его характеристикам. По решению собственника МГ газ, подаваемый на объекты МГ, может быть одорирован.

5.1.25 На объект МГ составляют технический паспорт (паспорт), в котором указывают технические данные объекта МГ и предельно допустимые параметры эксплуатации. К техническому паспорту (паспорту) прикладывают технологическую схему объекта МГ, на которой приводят основные узлы и детали, ТПА с указанием технологического номера. Форму технического паспорта (паспорта) объекта МГ устанавливает собственник МГ. Ведение технического паспорта (паспорта) осуществляет лицо, назначаемое приказом по филиалу ЭО.

5.1.26 Требования к эксплуатации и ремонту объектов МГ устанавливают документами системы стандартизации, технологическими регламентами, инструкциями по эксплуатации, схемами и другими ЭД, разработанными собственником МГ, ЭО и/или филиалами ЭО в соответствии с требованиями национального законодательства, а также документами системы стандартизации собственника МГ. Указанные документы разрабатывают в установленном порядке с учетом местных условий в соответствии с настоящим стандартом и другими документами, действие которых распространено на объекты МГ.

5.1.27 Ведение ЭД в ЭО по решению собственника МГ может осуществляться в электронном виде, в т. ч. в соответствующих информационных системах, согласно национальному законодательству.

5.1.28 Объекты МГ подлежат защите с использованием ИТСО в соответствии с требованиями национального законодательства и НД собственника МГ.

Порядок эксплуатации ИТСО устанавливает профильное структурное подразделение собственника объектов МГ и реализует подразделение ЭО по защите корпоративных интересов. ЭО по договору подряда может возложить обязанности по эксплуатации ИТСО на специализированную организацию, согласованную с профильным структурным подразделением собственника объектов МГ.

5.1.29 Контроль за выполнением положений настоящего стандарта на объектах МГ осуществляют в порядке, установленном национальным законодательством и собственником МГ.

5.2 Приемка объектов и сооружений магистрального газопровода

5.2.1 Законченные строительством, реконструкцией объекты МГ вводят в эксплуатацию приказом собственника МГ после подписания акта приемочной комиссией и получения разрешения на ввод в эксплуатацию МГ (объекта МГ) в установленном национальным законодательством порядке. Приемку объектов МГ осуществляют по завершении строительно-монтажных работ, выполненных в соответствии с ПД, пусконаладочных работ и комплексного опробования оборудования «под нагрузкой» в соответствии с документами по техническому регулированию и настоящим стандартом.

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

- укомплектование и обучение эксплуатационного персонала;
- получение разрешения в государственных надзорных органах на подачу электроэнергии и других энергоносителей для выполнения комплекса пусконаладочных работ, которые осуществляет на вновь строящихся объектах технический заказчик строительства, на объектах реконструкции, модернизации, технического перевооружения — ЭО (филиал ЭО) или уполномоченная собственником МГ организация;
- передачу исполнительной документации ЭО (филиалу ЭО);
- проведение ВТД построенных (реконструированных) участков ЛЧ МГ;
- испытания на прочность и проверку на герметичность газопроводов и оборудования, очистку и осушку полости, заполнение инертным газом согласно ПД;
- контроль сплошности защитного покрытия[1)];
- устранение выявленных дефектов;
- обеспечение на вводимых объектах условий для обеспечения эксплуатации объектов МГ в соответствии с ПД, национальным законодательством и документами собственника МГ;
- выполнение мероприятий по охране окружающей среды;
- обеспечение на вводимых объектах условий труда в соответствии с требованиями охраны труда, гигиеническими требованиями;
- выполнение требований по физической защите объектов МГ;
- укомплектование объектов МГ необходимой ЭД (паспортами на оборудование и технические устройства, инструкциями, технологическими схемами, журналами, технологическими регламентами и т. д.);
- оформление актов разделения границ зон обслуживания МГ;
- подачу электроэнергии на построенные объекты МГ для выполнения пусконаладочных работ и комплексного опробования оборудования;
- включение ЭХЗ газопровода;
- разработку ПМЛА;
- получение разрешения на подачу газа для пусконаладочных работ в установленном собственником МГ порядке;
- заполнение газом по согласованным в установленном собственником МГ порядке инструкциям (планам);
- проведение пусконаладочных работ (индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования «под нагрузкой» с выводом оборудования на устойчивый проектный технологический режим работы в течение не менее 72 часов);

[1)] Определение к данному термину установлено ГОСТ 9.106—2021 «Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения».

- формирование приемочной комиссии по приемке законченных строительством, реконструкцией объектов МГ и, собственно, приемку объектов МГ;

- оформление плана (схемы) геодезического позиционирования объектов МГ и закрепления элементов на местности с указанием категорий земель по целевому назначению, границ и кадастровых номеров земельных (лесных) участков, оформленных для размещения объектов на период эксплуатации, и охранных зон в соответствии с действующим законодательством;

- получение разрешения на ввод объекта МГ или МГ в целом в эксплуатацию по результатам работы приемочной комиссии в соответствии с национальным законодательством;

- пуск объекта в эксплуатацию.

5.2.3 При строительстве объектов и сооружений МГ, их реконструкции, техническом перевооружении или капитальном ремонте технический заказчик обеспечивает строительный контроль (технический надзор) за производством работ в соответствии с национальным законодательством и НД.

5.2.4 Обслуживание строящихся и реконструируемых объектов МГ начиная с этапа подачи энергоресурсов (газ, электроэнергия) и (или) заливки одоранта для проведения пусконаладочных работ и до ввода объектов в эксплуатацию осуществляют ЭО (филиалы ЭО) по договору с техническим заказчиком строительства.

5.3 Установление разрешенного рабочего давления на объекте магистрального газопровода

5.3.1 Эксплуатацию объектов МГ осуществляют при давлениях, не превышающих РРД. Величину РРД устанавливает ЭО. Установленное ЭО РРД не должно превышать величину рабочего давления, предусмотренного ПД на соответствующие объекты МГ. Документом, подтверждающим величину РРД, является «Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления», оформляемый ЭО в соответствии с настоящим стандартом, национальным законодательством и требованиями собственника МГ. Рекомендуемые формы формуляров разрешенного рабочего давления приведены в приложениях В, Г, Д.

5.3.2 Основанием для установления величины РРД являются:

- ПД;

- техническое состояние газопроводов (оценивается на основе результатов ВТД, коррозионных обследований, локальных обследований в шурфах, лабораторных исследований механических свойств металла газопровода, испытаний, расчетов на прочность и т. п.);

- рабочие параметры предшествующего периода эксплуатации;

- анализ аварий и инцидентов за предшествующий период;

- наличие нарушений охранных зон и минимальных расстояний до зданий, сооружений и объектов третьих лиц и др.

При выявлении факторов, не позволяющих обеспечить нормальные условия эксплуатации объекта МГ, ЭО принимает решение об установлении сниженного РРД.

5.3.3 Величина сниженного РРД должна обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию участка газопровода до проведения плановых мероприятий по устранению факторов, ограничивающих РРД.

5.3.4 Для частичного или полного снятия ограничения РРД ЭО разрабатывает и выполняет соответствующие мероприятия (ремонт дефектов, замена дефектных участков, устранение нарушений охранных зон и минимальных расстояний и т. д.).

5.3.5 После устранения причин, вызвавших необходимость снижения РРД, ЭО может повысить РРД на объекте МГ с оформлением нового формуляра. Формуляр РРД, утративший актуальность, хранят в архиве ЭО в течение жизненного цикла объекта (до ликвидации).

5.3.6 Сведения об изменениях РРД рассылают в структурные подразделения собственника объектов МГ, ответственные за ДУ, транспортирование, подземное хранение и использование газа, а также в заинтересованные смежные ЭО.

5.4 Территории, здания и сооружения

5.4.1 Территории, здания, сооружения и помещения объектов МГ должны соответствовать ПД и настоящему стандарту. Эксплуатацию территорий, зданий, сооружений и объектов МГ осуществляют в соответствии с национальным законодательством, документами по техническому регулированию и настоящим стандартом.

5.4.2 Площадочные объекты МГ и элементы наземной инфраструктуры объектов МГ располагают на земельных участках, принадлежащих собственнику объектов МГ на правах собственности или на правах временного пользования (аренды) в соответствии с требованиями национального законодательства.

5.4.3 Для поддержания нормальных условий эксплуатации зданий и сооружений объектов МГ ЭО и филиалы ЭО:

- обеспечивают своевременное ДТОиР;
- поддерживают в надлежащем состоянии основное и аварийное освещение, системы вентиляции, кондиционирования и отопления;
- следят за состоянием теплозащитного, шумозащитного покрытия газопроводов и оборудования;
- поддерживают в работоспособном состоянии инженерные коммуникации.

В стенах зданий и сооружений не допускаются:

- пробивка проемов;
- установка, подвеска и крепление технологического оборудования, подъемно-транспортных средств, трубопроводов, не предусмотренных ПД.

Дополнительные нагрузки и устройство проемов в стенах допускаются после внесения изменений в ПД.

5.4.4 Металлические конструкции объектов МГ защищают от коррозионного воздействия атмосферостойкими покрытиями, соответствующими условиям эксплуатации.

5.4.5 На территории объектов МГ не допускаются размещение временных сооружений, не предусмотренных ПД, и хранение строительных материалов вне предусмотренных складских площадок.

На период ремонтных или строительно-монтажных работ на объектах МГ допускается организация временных площадок складирования материалов, необходимых для их выполнения, на срок до завершения данных работ.

5.4.6 Строительство новых зданий и сооружений на территории объектов МГ осуществляют согласно требованиям национального законодательства при наличии ПД.

5.4.7 Порядок допуска на территорию объектов МГ посторонних лиц, в т. ч. подрядных организаций и сотрудников других организаций, временно командированных для выполнения на объектах МГ определенных работ, и порядок проведения с ними соответствующих инструктажей (вводного, первичного и т. д.) определяется НД ЭО.

5.4.8 Территорию площадочного объекта МГ (КС, ГРС, ГИС, СОГ, ПХГ), отдельно расположенные сооружения, а также наземную часть ПХГ, ЛЧ (воздушные переходы, узлы линейной ТПА и т. д.) ограждают в соответствии с ПД, поддерживают в работоспособном состоянии. Количество выездов (выходов) определяет ПД.

При въезде (входе) размещают сведения о названии и принадлежности объекта к ЭО (филиалу ЭО), а также другие надписи и обозначения в соответствии с требованиями собственника МГ и настоящим стандартом.

5.4.9 Знаки безопасности и информационные знаки на территории и ограждении производственных площадок объектов МГ устанавливают в соответствии с ПД, ГОСТ 12.4.026, требованиями документов по техническому регулированию и настоящим стандартом.

5.4.10 При эксплуатации используют технологические схемы и масштабные планы коммуникаций (газопроводов, водопроводов, канализации, теплотрасс, кабельных линий и пр.) объектов МГ с привязкой к реперам. Подземные коммуникации и колодцы снабжают указателями назначения, положения и принадлежности. При разработке ПД для вновь строящихся, реконструируемых объектов МГ схемы разрабатывают в составе ПД.

Планы коммуникаций размещают в ДС филиала ЭО и соответствующих цехах, службах, участках согласно принадлежности.

5.4.11 Объекты МГ обеспечивают электроосвещением в соответствии с ПД и НД.

5.4.12 На территории площадочных объектов МГ (КС, ГРС, ГИС, СОГ, ПХГ), отдельно расположенных сооружений, а также наземной части ПХГ, ЛЧ (воздушные переходы, узлы линейной ТПА и т. д.) выполняют планировку горизонтальных поверхностей, при необходимости предусматривают дренаж (водопонижение). Шурфы, траншеи и приямки ограждают согласно требованиям НД, обеспечивая свободный и безопасный доступ к зданиям, сооружениям и оборудованию.

5.4.13 Объекты МГ обеспечивают технологической связью согласно ПД, требованиям национального законодательства и собственника объекта МГ.

5.4.14 Территории КЦ со стороны воздухозаборных устройств ГПА и теплообменного оборудования обустраивают в соответствии с ПД для исключения попадания в воздухозаборники загрязнений и ограничивают движение транспорта во избежание запыления воздуха.

5.4.15 На территории площадочных объектов МГ скорость движения транспортных средств и порядок проезда по территории объектов МГ определяет ЭО в зависимости от конкретных условий, в том числе интенсивности движения транспортных средств, протяженности территории, состояния дорожного покрытия, ширины и профиля дорог и проездов, вида и типа транспортных средств и перевозимого груза.

5.4.16 ЛЧ МГ обеспечивают вдольтрассовым проездом в соответствии с ПД и НД, сооружения и здания объектов МГ обеспечивают подъездными автомобильными дорогами для подъезда транспортных средств и специальной техники.

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

5.4.18 На склонах оврагов и берегах рек, а также при пересечении крутых склонов, промоин, кюветов и каналов предотвращают сток поверхностных вод вдоль оси газопровода, в т. ч. с помощью инженерных средств защиты. Осуществляют мероприятия, предотвращающие рост оврагов и промоин, расположенных в охранной зоне газопроводов.

Водопропуски газопроводов, проложенных в насыпях, дамбах, горах, поддерживают в работоспособном состоянии.

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

5.4.20 На объектах МГ обеспечивают КЗ и выявление утечек газа в соответствии с национальным законодательством, требованиями собственника МГ, с учетом особенностей проектных решений объекта МГ, характеристик транспортируемого газа, природных и других условий эксплуатации.

КЗ в колодцах, в том числе водопроводных и канализационных, подземных помещениях и закрытых каналах, расположенных на территории объектов МГ, осуществляют по схеме с указанием мест замеров и по графику их проведения не реже одного раза в квартал, а в первый год их эксплуатации — не реже одного раза в месяц.

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

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

5.4.23 Утечки газа, конденсата, масла, воды, воздуха на территориях и в помещениях объектов МГ устраняют в установленном порядке в кратчайшие сроки.

5.4.24 Сигнально-предупредительную и опознавательную окраску газопроводов и оборудования выполняют и поддерживают в соответствии с ГОСТ 14202.

5.4.25 При эксплуатации объектов МГ филиал ЭО контролирует соблюдение установленных требований в отношении охранных зон и минимальных расстояний.

Контроль выполнения работ сторонними организациями в охранных зонах и соблюдения требований национального, регионального и местного законодательства и нормативно-правовых актов по размещению объектов, зданий и сооружений, передачи земель в пределах минимальных расстояний осуществляют филиалы ЭО.

5.4.26 Размеры охранных зон объектов МГ, а также порядок производства в них любого вида работ устанавливают в соответствии с национальным законодательством, документами по техническому регулированию и другими документами, утвержденными в установленном порядке.

5.4.27 Технические и технологические решения, применяемые для компенсации отступлений от установленных документами по техническому регулированию, минимальных расстояний от МГ, должны иметь научно-техническое обоснование применения и быть согласованы собственником МГ и ЭО.

5.4.28 Местоположение объекта МГ, сведения об установлении или изменении границ охранной зоны и минимальных расстояний отражают в установленном национальным законодательством порядке в документах территориального планирования, кадастровых картах и/или соответствующих базах данных посредством проведения кадастровых работ с подготовкой соответствующих документов.

В процессе эксплуатации объектов МГ филиал ЭО не реже одного раза в три года проверяет правильность отображения объектов МГ в документах по территориальному планированию, кадастровых картах и/или соответствующих базах данных.

5.4.29 ЭО обеспечивает размещение в местных средствах массовой информации (программы телевидения и радиовещания, информационные Интернет-ресурсы и печатные издания) общих сведений о МГ и необходимости соблюдения мер безопасности. Периодичность размещения и обновления информации определяет собственник МГ в соответствии с национальным законодательством.

5.4.30 Охранную зону МГ содержат в надлежащем состоянии, в том числе очищают от ДКР в соответствии с требованиями национального законодательства, нормативных правовых актов и НД собственника МГ.

5.4.31 При выявлении нарушений в отношении использования охранных зон и минимальных расстояний со стороны третьих лиц ЭО или филиал ЭО принимают меры по устранению выявленных нарушений в порядке, установленном национальным законодательством и нормативными правовыми актами.

5.4.32 Проведение работ на участках пересечения или участках сближения МГ с другими коммуникациями (железные и автомобильные дороги, трубопроводы, кабельные линии, ЛЭП и пр.), расположенными в полосах отвода, охранных зонах или в пределах минимальных расстояний коммуникаций, осуществляют по согласованию с организациями, эксплуатирующими коммуникации. Филиал ЭО разрабатывает соглашения по взаимодействию с организациями, эксплуатирующими указанные объекты.

5.4.33 Для измерений давления газа газопроводы оснащают устройствами для установки манометров или датчиков давления в местах, определенных ПД.

5.4.34 В первый год эксплуатации осуществляют наблюдение за осадкой фундаментов зданий и сооружений. В дальнейшем состояние фундаментов периодически контролируют визуально, при необходимости — инструментальными измерениями.

5.4.35 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. Форму акта устанавливает ЭО.

5.4.36 При выявлении подвижек фундаментов, появлении в строительных конструкциях трещин, изломов и других повреждений устанавливают наблюдение с помощью маяков, инструментальных измерений и принимают необходимые меры для устранения причин повреждений.

5.4.37 Фундаменты оборудования защищают от воздействия масла, газового конденсата и других жидкостей в соответствии с ПД.

5.5 Трубопроводная арматура

5.5.1 На объектах МГ эксплуатируют ТПА, соответствующую требованиям безопасности согласно ГОСТ 12.2.063 и разрешенную к применению в установленном порядке собственником МГ.

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

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

5.5.4 ТО, 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 и требованиями производителя ТПА.

5.5.5 Установку (монтаж), наладку и эксплуатацию ТПА выполняют в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации, перед установкой проводят испытания с учетом положений ГОСТ 33257, согласно положениям документов национальной системы стандартизации и НД собственника МГ с оформлением акта.

5.5.6 ТПА должна иметь маркировку производителя (заводскую табличку), нумерацию согласно технологической схеме, указатели направления потока газа (для ТПА, предназначенной для одностороннего направления рабочей среды) и положения затвора. Требования к нумерации ТПА устанавливает собственник МГ. Взаимодействие по управлению ТПА на смежных участках МГ различных собственников МГ устанавливают в соответствующих документах по взаимодействию между собственниками МГ.

5.5.7 Предохранительную арматуру снабжают биркой с указанием давления срабатывания (данными регулировки), даты очередной ревизии и настройки. ТПА монтируют в соответствии с направлением потока среды, указанным стрелкой на корпусе.

5.5.8 Для управления ТПА применяют приводы различных конструкций и способов управления. Приводы оснащают надписями и обозначениями по управлению ТПА. На ручном (механическом) приводе стрелками обозначают направление движения для перемещения затвора ТПА в положения «открыто» и «закрыто».

5.5.9 Основные приводы ТПА (пневматический, пневмогидравлический, электрический, электрогидравлический и др.) должны быть обеспечены ручными дублерами, позволяющими управлять ТПА при выходе из строя основного привода. Приводы, изготовленные по специальному заказу, обеспечивают нормальное положение запорной арматуры «открыто» или «закрыто» при исчезновении электропитания блоков управления.

5.5.10 При эксплуатации ТПА запрещается:

- производить работы по устранению дефектов, подтяжку уплотнения, резьбовых соединений трубной обвязки и фитингов, находящихся под давлением;
- производить открытие запорной арматуры $DN \geq 500$ при перепаде давления газа на затворе более 0,2 МПа, если иное не указано в паспорте или руководстве по эксплуатации ТПА;
- 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 и резьбовых (разъемных) соединений;
- вскрывать крышку корпуса конечных выключателей, узлов управления и электроприводов и других электроприемников, установленных на ТПА, без снятия напряжения с питающей электрической линии;
- 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 электрическими нагревателями во взрывобезопасном исполнении);
- стравливать транспортируемый газ и/или импульсный газ, переставлять арматуру во время грозы;
- дросселировать газ при частично открытом затворе запорной ТПА, если это не предусмотрено руководством по эксплуатации производителя ТПА или ПД.

5.5.11 Гидросистемы приводов ТПА демпферной жидкостью заправляет производитель привода ТПА с указанием марки заправленной демпферной жидкости на гидроцилиндре. При эксплуатации допускается применять аналоги демпферных жидкостей, разрешенных к применению собственником МГ и соответствующих по свойствам и характеристикам требованиям производителя ТПА. При замене демпферной жидкости гидросистему опорожняют полностью и промывают, попадание воды в системы управления приводами ТПА в процессе эксплуатации не допускается. Марку заправленной демпферной жидкости и дату замены заносят в журнал технического обслуживания и ремонта, формуляр крановой площадки (при наличии). При изменении марки меняют надпись на гидроцилиндре привода.

5.5.12 Производитель ТПА заправляет систему уплотнения затвора и шпинделя шаровых кранов консервационной смазкой. Для смазки, промывки, восстановления герметичности уплотнений в ТПА применяют специальные смазки, промывочные составы и герметизирующие пасты, разрешенные к применению собственником МГ и соответствующие по характеристикам и свойствам требованиям производителя ТПА.

5.5.13 Электроприводы, узлы управления и другие электроприемники ТПА подлежат заземлению в соответствии с ПД.

5.5.14 ТПА на ЛЧ МГ, а также на узлах подключения площадочных объектов МГ (обводного, входного и выходного газопроводов) оснащают системами дистанционного и местного управления, резервирования импульсного газа, манометрами для измерений давления газа до и после ТПА, трубопроводной обвязкой согласно ПД. При отсутствии системы дистанционного управления линейную запорную арматуру оснащают автоматом аварийного закрытия согласно ПД. Электроприборы и КИП и А, расположенные на узлах ТПА, изолируют от ТПА, газопровода и других узлов, подлежащих ЭХЗ, согласно ПД. Для ЭХЗ используют конструкции ТПА, обеспечивающие изоляцию электрооборудования от корпуса ТПА, или размещают электрооборудование отдельно от ТПА, а на импульсных линиях устанавливают электроизолирующие вставки.

5.5.15 Полную перестановку затворов ТПА на ЛЧ МГ и узлах подключения площадочных объектов МГ (обводного, входного и выходного газопроводов), за исключением аварийных случаев, осуществляют с разрешения ПДС ЭО.

5.5.16 При нормальном режиме работы газопровода затворы линейной ТПА ЛЧ МГ — открыты, на свечных и обводных газопроводах — закрыты. На перемычках между газопроводами положение затворов арматуры определяют в соответствии с режимом работы МГ.

5.5.17 Работоспособность ТПА проверяют в соответствии с ЭД. Затворы линейной ТПА переставляют в положение «закрыто — открыто» путем полного цикла перестановки запирающего элемента:

- многониточных газопроводов два раза в год при подготовке объектов к осенне-зимнему и весеннему периоду эксплуатации;
- однониточных один раз в год — при плановой остановке газопровода;
- два раза в год проверку работоспособности ТПА узлов запуска и приема ВТУ и ТПА;
- охранные краны ГРС переставляют не более чем на 30 %, при плановой остановке ГРС — полностью;
- узлов подключения КС (обводного, входного и выходного газопроводов, свечных кранов входного и выходного шлейфов) — один раз в год при плановой остановке цеха.

Контроль и управление ТПА посредством системы линейной телемеханики, резервирование импульсного газа и импульсную обвязку ТПА проверяют одновременно с ТПА.

5.5.18 Обратная арматура технологической обвязки КС не реже одного раза в год подлежит внутреннему осмотру, если предусмотрено конструкцией арматуры и руководством по эксплуатации производителя.

5.5.19 Территорию узлов линейной ТПА ограждают согласно ПД, на ограждениях размещают информационные, предупреждающие и запрещающие знаки и другую информацию согласно требованиям собственника МГ.

5.5.20 Надземную часть ТПА защищают от коррозионного воздействия атмосферостойкими покрытиями, соответствующими условиям их эксплуатации. Для защиты подземной части от грунтовой коррозии и границы земля — воздух применяют защитное покрытие, соответствующее НД и требованиям собственника МГ на высоту над поверхностью земли не менее 0,2 метра.

5.5.21 Приводы и органы управления открытия и закрытия ТПА должны быть легкодоступными для основного эксплуатационного персонала.

5.5.22 Территорию крановых площадок защищают от поверхностных вод, планируют. Территорию вокруг крановых площадок на расстоянии 5 м от ограждения освобождают от ДКР и травяной растительности, производят опашку и химическую обработку для предотвращения роста растительности. В случае необходимости, определяемой ПД, покрывают нетканными материалами, засыпают твердым сыпучим материалом (гравий, щебень, песчано-гравийная смесь и т. п.).

5.5.23 Узлы запуска и приема ВТУ оборудуют постоянными сигнализаторами прохождения ВТУ в соответствии с ПД.

5.5.24 Объемы, условия хранения, переконсервацию, порядок использования и обновления аварийного запаса ТПА определяют в соответствии с требованиями производителя и НД собственника и/или ЭО.

5.5.25 Демонтированная ТПА с неистекшим назначенным сроком эксплуатации подлежит обследованию, после которого, признанная работоспособной и герметичной, направляется на повторное применение. Демонтированную ТПА, признанную после обследования ремонтопригодной, направляют в ремонтный фонд предприятия. Неремонтопригодная арматура подлежит утилизации. Из ремонтного фонда арматура направляется на ремонт в специализированные участки или организации.

5.5.26 Перечень ТД по эксплуатации ТПА включает в себя заводской паспорт или дубликат заводского паспорта, оформленный специализированной организацией в порядке, установленном национальным законодательством (для арматуры *DN* 50 мм и более — на каждую единицу, *DN* менее 50 мм — на партию), руководство по эксплуатации изготовителя на каждый вид ТПА, журнал (формуляр) по ТОиР.

5.5.27 Отчетные материалы по ТОиР и диагностическому обследованию ТПА хранят и используют по 5.1.21.

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

5.6.1 Подготовка объектов к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка является частью работ по обеспечению надежности функционирования объектов МГ. ЭО обеспечивают подготовку к эксплуатации объектов МГ в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка в порядке, установленном ЭО и собственником МГ.

5.6.2 Службы филиала ЭО разрабатывают ОТМ по подготовке объектов МГ к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка. Особое внимание уделяют обеспечению работоспособности систем автоматического и дистанционного управления ТПА, пожарной сигнализации, оповещения, пожаротушения, водо-, тепло- и электроснабжения, аварийного освещения, наличию запасов ГСМ, в том числе зимних сортов, отсутствию утечек газа, воды, масла и других рабочих жидкостей. ОТМ разрабатывают, согласовывают и утверждают в порядке, установленном ЭО и собственником МГ.

5.6.3 В ОТМ по подготовке МГ к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка предусматривают:

- ТОиР ТПА, проверку работоспособности ТПА на открытие и закрытие, при необходимости дозаливку или замену гидрожидкости, восстановление ЛКП;
- проверку на наличие электрического контакта «защитный футляр — труба»;
- создание временных опорных пунктов в труднодоступных местах трассы газопровода, оснащенных необходимой техникой и материалами;
- создание необходимого запаса материалов и инструментов на базовых складах и в необходимых местах трассы;
- осмотр и при необходимости ремонт и укрепление участков газопроводов на воздушных переходах и ПП МГ, а также переходы через железные и автомобильные дороги;
- проверку работоспособности и ремонт систем противопожарной защиты;
- проверку защит и блокировок САУ;
- перевод на зимнюю эксплуатацию аварийно-ремонтной техники и другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойного транспортирования газа в зимний период;
- подготовку к эксплуатации систем водо-, тепло- и электроснабжения, проверку работоспособности аварийных источников энергии, аварийного освещения;
- пополнение до нормы запасов ГСМ, в т. ч. зимних сортов и метанола;
- подготовку и проверку работоспособности средств и систем связи;
- подготовку аварийной техники, включая средства передвижения по воде;
- очистку водопропускных, водоотводящих и других сооружений от наносов, снега и льда, при необходимости устройство или ремонт водоотводов и водопропусков;
- осмотр и при необходимости ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;
- осмотр и при необходимости ремонт вдольтрассовых проездов, подъездов к узлам линейной ТПА, дорог, мостов через реки и ручьи;
- размещение дежурных постов на особо ответственных участках для своевременного обнаружения угрозы повреждения МГ и его сооружений;
- проверку целостности и работоспособности ИТСО;
- другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойной работы МГ во время осенне-зимнего периода и периода весеннего паводка.

5.6.4 Контроль за готовностью объектов МГ к работе в осенне-зимний период осуществляют комиссии, назначаемые приказами ЭО.

5.6.5 В состав комиссий включают представителей территориального подразделения органа корпоративного (ведомственного) контроля организации — собственника МГ (по согласованию).

5.6.6 По результатам проверок составляют акты проверок, в случае выявления нарушений составляют мероприятия по их устранению, по завершении мероприятий ЭО выдает филиалам ЭО паспорта готовности к эксплуатации в осенне-зимний период.

Паспорт подписывают председатель, члены комиссии и утверждает руководитель ЭО. Лица, подписывающие паспорт готовности, несут ответственность за полное и качественное выполнение условий выдачи.

Паспорт выдают после выполнения установленных требований к техническому состоянию оборудования, коммуникаций, территорий, зданий и сооружений объектов МГ.

5.6.7 До начала паводка ливнеотводную сеть осматривают и подготавливают к пропуску паводковых вод, проходы для кабелей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, закрывают и уплотняют, а откачивающие механизмы проверяют и подготавливают к работе.

5.6.8 Собственник объектов МГ проводит выборочную проверку готовности ЭО к эксплуатации объектов МГ в осенне-зимний период.

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

5.7 Организация работ по локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий

5.7.1 Для организации работ по локализации аварий и ликвидации их последствий филиалы ЭО разрабатывают и утверждают ПМЛА. Приказом по филиалу ЭО назначают лиц, ответственных за разработку ПМЛА. При разработке, утверждении и пересмотре ПМЛА руководствуются национальным законодательством, НД и настоящим стандартом.

5.7.2 В ПМЛА прорабатывают наиболее вероятные сценарии аварий как по видам и масштабам разрушений, так и по характерным местам их возникновения на объектах МГ, в том числе по трассе на переходах дорог различных типов, участках сближения с объектами инфраструктуры объектов третьих лиц и т. п.

5.7.3 В ПМЛА включают следующие информацию и мероприятия:

- описание, характеристика и особенности объекта МГ;
- свойства и количество опасных веществ на объекте;
- виды и места возможных аварий;
- сценарии наиболее вероятных и наиболее опасных по последствиям аварий с указанием кратких результатов расчета и возможных вариантов их ликвидации;
- географические и навигационно-гидрологические характеристики территории;
- план действия персонала при обнаружении несоответствий, с учетом вида аварии;
- условия, опасные для людей и окружающей среды;
- перечень должностных лиц организаций и учреждений (с указанием контактных данных), которых оповещают об аварии, а также порядок их оповещения;
- схема и порядок оповещения персонала, состав и дислокация сил и средств, привлекаемых для локализации и ликвидации аварий;
- взаимодействие со сторонними организациями по локализации места аварии и ее ликвидации;
- мероприятия по обеспечению и способы организации связи при ликвидации последствий аварии;
- мероприятия по эвакуации людей и организации оказания первой помощи пострадавшим;
- мероприятия по локализации утечки транспортируемого газа, ликвидации последствий аварии;
- мероприятия по обеспечению охраны труда, промышленной и пожарной безопасности;
- мероприятия по тушению пожара первичными средствами пожаротушения в случае возгорания;
- перечни и места нахождения аварийного запаса МТР и других средств ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между руководителями и отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварии.

5.7.4 ПМЛА разрабатывают для вероятных сценариев аварий с учетом местных условий, мощностей и средств (механизмов), имеющихся в распоряжении филиала ЭО и АВП.

5.7.5 ПМЛА пересматривают не реже чем один раз в пять лет. Пересмотр ПМЛА осуществляют при реконструкции (модернизации, техническом перевооружении) объекта или изменении технологии, изменении системы управления ТП на объекте, условий работы, а также по предписаниям органов государственного надзора, результатам технического расследования причин аварий на объекте. При пересмотре ПМЛА учитывают выявленные недостатки, изменения в оснащении аварийных бригад, анализ происшедших аварий и опыт ликвидации на данном или аналогичном объекте МГ.

Ознакомление работников филиала ЭО с ПМЛА проводят под подпись.

5.7.6 В помещении ДС объекта МГ размещают схему оповещения при аварии, инциденте на объекте. Оповещение лиц, указанных в схеме оповещения, следует осуществлять с использованием автоматизированной системы оповещения об аварийных ситуациях.

5.7.7 Полные экземпляры ПМЛА находятся у главного инженера (технического руководителя) филиала ЭО, ДС филиала ЭО, в отделе (группе, у специалиста) промышленной безопасности филиала ЭО, ЛЭС, ГКС, в других службах филиала ЭО и/или у должностных лиц, определяемых НД и руководителем филиала ЭО.

5.7.8 В филиале ЭО для принятия оперативных мер по предупреждению и ликвидации аварии, инцидента утверждают:

- порядок и способы оповещения об авариях, инциденте, пожаре;
- порядок формирования аварийных бригад, организационную схему их оповещения об аварии, с обеспечением ее актуализации при структурных, кадровых и других возможных изменениях в составе аварийных бригад, а также с учетом режима работы персонала (сменный, вахтовый и т. д.);
- порядок сбора аварийной бригады и выезда к месту аварий, инцидента;

- перечень необходимых для ликвидации аварий транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, СИЗ.

5.7.9 Основной эксплуатационный персонал филиалов ЭО при авариях на объектах МГ обязан:

- информировать работников, находящихся в опасной зоне, аварийно-спасательные формирования (при наличии);
- сообщить диспетчеру ДС филиала ЭО сведения о происшествии;
- выполнить действия согласно ПМЛА;
- принять меры по локализации места аварии, обеспечению нормальной работы исправного оборудования;
- осуществить необходимые действия по поддержанию заданного режима работы объектов МГ.

5.7.10 Об авариях на объектах МГ ЭО извещает собственника МГ, страховую организацию и другие организации согласно требованиям национального законодательства, НД и собственника МГ.

5.7.11 Идентификацию происшествий (отнесение к авариям, инцидентам, предпосылкам к инцидентам и т. д.), установление причин и характера их возникновения, а также учет происшествий на объектах МГ выполняют согласно национальному законодательству, документам по техническому регулированию и НД органов, уполномоченных на осуществление государственного надзора в сфере промышленной безопасности.

5.7.12 Материалы расследования причин аварий, инцидентов и т. д. хранят в соответствии с порядком, определенным национальным законодательством и собственником МГ.

5.7.13 Определение аварийного участка объекта МГ и его локализацию производят ДС филиалов ЭО с применением средств телемеханики, систем обнаружения утечек или направляя аварийные бригады.

5.7.14 Руководство работами по локализации и ликвидации последствий аварии осуществляет назначенное приказом ЭО ответственное лицо.

5.7.15 Задачами персонала ЭО и филиалов ЭО при возникновении аварии являются:

- уточнение полученной информации об аварии (СЛТМ, визуальное наблюдение, сообщение сторонних лиц, сообщения бригад филиала ЭО на трассе МГ);
- 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;
- принятие необходимых мер по оказанию первой помощи пострадавшим в зоне аварии лицам;
- обеспечение безопасности близлежащих транспортных коммуникаций и мест пересечений с газопроводами, а также гражданских и промышленных объектов на основе ПМЛА, в котором конкретизированы расстановка постов охраны места аварии, участки, обозначаемые сигнальной лентой, места установки предупредительных знаков и т. д.

5.7.16 Время (продолжительность) сбора и выезда аварийных бригад в рабочее и нерабочее время устанавливает ЭО и отражает в ПМЛА.

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

- уточнить место и характер повреждений;
- сообщить диспетчеру ДС 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, объектов и сооружений третьих лиц, а также о наличии и численности пострадавших в зоне аварии или инцидента лиц и другие необходимые сведения.

5.7.18 К ликвидации последствий аварии приступают после ее локализации, организации связи, получения сообщений об организации постов на ТПА, отключающей аварийный участок газопровода (оборудование, установка и т. п.) от действующего газопровода, и принятия дополнительных мер по предотвращению ошибочной или самопроизвольной ее перестановки.

5.7.19 По завершении аварийно-восстановительных работ ЭО проводит:

- вытеснение газовоздушной смеси из восстановленного участка газопровода;
- заполнение и испытание на герметичность проходным давлением восстановленного участка газопровода природным газом в соответствии с требованиями национального законодательства и НД собственника МГ;

- пуск объекта в работу;
- снятие постов по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии.

5.7.20 При обнаружении утечки с непрерывным выходом газа обходчик (лицо, обследовавшее трассу) принимает меры по скорейшему оповещению ДС филиала ЭО (руководства подразделения), по предварительной оценке размеров загазованной зоны, опасности для населенных пунктов и других объектов.

5.7.21 ЛЭС других филиалов ЭО привлекают для ликвидации аварий при необходимости по распоряжению руководства ЭО. ЭО может привлекать персонал и технику специализированных организаций, выполняющих плановые работы на объектах МГ, для ликвидации последствий аварий и инцидентов.

5.7.22 Руководитель аварийно-восстановительных работ информирует ДС филиала ЭО о ходе аварийно-восстановительных работ и об изменениях оперативной обстановки.

5.7.23 ЭО формирует и утверждает график учебно-тренировочных занятий (противоаварийных тренировок) по ПМЛА для обеспечения готовности эксплуатационного персонала к ликвидации аварийных ситуаций на МГ.

5.8 Теплоснабжение, водоснабжение, канализация, вентиляция и кондиционирование, обеспечение газом собственных нужд

5.8.1 Системы теплоснабжения, ВК, вентиляции и обеспечения газом собственных нужд предназначены для безопасного, надежного и бесперебойного функционирования объектов МГ.

Эксплуатацию вышеперечисленных систем обеспечивают в соответствии с требованиями национального законодательства, документами по техническому регулированию, настоящим стандартом, документами собственника МГ, а также инструкциями по эксплуатации, составленными на основе инструкций производителей по эксплуатации оборудования.

Эксплуатацию систем теплоснабжения, ВК, вентиляции и кондиционирования обеспечивает служба ЭВТС.

Разграничение эксплуатационной ответственности при эксплуатации систем обеспечения газом собственных нужд осуществляют распорядительным документом по филиалу ЭО исходя из организационной структуры филиала.

5.8.2 Организацию безопасной и безаварийной эксплуатации и обеспечение надлежащего технического состояния указанных систем и входящих в их состав оборудования и технологических комплексов обеспечивает руководство соответствующих подразделений.

5.8.3 Теплоснабжение производственных объектов осуществляют в соответствии с проектом от следующих источников:

- водогрейных или паровых отопительных котельных;
- утилизационных теплообменников газотурбинных ГПА;
- газовых воздухоподогревателей;
- средств индивидуального нагрева.

5.8.4 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.

5.8.5 При эксплуатации тепловых сетей необходимо:

- поддерживать в исправном состоянии все оборудование, строительные и другие конструкции тепловых сетей, проводя своевременно техническое обслуживание, осмотр и ремонт;
- наблюдать за работой компенсаторов, опор, арматуры, дренажей, воздушников, КИП и других элементов оборудования, своевременно устраняя выявленные дефекты и неплотности;
- выявлять и восстанавливать разрушенные 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 в сети и системах теплопотребления;
- поддерживать чистоту в камерах и проходных каналах, не допускать посторонних предметов и лиц, не выполняющих обслуживание;

- принимать меры к предупреждению, локализации и ликвидации аварий и инцидентов в работе тепловой сети;
- осуществлять контроль за коррозией.

5.8.6 Для контроля состояния оборудования тепловых сетей и тепловой изоляции, режимов работы проводят обходы теплопроводов и тепловых пунктов по графику. Проверка работоспособности дренажных насосов и автоматики их включения обязательна при каждом обходе. Результаты осмотра заносят в журнал дефектов тепловых сетей в соответствии с требованиями национального законодательства и НД.

5.8.7 Дефекты, угрожающие аварией и инцидентом, устраняют немедленно. Сведения о дефектах, которые не представляют опасности с точки зрения надежности эксплуатации тепловой сети, но которые невозможно устранить без отключения трубопроводов, заносят в журнал обхода и осмотра тепловых сетей, а для ликвидации дефектов при ближайшем отключении трубопроводов или при ремонте — в журнал текущих ремонтов.

5.8.8 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.

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

5.8.10 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.

5.8.11 По завершении строительно-монтажных работ (при новом строительстве, модернизации, реконструкции), капитального или текущего ремонта трубопроводы тепловых сетей подвергают гидравлическим испытаниям на прочность и проверке на герметичность.

Трубопроводы водяных тепловых сетей должны быть промыты. При эксплуатации, не позже чем через две недели после окончания отопительного сезона, трубопроводы тепловых сетей подвергают гидравлическим испытаниям на прочность и проверке на герметичность.

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

5.8.13 Помимо испытаний на прочность и плотность, тепловые сети могут подвергаться другим видам испытаний (на максимальную температуру, тепловые потери и т. д.) согласно требованиям национального законодательства и собственника МГ.

5.8.14 Для контроля за состоянием подземных теплопроводов, теплозащитных и строительных конструкций периодически проводят шурфовки на тепловой сети, необходимость в проведении которых (а также периодичность, количество и места) определяет технический руководитель организации. На каждое вскрытие должен быть составлен акт, в котором отмечается состояние грунта, строительных конструкций, изоляции труб и метод восстановления конструкций. 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 блуждающих токов. На 1000 м трассы предусматривают не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки начинают с третьего года эксплуатации.

5.8.15 При шурфовом контроле проводят осмотр защитных покрытий трубопровода под теплоизоляцией и строительных конструкций. При наличии заметных следов коррозии необходимо зачистить поверхность трубы и провести замер толщины стенки трубопровода с помощью ультразвукового толщиномера или дефектоскопа.

При результатах измерений, вызывающих сомнения, и при выявлении утонения стенки на 10 % от проектного (первоначального) значения участки подвергают повторному контролю в ремонтную кампанию следующего года. Участки с утонением стенки трубопровода на 20 % и более подлежат ремонту. По результатам осмотра составляют акт.

5.8.16 При эксплуатации обеспечивают пересмотр, актуализацию и утверждение схем систем теплоснабжения согласно требованиям НД и собственника МГ.

5.8.17 Объекты ВК предназначены для обеспечения бесперебойного водоснабжения и водоотведения на объектах МГ.

5.8.18 При обслуживании объектов ВК осуществляют периодический контроль согласно требованиям НД за состоянием канализационных сетей и колодцев, а также 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 хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод.

5.8.19 Вода, подаваемая на хозяйственно-бытовые нужды, должна соответствовать требованиям национального законодательства, ГОСТ 2874[1)], документов по техническому регулированию и национальных стандартов, а также санитарных норм. Периодичность и методы контроля воды, подаваемой на бытовые нужды, согласовывают с местными органами санитарного надзора.

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

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

5.8.22 Арматуру, трубопроводы, сосуды с водой защищают от замерзания в соответствии с ПД.

5.8.23 Резервуары для хранения воды подвергают очистке один раз в год с последующим хлорированием. В отдельных случаях, исходя из местных условий (на основе анализов и санитарных проб), очистку и промывку резервуаров для питьевой воды допускается производить один раз в два года.

5.8.24 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.

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

5.8.26 Введенные в эксплуатацию после строительства (реконструкции) и вводимые в работу после ремонта участки водопроводов и насосы для питьевой воды перед включением в действующие коммуникации предварительно обрабатывают хлорной известью с составлением акта.

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

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

5.8.29 При эксплуатации обеспечивают пересмотр, актуализацию и утверждение схем систем водоснабжения и водоотведения согласно требованиям НД и собственника МГ.

5.8.30 Вентиляционные системы эксплуатируют в соответствии с настоящим стандартом, инструкциями по эксплуатации, составленными на основе инструкций производителей оборудования и систем.

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

5.8.32 Вентиляционные системы 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.

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

- осматривать оборудование систем, приборы автоматического регулирования, КИП и А, арматуру, конденсатоотводчики не реже одного раза в неделю;
- проверять исправность КИП и А, приборов автоматического регулирования по графику;
- проводить 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:

- проверять 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;

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 51232—98 «Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества».

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

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

- проводить очистку калорифера пневматическим способом (сжатым воздухом), а при слежавшейся пыли — гидропневматическим способом или продувкой паром.

Периодичность продувки должна быть определена в инструкции по эксплуатации. Перед отопительным сезоном необходимо очищать калорифер.

5.8.34 ТОиР, испытания вентиляционных систем на эффективность осуществляют в соответствии с планами-графиками и оформляют техническими актами. Периодические испытания, обследование, диагностирование и мониторинг эксплуатируемых систем выполняют согласно ГОСТ 34060.

5.8.35 Подачу газа в распределительные сети осуществляют в соответствии с требованиями национального законодательства, положениями настоящего стандарта и НД в области безопасности.

5.8.36 Природный газ, подаваемый потребителям, должен соответствовать требованиям технических регламентов, принятых в государствах, принявших настоящий стандарт.

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

5.8.38 Пункты контроля, периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха газа (степень одоризации) определяют в соответствии с техническими регламентами, принятыми в государствах, принявших настоящий стандарт, ГОСТ 22387.5 и НД собственника МГ (ЭО).

5.8.39 Подачу газа на газопотребляющие установки и оборудование осуществляют при обеспечении учета расхода, количества и контроля качества газа. Метод измерений расхода и количества газа, а также периодичность определения качественных показателей определяет договор или техническое соглашение.

5.9 Аварийный запас

5.9.1 ЭО создают аварийный запас труб, СДТ, ТПА, оборудования, ГСМ и других МТР в целях использования при предотвращении и ликвидации последствий аварий.

Номенклатуру, объем, порядок расходования, пополнения, хранения, учета и отчетности филиалов ЭО и ЭО по использованию аварийного запаса устанавливает собственник МГ.

5.9.2 Аварийный запас труб, оборудования, СДТ, ГСМ и других МТР комплектуют, хранят, контролируют, пополняют и обновляют согласно документам собственника МГ.

5.9.3 Аварийный запас труб, СДТ и ТПА комплектуют из труб, СДТ, ТПА, разрешенных к применению в установленном порядке собственником МГ, имеющих заводские сертификаты или паспорта, которые хранят в филиалах ЭО.

5.9.4 Пункты хранения аварийного запаса труб располагают в местах, удобных для подъезда, свободной погрузки и разгрузки. При хранении труб и СДТ принимают меры защиты от воздействия окружающей среды на стальные поверхности, защитные и внутренние гладкостные покрытия, в том числе от прямых солнечных лучей (навесы, укрытия и др.), обеспечивающие естественную вентиляцию и предотвращающие коррозионные повреждения.

5.9.5 Осмотр аварийного запаса осуществляет комиссия филиала ЭО, назначенная приказом по ЭО, не реже одного раза в год. По результатам осмотра составляют акт проверки состояния аварийного запаса труб и СДТ.

5.9.6 Сварочные и изоляционные материалы аварийного запаса должны иметь документы (сертификаты, паспорта), подтверждающие возможность их применения на эксплуатируемых объектах МГ.

5.9.7 Трубы аварийного запаса *DN* более 200 мм должны иметь на внутренней поверхности маркировку, содержащую данные об их длине, диаметре, толщине стенки, эквиваленте углерода, классе прочности и марке стали, ТУ, ГОСТ. Трубы *DN* менее 200 мм допускается маркировать на наружной поверхности вблизи торца трубы. Маркировка должна быть нанесена несмываемой краской или самоклеящейся этикеткой.

5.9.8 Аварийный запас труб хранят на стеллажах под наклоном от 1° до 2° по вертикали для предотвращения скапливания воды внутри труб с устройством концевых упоров, предотвращающих

раскат труб. На торцы труб по решению ЭО устанавливают 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. Открытые площадки хранения аварийного запаса и прилегающие территории освобождают от ДКР и травяной растительности согласно национальному законодательству, но на расстоянии не менее 10 метров.

5.9.9 Аварийный запас труб, СДТ, ТПА, оборудования, сварочных и изоляционных материалов, реактивов и т. д. хранят в соответствии с рекомендациями производителей.

6 Линейная часть

6.1 Общие положения

6.1.1 В состав ЛЧ газопроводов могут входить:

- газопроводы (газопроводы-отводы, газопроводы-перемычки) с ответвлениями и лупингами;
- переходы через естественные и искусственные препятствия;
- УИ, пункты регулирования давления газа, конденсатосборники, емкости для разгазирования конденсата и хранения метанола, устройства для ввода ингибиторов гидратообразования;
- узлы ТПА и запуска и приема ВТУ;
- устройства контроля и автоматики, СЛТМ и электроснабжения линейных потребителей, противопожарные средства;
- противоэрозионные и защитные сооружения;
- здания и сооружения (дороги, вдольтрассовые проезды и подъезды к объектам и элементам МГ, вертолетные площадки, ДЛО/ОП, ограждения и т. п.);
- линии и сооружения оперативно-технологической и диспетчерской связи;
- знаки безопасности, обозначения и закрепления трассы МГ;
- системы и средства электрохимической защиты от коррозии;
- вдольтрассовые ЛЭП и линии электроснабжения линейных потребителей;
- другие элементы и сооружения согласно документации, утвержденной в установленном национальным законодательством порядке.

6.1.2 Эффективность и надежность эксплуатации ЛЧ МГ обеспечивают следующими мероприятиями:

- оценкой технического состояния на основе результатов своевременного проведения технического диагностирования, в том числе первичной и периодической ВТД, коррозионных обследований, обследований методами неразрушающего контроля, в т. ч. локальных обследований в шурфах, электрометрических замеров, лабораторных исследований механических свойств металла газопровода, испытаний, расчетов на прочность и других методов;
- контролем технического состояния ЛЧ МГ объездами, облетами трассы, в том числе с применением технических средств;
- обследованием на наличие утечек газа объектов ЛЧ МГ, в том числе с применением технических средств;
- поддержанием элементов ЛЧ МГ в надлежащем состоянии за счет своевременного выполнения ТОиР, реконструкции и технического перевооружения;
- поддержанием максимально возможной гидравлической эффективности;
- модернизацией и заменой морально устаревшего или изношенного оборудования;
- соблюдением установленных требований к охранным зонам и минимальным расстояниям;
- предупреждением и ликвидацией последствий аварий и инцидентов;
- вводом при необходимости ингибиторов гидратообразования в полость ЛЧ МГ с целью предотвращения образования газогидратов или их разрушения;
- обеспечением выполнения требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

6.1.3 Технические паспорта на участки ЛЧ МГ составляют филиалы ЭО в границах обслуживания. В технический паспорт участка ЛЧ МГ вносят проектные характеристики и сведения о проведенных диагностических обследованиях, ремонтно-профилактических, аварийно-восстановительных работах, капитальных ремонтах, реконструкции, техническом перевооружении, модернизации газопроводов в течение месяца после оформления документации на выполненные работы.

6.1.4 Подключение после строительства, реконструкции, технического перевооружения или ремонта участка ЛЧ МГ осуществляет филиал ЭО с разрешения и в соответствии с требованиями НД собственника МГ.

6.2 Организация эксплуатации

6.2.1 Организацию технического руководства эксплуатацией газопроводов ЛЧ в ЭО возглавляет руководитель по направлению деятельности (заместитель генерального директора) и осуществляет производственное подразделение (управление, отдел) по эксплуатации МГ.

6.2.2 Административное и техническое руководство эксплуатацией ЛЧ МГ в границах зоны обслуживания филиала ЭО возлагают на руководителя филиала либо заместителей в установленном собственником МГ порядке.

6.2.3 В целях обеспечения нормальных условий эксплуатации и требуемого уровня технического состояния отдельных узлов, элементов, участков ЛЧ МГ выполняют комплекс работ по ТО, техническому диагностированию и ремонту газопроводов. Собственник МГ может устанавливать дополнительные требования к выполнению работ на ЛЧ МГ.

6.2.4 Эксплуатацию ЛЧ в филиале ЭО осуществляет ЛЭС. Функции ЛЭС, ответственность, права и обязанности начальника службы определяет положение о ЛЭС, которое разрабатывается в установленном собственником МГ и/или ЭО порядке.

6.2.5 Основные функции ЛЭС:

- поддержание в работоспособном состоянии вспомогательных сооружений, а также оборудования, механизмов, применяемых при обслуживании и ремонте ЛЧ;
- проведение мероприятий по подготовке газопроводов к паводку и работе в осенне-зимний период;
- контроль за состоянием и соответствием охранных зон и минимальных расстояний ЛЧ МГ установленным требованиям;
- контроль за состоянием переходов через естественные и искусственные препятствия;
- выявление и устранение утечек газа;
- своевременная организация диагностических работ;
- своевременная организация и выполнение ТОиР ЛЧ МГ;
- обеспечение готовности и проведение работ по локализации и ликвидации последствий аварий и отказов;
- участие в приемке газопроводов в эксплуатацию после строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта;
- подключение вновь построенных, реконструированных, после технического перевооружения или отремонтированных участков к действующим газопроводам;
- предотвращение (при невозможности — минимизация) негативного воздействия на окружающую среду;
- обеспечение требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности;
- ведение ТД и отчетности.

6.2.6 В составе ЛЭС при необходимости и по согласованию с собственником МГ распорядительным документом ЭО создают ремонтно-эксплуатационные пункты, состав и комплектацию которых отражают в положении о ЛЭС.

6.2.7 В состав ЛЭС, при соответствующем обосновании, могут включать участки, группы или специалистов по эксплуатации ГРС, защите от коррозии, КИП и А, телемеханике, неразрушающим методам контроля и др.

6.3 Оформление линейной части

6.3.1 ЛЧ МГ обозначают на местности знаком закрепления, форма которого приведена в Е.1, на прямых участках в пределах видимости, но не реже чем через 1000 м, а также на углах поворота в горизонтальной плоскости. Знаки устанавливают в пределах охранной зоны. На многониточных газопроводах, охранные зоны которых сопряжены между собой, устанавливают знаки на внешних границах охранной зоны крайних газопроводов. На пересечениях многониточных газопроводов с автомобильными и железными дорогами обозначают каждую нитку с обеих сторон дороги. По решению собственника МГ и/или ЭО на трассе ЛЧ МГ могут устанавливать знаки воздушного патрулирования, на которые наносят километраж, видимый с воздуха, при проведении воздушного патрулирования.

6.3.2 Знаки устанавливают на столбиках высотой от 1,5 до 2,0 м. Для установки знаков допускается использовать КИП катодной защиты ЭХЗ, опоры высоковольтных линий электропередач, принадлежащих собственнику МГ. Столбики окрашивают в оранжевый или ярко-желтый цвет. В случае установки знаков на опоры ЛЭП ее окрашивают в соответствующий цвет до высоты установки знака.

На землях сельскохозяйственного назначения и использования знаки допускается устанавливать на границах полей, лесопосадок.

6.3.3 В местах пересечения газопроводов устанавливают знак:

- с железными дорогами всех категорий — «Осторожно! Газопровод», приведенный в Е.2;
- с автомобильными дорогами всех категорий — знак «Осторожно! Газопровод», приведенный в Е.2, и «Остановка запрещена» в соответствии с ГОСТ 32945.

Знак «Остановка запрещена» устанавливают на границе минимальных расстояний до газопровода, определяемых в соответствии с техническими регламентами, принятыми в государствах, принявших настоящий стандарт.

6.3.4 В местах неорганизованных переездов через газопроводы устанавливают знак «Газопровод. Переезд запрещен», приведенный в Е.3.

6.3.5 Установку соответствующих дорожных знаков в местах пересечения газопровода с автомобильными и железными дорогами, автопроездами обеспечивает ЭО в порядке, установленном национальным законодательством.

6.3.6 Границы зон обслуживания газопроводов между ЭО, а также между филиалами ЭО обозначают знаком закрепления границ зон обслуживания, приведенным в Е.4.

6.3.7 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», приведенными в Е.1 и Е.2.

6.3.8 На обоих берегах судоходных рек и водоемов на расстоянии 100 м выше и ниже по течению от крайних газопроводов ПП МГ устанавливают запрещающие знаки «Якоря не бросать» и сигнальные огни в соответствии с ГОСТ 26600. Сигнальные знаки устанавливает филиал ЭО по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управлениями каналов) и вносит их последними в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты согласно требованиям национального законодательства.

6.3.9 Надземные переходы оборудуют конструкциями, исключающими перемещение посторонних лиц по газопроводу, и устанавливают на них знаки «Осторожно! Газопровод» и «Газ! Вход запрещен», приведенные в Е.2 и Е.5.

6.3.10 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», приведенные в Д.5 и Д.6.

6.3.11 В ЛЭС формируют и поддерживают в актуальном состоянии реестр знаков, установленных на эксплуатируемых участках ЛЧ МГ.

6.3.12 На наружной стороне ограждений узлов линейной ТПА, узлов запуска-приема ВТУ и других площадных объектов ЛЧ МГ (конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, устройств аварийного сбора конденсата и т. п.) устанавливают знак «Газ! Вход запрещен», приведенный в Е.5, а также информационную табличку с указанием ЭО, филиала ЭО и телефона филиала ЭО, приведенную в Е.7, и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить», приведенный в Е.6.

На внутренней стороне ограждений узлов линейной ТПА, узлов запуска-приема ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, устройств аварийного сбора конденсата размещают технологическую схему (копию) данного объекта ЛЧ МГ. Комплект утвержденных технологических схем хранится в ЛЭС филиала ЭО. Пересмотр, актуализация и переутверждение схем выполняются в случае изменений после проведения реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта, но не реже чем один раз в 5 лет.

6.3.13 В местах выявленных утечек газа устанавливают знак «Осторожно! Газ», приведенный в Е.8, а также информационную табличку с указанием ЭО, филиала ЭО и телефона филиала ЭО, приведенную в Е.7, и знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить», приведенный в Е.6. Зону утечки обозначают сигнальной лентой.

6.3.14 Предупреждающие, запрещающие и информационные знаки устанавливают согласно ГОСТ 12.4.026. Текст поясняющих надписей на знаках и табличках к знакам должен быть выполнен на государственном и (или) русском языке.

6.3.15 Дома линейных обходчиков и аварийные машины ЛЭС укомплектовывают знаками и средствами для временного обозначения мест утечек, ремонтируемых и аварийных участков газопроводов, приведенными в Е.3 и Е.8.

6.4 Техническое обслуживание

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

6.4.2 Филиал ЭО, обслуживающий ЛЧ МГ, осуществляет:

- периодический осмотр и техническое обслуживание газопроводов, элементов и сооружений ЛЧ МГ (переходов через искусственные и естественные препятствия и др.);
- содержание в соответствии с национальным законодательством и НД элементов, сооружений и охранной зоны ЛЧ МГ;
- поддержание в работоспособном состоянии и своевременное пополнение аварийной техники, механизмов, приспособлений;
- периодическую очистку полости газопровода пропуском очистных ВТУ;
- подготовку ЛЧ МГ к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка;
- содержание в работоспособном состоянии вертолетных площадок, вдольтрассовых проездов и подъездов к объектам, своевременную замену знаков закрепления трассы газопровода на местности, предупреждающих, запрещающих и информационных знаков, установленных на ЛЧ МГ согласно реестру по 6.3.11.

6.4.3 Периодичность и объемы проведения осмотров ЛЧ МГ устанавливает собственник МГ и/или ЭО, уполномоченная собственником МГ.

Конкретные сроки проведения осмотров ЛЧ МГ устанавливают ежегодным графиком, разработанным в порядке, установленном собственником МГ, с учетом конкретных условий эксплуатации, технического состояния газопровода, типов грунтов, геологических условий, внутреннего давления в газопроводе, коррозионной агрессивности грунтов, наличия блуждающих токов, характера местности, времени года, применяемых видов патрулирования или их комбинаций и т. д. В графике предусматривают проведение осмотров с непосредственным участием работников служб ЛЭС.

6.4.4 Сроки осмотра трасс газопроводов пересматривают с учетом изменения условий эксплуатации. Осмотры выполняют с использованием: аэрокосмических средств, автотранспорта, транспортных средств, в т. ч. специальных повышенной проходимости, или пешим обходом. Способы осмотров устанавливает ЭО.

6.4.5 На надземных переходах осмотры выполняют три раза в год с фиксацией результатов в журнале осмотров:

- весной — после паводка;
- летом — в период максимальных температур воздуха;
- зимой — в период минимальных температур воздуха.

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

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.

6.4.7 Контроль фактической глубины заложения газопровода проводят через каждые 500 м в характерных точках, в т. ч. на углах поворота МГ в горизонтальной плоскости:

- на непахотных землях — не реже одного раза в пять лет;
- на пахотных — не реже одного раза в три года;
- участки газопроводов, проложенных в подвижных песках и дамбах, осматривают один раз в год.

Исходя из местных условий эксплуатации ЭО может принимать решение о сокращении временных интервалов между проведением контроля фактической глубины заложения газопровода.

Результаты контроля отражают в акте с указанием фактической глубины заложения газопровода в каждой точке замера.

6.4.8 Проверку на отсутствие электрического контакта между трубой и защитным футляром проводят совместно со службой ЭХЗ в период подготовки к осенне-зимнему периоду и по завершении весеннего паводка. Результаты проверки оформляют актом.

6.4.9 В ходе осмотров проверяют:

- охранную зону объектов МГ и минимальные расстояния;
- переходы через естественные и искусственные препятствия, в том числе наличие и состояние реперных знаков, состояние берегоукрепления, каменных набросов и облицовок, места возможных размывов;
- отсутствие ДКР;
- узлы ТПА;
- площадки складирования аварийного запаса труб, по результатам осмотра которых составляют акт проверки состояния аварийного запаса труб и СДТ, форма которого приведена в Ж.1;
- узлы приема и запуска ВТУ;
- вдольтрассовые проезды, подъезды к газопроводам, вертолетные площадки, мосты, дамбы, переезды через газопроводы, водопропускные и другие сооружения, состояние откосов, места возможных размывов;
- линии и объекты энергоснабжения, ЭХЗ и связи;
- сохранность трансформаторных подстанций и контрольных пунктов телемеханики, КИП и А;
- знаки безопасности, обозначения и закрепления трассы, информационные знаки на площадочных сооружениях и элементах МГ, КИП;
- целостность ИТСО;
- предупредительные и дорожные знаки на пересечениях с автомобильными, железными дорогами, водными и другими преградами, знаки судоходной обстановки;
- пересечения газопроводов с коммуникациями сторонних организаций (ЛЭП, нефтепродуктопроводы и т. п.);
- другие сооружения и элементы МГ.

6.4.10 Цели осмотра:

- оценка технического состояния оборудования и коммуникаций;
- обнаружение нарушений требований настоящего стандарта и НД;
- выявление утечек, неполадок, повреждений и отказов;
- выявление несанкционированных работ в охранной зоне газопроводов;
- выявление нарушений минимальных расстояний;
- выявление видимых отказов, неполадок и нарушений нормальной эксплуатации близлежащих и пересекаемых газопроводом сооружений и объектов, угрожающих его целостности или нормальной эксплуатации;
- выявление видимых нарушений производственной безопасности.

6.4.11 При проведении обследований (осмотров) газопроводов, проложенных через автомобильные и железные дороги в защитных футлярах (кожухах), при наличии вытяжной свечи не реже двух раз в год проводят оперативный анализ воздушной среды из межтрубного пространства с помощью переносного газоанализатора на наличие утечек газа. По решению руководства ЭО (филиала ЭО) с учетом технического состояния газопровода периодичность измерений допускается учащать. Результаты замеров отражают в акте.

6.4.12 Аэрокосмическое обследование трассы газопровода осуществляют с применением летательных аппаратов (в том числе с дистанционными газоанализаторами, тепловизорами и т. д.) и спутниковых систем. Воздушное патрулирование проводят в соответствии с НД собственника МГ.

6.4.13 Проведение осмотра, а также обнаруженные при осмотре нарушения, повреждения и отказы регистрируют в журнале осмотра ЛЧ газопровода, форма которого приведена в Ж.2. Осмотр прекращают и принимают немедленные меры (оповещение ДС филиала ЭО и др.) с целью предотвращения аварии при обнаружении повреждений, характер и размеры которых по оценке лица, выполняющего осмотр, могут приводить к аварии.

6.4.14 Об обнаруженных утечках газа немедленно сообщают диспетчеру ДС филиала ЭО.

При этом немедленно принимают меры по определению места и характера утечки, обеспечению необходимых мер безопасности (установку знаков, ограждений, охранных постов и т. п.), а также другие действия и согласованные с ДС меры по предотвращению возникновения аварий.

6.4.15 Очистку полости газопровода обеспечивают выполнением необходимых технологических операций по запуску и приему очистного ВТУ и выполняют по специальной инструкции, разрабатывае-

мой филиалом ЭО на основе документов по стандартизации, которые предусматривают организацию работ, технологию запуска и приема очистного ВТУ, методы и средства контроля прохождения по газопроводу, требования безопасности и противопожарные мероприятия.

6.5 Техническое диагностирование

6.5.1 Техническое диагностирование ЛЧ МГ осуществляют до ввода в эксплуатацию, на протяжении срока эксплуатации (за исключением периода ликвидации), с использованием людских и материальных ресурсов, взаимодействующих согласно принятой организационной структуре распределения при надлежащем диагностическом обеспечении.

6.5.2 Система диагностических обследований объектов ЛЧ представляет собой совокупность средств, объектов и исполнителей, необходимых для проведения технического диагностирования в соответствии с установленным порядком и по правилам, регламентированным в НД и ТД.

6.5.3 Работы по техническому диагностированию ЛЧ МГ проводят на основании планов проведения диагностических обследований. Порядок разработки, согласования, утверждения и реализации планов проведения диагностических обследований устанавливает собственник МГ.

6.5.4 Периодичность диагностических обследований, шурфования, коррозионных обследований объектов ЛЧ МГ устанавливает ЭО с учетом технического состояния в соответствии с требованиями НД собственника МГ и ЭО. В части противокоррозионной защиты ЭО устанавливает периодичность обследований ЛЧ МГ в соответствии с НД собственника МГ.

6.5.5 При составлении проектов планов проведения диагностических обследований ЛЧ МГ и установлении сроков их проведения, периодичности и объемов учитывают:

- категорию, конструкционные особенности и срок эксплуатации участков ЛЧ МГ;
- наличие нарушений охранных зон и минимальных расстояний;
- наличие и характер отказов в период эксплуатации;
- особенности района расположения;
- наличие участков ЛЧ МГ, относящихся к потенциально опасным, особо ответственным, сложным для диагностирования;
- результаты предыдущих диагностических обследований и экспертиз участков ЛЧ МГ;
- требования НД.

6.5.6 В зависимости от функционального назначения и конструктивных параметров в качестве объектов диагностических обследований ЛЧ МГ выделяют:

- линейные участки газопроводов, в том числе участки МГ, газопроводов-отводов, газопроводов-перемычек, лупингов, резервные нитки, резервные дюкеры, дублирующие врезки, врезки на перспективу;
- ПП МГ и пересечения через водные преграды, в том числе реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки, болота;
- переходы через железные и автомобильные дороги;
- воздушные (надземные) переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия, в том числе балочные переходы через овраги, рвы и пересыхающие ручьи;
- взаимные пересечения газопроводов и пересечения с другими инженерными коммуникациями, в том числе нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, канализационными коллекторами, оросительными системами и с ВЛ;
- узлы линейной ТПА;
- узлы запуска и приема очистных устройств и средств ВТД;
- другие элементы согласно НД.

6.5.7 Для объектов ЛЧ МГ, как правило, используют следующие способы проведения технического диагностирования:

- ВТД протяженных участков газопроводов с использованием внутритрубных инспекционных приборов в потоке среды или методом тросовой протяжки, в том числе с применением временных камер запуска, приема ВТУ;
- ВТД локальных участков газопроводов с применением автоматизированных диагностических комплексов;
- электрометрические обследования;
- обследование участка газопровода в шурфах с применением средств неразрушающего контроля;

- коррозионное обследование участка газопровода;
- обследования ПП МГ с использованием плавательных средств, а также приборно-водолазное обследование ПП МГ ЛЧ МГ;
- дополнительные способы диагностирования и контроля, в том числе акустико-эмиссионный контроль объектов, определение пространственного положения участков газопроводов, оценка напряженно-деформированного состояния участков газопроводов.

6.5.8 Проведение работ по диагностическому обследованию участков действующих трубопроводов в местах пересечений с проектируемыми коммуникациями выполняют на этапе проектно-изыскательских работ. Ремонт или переукладку (замену) пересекаемого участка по результатам выполненного диагностического обследования учитывают в сводном сметном расчете по объекту строительства и выполняют до начала основных строительно-монтажных работ.

6.5.9 Работники специализированной организации и ЭО, привлекаемые к диагностированию ЛЧ МГ, допускаются к работам в установленном собственником МГ или ЭО порядке с обязательным рассмотрением особенностей конкретного участка газопровода.

6.5.10 Работы по техническому диагностированию выполняют с использованием средств и технологий диагностирования и неразрушающего контроля, разрешенных к применению на ЛЧ МГ в установленном собственником МГ порядке.

6.5.11 Результаты обследований оформляют документами (актами, заключениями, протоколами, отчетами), оригиналы которых хранят в филиале ЭО у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта МГ, копии направляют в ПОЭ ЭО и в электронную базу данных собственника МГ.

6.6 Ремонт

6.6.1 Ремонт ЛЧ МГ включает комплекс работ, направленных на поддержание и/или восстановление работоспособности участка ЛЧ МГ в рамках проектных параметров, обеспечение нормальных условий эксплуатации за счет замены или восстановления отдельных элементов, конструкций и систем.

6.6.2 Решения о необходимости ремонта ЛЧ МГ принимают на основании анализа и оценки технического состояния узлов и элементов, учитывающих:

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

Порядок и приоритетность вывода в ремонт и ремонта участков ЛЧ МГ устанавливают в НД собственника МГ.

6.6.3 Ремонтные работы выполняют:

- с выводом участка газопровода из работы (с отключением участка от действующего МГ и освобождением полости газопровода от газа);
- с понижением при необходимости давления до значений в соответствии с требованиями НД собственника МГ;
- без изменения режима транспортирования газа.

6.6.4 Ремонтные работы подразделяют:

- на плановые — ремонт газопроводов, выполняемый в соответствии с НД собственника МГ, выполняемый по соответствующим программам и планам-графикам собственника МГ;
- внеплановые — ремонт газопроводов по техническому состоянию в целях предотвращения отказов ЛЧ;
- аварийно-восстановительные — устранение последствий аварий, инцидентов.

6.6.5 Вывод участков газопроводов в ремонт осуществляет филиал ЭО в соответствии с требованиями национального законодательства, НД собственника МГ при наличии плана производства работ (технологических карт), организованного строительного контроля (технического надзора) при ведении ремонтных работ, полной комплектации или согласованного ЭО графика поставки МТР, оформленных согласно национальному законодательству прав пользования на земельные (лесные) участки, необходимые для производства работ.

6.6.6 Перечень работ, относящихся к капитальному ремонту, устанавливает собственник МГ с учетом национального законодательства.

6.6.7 Ремонт защитных покрытий газопровода в местах повреждений проводят в соответствии с требованиями НД. Защитное покрытие и технология нанесения на отремонтированном участке должны

соответствовать требованиям НД и основному покрытию сооружения. При ремонте защитных покрытий объектов МГ используют материалы, разрешенные к применению собственником МГ.

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

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

6.6.10 До ввода отремонтированного участка газопровода в работу выполняют мероприятия по осушке его полости согласно документам собственника МГ.

6.6.11 Отбраковку труб с выявленными дефектами и принятие решения о возможности их дальнейшей эксплуатации или о необходимости ремонта проводят в соответствии с требованиями НД собственника МГ.

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

6.6.13 Плановые ремонтные работы ЛЧ МГ выполняют специализированные организации или филиалы ЭО. Разрешение на проведение ремонтных работ выдает ЭО.

6.6.14 Заварку технологических отверстий, приварку силовых заглушек, испытания газопроводов газом выполняют филиалы ЭО.

6.6.15 При выполнении ремонтных работ применяют материалы, технологии и оборудование, допущенные к применению на объектах МГ в установленном собственником МГ порядке и обеспечивающие необходимый уровень качества.

6.6.16 При выводе участков газопроводов в ремонт и вводе в работу после выполнения ремонта, в т. ч. на этапе заполнения, филиал ЭО совместно с производителем работ обеспечивают безопасность производства работ, выполняют мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, по охране окружающей среды.

6.7 Транспортные технические средства

6.7.1 ЛЭС, УАВР и АВП оснащают необходимыми специализированными транспортными средствами, строительными механизмами, грузоподъемной, землеройной и электрогазосварочной техникой, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с нормативным табелем оснащения, устанавливаемым собственником МГ.

6.7.2 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 в соответствии с табелем оснащения, содержание и постоянную готовность техники к использованию по назначению.

6.7.3 Транспорт, оборудование и имущество ЛЭС, УАВР и АВП, предназначенные для локализации инцидентов и аварий, выполнения аварийно-восстановительных работ, поддерживают в работоспособном состоянии и постоянной готовности к немедленному выезду и применению на месте аварии.

6.7.4 Порядок использования аварийной техники устанавливает руководство ЭО.

6.8 Техническая документация

6.8.1 Эксплуатационная 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 аварийного запаса труб, места расположения объектов и средств электрохимической защиты и т. д.), утвержденные руководством филиала ЭО;
- технические паспорта (формуляры) на участки ЛЧ МГ, ПП МГ и другие сооружения ЛЧ МГ;
- формуляр подтверждения величины РРД;
- паспорта основного оборудования, оборудования и сосудов, работающих под давлением;
- инструкции производителей по эксплуатации оборудования и механизмов;

- документы, содержащие сведения о фактическом положении газопроводов, включая материалы геодезического позиционирования, результаты контроля фактической глубины заложения и т. д.;
- НД, установленная национальным законодательством, собственником МГ или ЭО.

6.8.2 ЛЭС должна иметь также следующую оперативную документацию:
- журнал осмотра трассы газопровода;
- журнал учета воздушного патрулирования трассы и выявленных дефектов;
- журнал учета работ, выполняемых на ЛЧ МГ;
- журнал/журналы учета работ повышенной опасности (газоопасных, огневых, земляных и т. д.);
- журнал учета выездов аварийной техники;
- ПМЛА;
- план сбора аварийной бригады;
- технические акты по расследованию причин отказов, инцидентов и аварий;
- документацию по хранению и применению ингибиторов гидратообразования, а также одоранта при отсутствии службы ГРС в филиале ЭО;
- документы по обследованию, очистке полости и испытаниям газопроводов и оборудования;
- журнал учета утечек газа;
- акты ремонтов защитного покрытия газопроводов объектов МГ;
- НД и другую документацию, установленную ЭО.

6.8.3 Формы журналов, ведение которых осуществляет ЛЭС, приведены в приложении Ж. Ведение журналов ЛЭС допускается в электронном виде при условии обеспечения сохранности вносимой информации и защиты от несанкционированных ее изменений.

6.8.4 В ЭД и технические паспорта участков ЛЧ МГ своевременно вносят изменения, связанные с реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией аварийным и капитальным ремонтом, пересечением газопровода новыми коммуникациями.

7 Компрессорные станции

7.1 Общие положения

7.1.1 В комплекс КС входят, как правило, один или несколько КЦ, инфраструктурные объекты, системы и сооружения.

7.1.2 Производственные объекты КС имеют обозначения (наименования) и станционную нумерацию в соответствии с технологическими схемами. Обозначения выполняют несмываемой краской либо другим износостойким способом на видных местах.

7.1.3 Изменение проекта сооружений КС, а также конструкции оборудования осуществляют в установленном порядке.

7.2 Организация эксплуатации

7.2.1 Основное и вспомогательное технологическое оборудование, системы и сооружения КЦ эксплуатируют ГКС, основными задачами которых являются:
- обеспечение заданного технологического режима компримирования газа;
- обеспечение эффективной, надежной и безопасной эксплуатации оборудования и систем;
- поддержание работоспособного технического состояния оборудования и систем КС.

7.2.2 Меры безопасности при эксплуатации КС определяют в соответствии с национальным законодательством, технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации систем и оборудования, планами проведения ремонтных работ, должностными (рабочими) инструкциями, инструкциями по охране труда для профессий рабочих и отдельным видам работ, требованиями документов по техническому регулированию, настоящим стандартом и НД собственника МГ.

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

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

7.2.5 Эксплуатационный персонал при аварии действует в соответствии с ПМЛА.

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

- наблюдение за осадкой зданий и сооружений, фундаментов под оборудованием и газопроводами;
- испытания, освидетельствования объектов и технических устройств подведомственным национальным (государственным) органом контроля и надзора;
- контроль вибрационного состояния технологических трубопроводов;
- техническое диагностирование ГПА;
- измерение эмиссии загрязняющих веществ с продуктами сгорания газоиспользующего оборудования;
- контроль акустических показателей оборудования на соответствие их действующим нормам;
- обследование технологических трубопроводов, оборудования и систем с целью обнаружения утечек и перетоков газа;
- контроль неразрушающими методами толщин стенок технологических трубопроводов в эрозионно-опасных местах;
- контроль состояния заземляющих устройств;
- другие методы и виды контроля согласно НД.

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

На КС должен быть обеспечен неснижаемый запас смазочных масел, объемы которых определяются местными условиями эксплуатации, составом оборудования и условиями поставки и утверждаются собственником МГ и (или) ЭО.

В процессе хранения и эксплуатации масло периодически подвергают химическому анализу согласно НД собственника МГ и (или) ЭО.

7.3 Техническое обслуживание и диагностирование, ремонт

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

Техническое обслуживание КС в процессе эксплуатации осуществляет персонал службы ГКС и персонал соответствующих служб филиала ЭО в соответствии с НД собственника МГ.

7.3.2 Организацию системы ДТОиР осуществляют в соответствии с положением (порядком), определяющим отношения, возникающие в процессе планирования, организации, мониторинга и выполнения ДТОиР объектов МГ.

7.3.3 Система ДТОиР 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;
- внеплановый (аварийно-восстановительный) ремонт.

Задачами технического диагностирования оборудования и трубопроводов КС является оценка их технического состояния, выявление изменений технического состояния, условий взаимодействия с окружающей средой, выявление дефектов, а при необходимости — способов и методов ремонта, прогнозирование интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние.

Техническое диагностирование ГПА включает:

- оперативную параметрическую диагностику в составе САУ ГПА, САУ КЦ и/или информационно-аналитической системы, агрегатных автоматизированных систем диагностики;
- диагностирование силами филиала ЭО;
- диагностирование в процессе ремонтных работ;
- удаленное диагностирование, в т. ч. производителя;
- диагностирование в процессе ремонтных работ.

7.3.4 Периодичность и объем ДТОиР определяют на основании требований эксплуатационной и ремонтной документации производителей с учетом технического состояния оборудования.

7.3.5 Ремонт вспомогательных механизмов, устройств и систем, непосредственно связанных с основным оборудованием, преимущественно проводят одновременно с ремонтом основного оборудования.

7.3.6 Технические решения по изменению конструкции ГПА и другого основного технологического оборудования КС согласовывают с его производителем или организациями, имеющими соответствующие разрешительные документы (лицензии, сертификаты), утвержденные в установленном порядке.

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

7.3.8 По истечении нормативного срока службы технологическое оборудование (в том числе приводные газотурбинные двигатели стационарного типа и нагнетатели газа всех типов) подвергают процедуре установления возможности и продолжительности дальнейшей безопасной эксплуатации. Подготовку и проведение исследовательских, диагностических, контрольных и других испытаний и мероприятий выполняют по утвержденным собственником МГ и (или) ЭО программам и методикам.

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 на узле подключения к МГ;
- установка очистки газа (цеховая или агрегатная) с системой сбора, накопления и удаления жидких и твердых отходов;
- установка воздушного охлаждения газа (цеховая или агрегатная);
- установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- технологические (в том числе и межцеховые) коммуникации;
- ТПА;
- система электроснабжения КЦ;
- УИ на собственные технологические нужды;
- УИ компримируемого газа;
- АСУ ТП КЦ, САУ установок основного и вспомогательного производственного назначения, СПА;
- системы и средства связи;
- вспомогательные системы и устройства (маслоснабжения, тепловодоснабжения, подачи азота, ЭХЗ, пожарной безопасности, КЗ, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, канализации, сжатого воздуха и др.), водоснабжения, пожаротушения, расположения пожарных лафетных стволов, производственной канализации и т. п.

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

7.4.3 ГПА имеют порядковый станционный номер, который наносят на видном месте. Сосуды и оборудование, работающие под давлением, и ТПА технологической обвязки КЦ имеют станционную нумерацию, в соответствии с технологической схемой, и специальную маркировку в виде четких и нестираемых надписей, содержащих информацию в соответствии с требованиями технических регламентов, принятых в государствах, принявших настоящий стандарт.

7.4.4 При эксплуатации оборудования и сосудов, работающих под давлением, руководствуются требованиями технических регламентов, принятых в государствах, принявших настоящий стандарт, национальным законодательством и инструкциями производителя.

7.4.5 Количество включенного в работу основного технологического оборудования (ГПА, аппараты очистки и охлаждения газа) определяют в соответствии с диспетчерским технологическим заданием технологического режима КЦ (КС).

7.4.6 Пуск, останов и оперативные переключения в технологической схеме КЦ (КС) выполняют в соответствии с технологическим регламентом, актуализированным для текущих условий эксплуатации.

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

- не допускает отклонение от предельных рабочих параметров ГПА и другого оборудования;
- контролирует и регулирует распределения нагрузок между установками, агрегатами и аппаратами;
- следит за изменением метеоусловий и параметров атмосферного воздуха, предупреждает возможность обледенения оборудования и его элементов;
- не допускает возникновения местных источников запыления атмосферного воздуха;
- проводит 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 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 отопления;
- контролирует параметры системы теплоснабжения, осуществляет регулирование и оперативные переключения теплообменников;
- выявляет и принимает меры по устранению утечек газа;
- обеспечивает работоспособность автоматических защит оборудования в пределах, предусмотренных ЭД;
- обеспечивает условия нахождения ГПА в различных состояниях (работа, резерв, горячий резерв, техобслуживание, ремонт, консервация и т. д.) и длительность нахождения ГПА согласно ЭД и (или) ПД.

В 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.).

7.4.8 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);
- при разрыве входных или выходных шлейфов, технологических (в том числе и межцеховых) коммуникаций или значительных выбросах газа;
- при пожаре на установках очистки, охлаждения газа и технологических коммуникациях;
- во время стихийных бедствий, создающих угрозу оборудованию и жизни людей (ураган, наводнение, землетрясение и др.).

7.4.9 В процессе эксплуатации подвергают испытаниям на срабатывание (включение и/или функционирование) по специальным инструкциям или по алгоритму АСУ ТП КЦ следующие системы и оборудование:
- источники электроснабжения (резервные и аварийные) — 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 пожаротушения — в сроки, определенные инструкциями по эксплуатации;
- систему аварийного отключения КЦ — при плановом останове КЦ;
- ТПА узлов подключения и КС — не реже одного раза в год при плановой остановке цеха.

Проверку проводят путем полной перестановки затворов ТПА дистанционно или вручную, при отсутствии системы дистанционного управления.

7.4.10 Один раз в год КЦ в плановом порядке останавливают (преимущественно в летнее время) для выполнения ремонтно-профилактических работ и проверки автоматических защит и ТПА с составлением акта проверки. Срок остановки, как правило, не должен превышать 48 часов.

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

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

7.5 Установка очистки газа

7.5.1 Эксплуатацию УОГ осуществляют в соответствии с инструкцией по эксплуатации, разработанной ЭО в соответствии с НД производителя и собственника МГ.

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

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

7.5.4 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 определяют в инструкциях по эксплуатации.

7.5.5 Периодически, как правило, при очередном техническом освидетельствовании проверяют исправность сепарационных (циклонных) элементов, трубных досок, других элементов аппарата, очищают от загрязнений.

7.6 Установка воздушного охлаждения газа

7.6.1 Эксплуатацию АВО проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации, разработанной ЭО в соответствии с НД производителя и собственника МГ.

7.6.2 Количество включенных в работу вентиляторов охлаждения или регулирование частоты вращения определяют с учетом температурного режима.

7.6.3 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).

7.6.4 Очистку внутренних полостей теплообменных секций осуществляют периодически. Периодичность и объем выполнения указанных операций определяют в соответствии с инструкцией по эксплуатации и НД.

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, разработанными ЭО в соответствии с НД производителя и собственника МГ.

7.7.2 Систему топливного газа эксплуатируют в режиме автоматического включения резервной линии в блоке редуцирования газа при отказе основной линии. Периодически (не реже одного раза в месяц) проводят переключение (смену) основной и резервной линий редуцирования для проверки работоспособности.

7.8 Техническая документация

7.8.1 На КС используют документацию, предусмотренную настоящим стандартом и НД собственника МГ, в том числе:

- технологический регламент по эксплуатации КС;
- должностные инструкции;
- инструкции по охране труда для профессий рабочих и отдельных видов 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;
- ПМЛА;
- другие документы.

7.8.2 Рекомендуемый перечень оперативной документации, используемой на КС, содержит:

- оперативный журнал;
- журнал вывода в ремонт и приемки из ремонта ГПА;
- журнал выдачи заданий и распоряжений персоналу;
- журнал учета расхода и движения масел;
- журнал учета газоопасных работ, проводимых без наряда-допуска на проведение работ;
- журнал дефектов и неисправностей;
- журнал контроля воздуха рабочей зоны;
- журнал эксплуатации системы вентиляции (кондиционирования) воздуха;
- журнал выдачи ключей.

8 Подземные хранилища газа

8.1 Общие положения

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

8.1.2 Жизненный цикл ПХГ имеет 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 (строительного) проектов создания ПХГ;
- бурение скважин;
- строительство комплекса наземного обустройства ПХГ;
- пусконаладочные работы на промплощадке до полного вывода комплекса на проектный режим эксплуатации;
- опытно-промышленную эксплуатацию ПХГ;
- циклическую эксплуатацию ПХГ;
- оформление горного отвода, получение соответствующих разрешений и лицензий.

8.1.3 Техническое обустройство ПХГ обеспечивает бесперебойное функционирование ТП закачки, хранения и отбора газа.

8.1.4 В состав ПХГ, как правило, входят следующие сооружения и элементы:

- комплекс производственных зданий и сооружений;
- один или несколько цехов ГПА;
- газовый промысел с газосборными пунктами, трубопроводами и комплексом скважин с подземным и устьевым оборудованием;

- установки подготовки газа с измерительными приборами, распределительными и регулирующими устройствами;
- газопровод подключения к МГ, газопроводы-шлейфы, коллекторы, ингибиторопроводы;
- системы автоматического контроля, защиты и управления;
- системы и средства связи;
- отопительное, химреагентное и другие вспомогательные хозяйства.

8.1.5 Задачи служб и основных производственных бригад, сферу деятельности определяют в соответствии с положениями, утвержденными руководством ЭО.

8.1.6 Функции и обязанности эксплуатационного персонала регламентируют типовые положения, должностные (рабочие) инструкции и руководство по обслуживанию и эксплуатации оборудования и агрегатов, составленные с учетом конкретных условий выполнения технологических операций и утверждаемые ЭО.

8.1.7 Изменение режима эксплуатации ПХГ выполняют по распоряжению диспетчерского подразделения.

8.1.8 Аварийные скважины, не подлежащие восстановлению или капитальному ремонту, ликвидируют в соответствии с требованиями, установленными национальным законодательством и НД.

8.2 Организация эксплуатации

8.2.1 Создание и эксплуатацию ПХГ производят в соответствии с требованиями национального законодательства, настоящего стандарта и НД собственника МГ.

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 в соляные каверны, 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.

Организацию технического руководства эксплуатацией ПХГ в ЭО возглавляет заместитель руководителя по направлению и осуществляет:

- производственный отдел ПХГ (ПО ПХГ) — по технической части работ;
- геологический отдел ПХГ (ГО ПХГ) — по геолого-промысловой части.

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 ЭО и уполномоченными органами государственного надзора и контроля (в соответствии с требованиями национального законодательства).

Работы, связанные с ремонтом скважин ПХГ, без соответствующего согласования и контроля со стороны геологической службы проводить запрещается.

8.2.4 Нормальные условия функционирования и безопасность при эксплуатации фонда скважин и технологического оборудования обеспечивают в соответствии с требованиями национального законодательства, НД собственника МГ и технологического регламента, а также:

- устранением дефектов, выявленных по результатам выполненных работ по диагностике оборудования скважин, ГПА, установок подготовки газа и других технологических объектов;
- соблюдением технологического режима работы скважин и комплекса технологического оборудования;
- выполнением графика плановых ремонтов основного и вспомогательного оборудования объектов ПХГ.

8.2.5 При эксплуатации ПХГ проводят геолого-технологическое обследование (аудит) оценки эффективности функционирования наземного обустройства и герметичности ПХГ (шлейфов скважин, установок очистки, контроля параметров газа, КС и др.) с периодичностью, установленной собственником объекта МГ.

8.2.6 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.

8.2.7 Ежегодно по завершении сезона отбора (закачки) силами эксплуатационных служб ПХГ проводят анализ эффективности работы промыслового оборудования технологической цепочки «скважина — МГ».

8.3 Техническое обслуживание и ремонт

8.3.1 Периодичность и последовательность технического обслуживания устанавливают индивидуально для технологического узла или участка в соответствии с рекомендациями производителя и действующей НД.

8.3.2 Ремонт оборудования, элементов, средств и систем ПХГ выполняют согласно национальному законодательству и НД собственника МГ.

8.4 Техническое диагностирование

8.4.1 Организацию, планирование и проведение работ по техническому диагностированию объектов ПХГ осуществляют в соответствии с требованиями НД собственника МГ.

8.4.2 Техническое, методическое и организационное руководство проведения диагностирования технических устройств, оборудования и сооружений объектов ПХГ обеспечивает собственник объекта МГ.

8.4.3 Методика проведения диагностического обследования объектов ПХГ включает три вида технического диагностирования:

- базовое (первичное) техническое диагностирование;
- периодическое техническое диагностирование;
- экспертное техническое диагностирование (техническое диагностирование с целью продления назначенного ресурса).

8.4.4 Работы по техническому диагностированию объектов ПХГ проводят в соответствии с программой по диагностированию технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ, ежегодно утверждаемой собственником МГ.

8.4.5 ЭО, осуществляющие эксплуатацию ПХГ, и специализированные организации несут ответственность за проведение обследований, достоверность и сохранность информации, полученной в ходе экспертного технического диагностирования (технического диагностирования с целью продления назначенного ресурса).

8.5 Техническая документация

8.5.1 Службы ПХГ использует следующую ТД:

- ситуационный план с производственными зданиями, сооружениями, скважинами, подземными и наземными коммуникациями, дорогами и подъездами;
- отдельные планы промышленных площадок и цехов с 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 ПХГ используют следующую документацию:

- паспорта производителя на установленное оборудование и аппаратуру;
- инструкции по эксплуатации оборудования;
- технологические схемы;
- журналы административно-производственного контроля;
- перечни огневых и газоопасных работ;
- графики планово-предупредительных ремонтов;
- журнал выдачи заданий/распоряжений;

- результаты технического диагностирования (отчеты, заключения и т. д.), паспорта (формуляры) технического состояния и заключения проведенных экспертиз на установленное оборудование, технические устройства и сооружения;
- положения о службах, технологические регламенты установок и инструкции по техническому обслуживанию;
- эксплуатационные и ремонтные формуляры;
- должностные (рабочие) инструкции эксплуатационного персонала.

9 Газораспределительные станции

9.1 Общие положения

9.1.1 ГРС предназначены для подачи природного газа в сети газораспределения с заданным давлением, температурой, объемом, необходимой степенью очистки, измерением расхода газа, одоризации при необходимости, контроля качества газа.

На ГРС могут производиться СПГ, КПГ, электроэнергия и холод (как для собственных технологических нужд, так и для сторонних потребителей).

Заправка топливных систем транспортных средств сжиженным и КПГ непосредственно на площадке ГРС не допускается.

9.1.2 Объектами эксплуатации на ГРС являются следующие узлы:
- переключения;
- очистки газа;
- предотвращения гидратообразования (при необходимости);
- редуцирования газа;
- измерений расхода газа;
- одоризации газа (при необходимости);
- производства СПГ (при необходимости);
- производства КПГ (при необходимости);
- выработки электроэнергии (при необходимости);
- подготовки хладагента (при необходимости);
- перевалки СПГ или КПГ на другой вид транспортирования, в том числе заправки ПАГЗ (при необходимости).

9.1.3 Объектами эксплуатации на ГРС являются следующие системы:
- подготовки газа на собственные нужды;
- подготовки импульсного газа;
- автоматического управления;
- телемеханики;
- технологической связи;
- аварийной защиты и ИТСО;
- КЗ;
- электроснабжения;
- освещения;
- пожарообнаружения и пожарной автоматики;
- молниезащиты и заземления;
- азотирования;
- ЭХЗ;
- отбора проб и/или контроля качества ПГ (СПГ, КПГ при необходимости);
- отопления, вентиляции, кондиционирования, ВК.

9.1.4 Основными классификационными признаками ГРС являются:
- производительность;
- форма обслуживания;
- вид энергообеспечения;
- схема исполнения;
- уровень автоматизации;
- вид производимой продукции.

9.1.4.1 По производительности ГРС подразделяются согласно национальному законодательству и в соответствии с требованиями собственника МГ.

9.1.4.2 Формы обслуживания подразделяются на централизованную, периодическую, надомную и вахтенную.

Централизованная форма обслуживания ГРС подразделяется по категориям:

- централизованная категории 1;
- централизованная категории 2.

При централизованной форме обслуживания категории 1 плановые ТОиР ГРС осуществляют не реже одного раза в 10 дней.

При централизованной форме обслуживания категории 2 плановые ТОиР ГРС осуществляют не реже одного раза в год.

Форму обслуживания каждой ГРС определяет ЭО и указывает в задании на проектирование ГРС с учетом:

- проектной производительности;
- топологии сети газораспределения, в том числе наличия закольцовок (лупингов), резервных (альтернативных) источников;
- наличия и уровня автоматизации;
- местных условий, в том числе удаленности ГРС от филиала ЭО;
- необходимости подачи газа с ГРС неотключаемым потребителям.

Требования к ГРС, определяющие форму обслуживания, устанавливают в НД по эксплуатации ГРС.

9.1.4.3 По виду энергообеспечения ГРС подразделяются:

- на ГРС с внешним энергообеспечением;
- энергонезависимые ГРС.

На ГРС с внешним энергообеспечением в качестве основного источника энергии должен быть предусмотрен ввод от внешней электросети переменного тока.

На энергонезависимых ГРС в качестве основного должен использоваться источник электроэнергии, основанный на принципе использования потенциальной энергии сжатого природного газа.

9.1.4.4 По схеме исполнения ГРС подразделяются:

- на блочные;
- модульные;
- индивидуальные.

К ГРС с блочной схемой исполнения относятся ГРС, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств.

К ГРС с модульной схемой исполнения относятся ГРС, конструкция которых предусматривает возможность дискретного увеличения (уменьшения) производительности за счет установки (снятия) съемных технологических модулей дополнительно к общестанционным блокам в процессе эксплуатации.

К ГРС с индивидуальной схемой исполнения относятся ГРС, выполненные по индивидуальному проекту (ПД).

9.1.4.5 По уровню автоматизации ГРС, оборудованные САУ, подразделяются:

- на ГРС с применением САУ;
- ГРС с применением интеллектуальной САУ.

Автоматизированные ГРС нового поколения должны соответствовать следующим требованиям:

- централизованная форма обслуживания категории 2;
- энергонезависимость;
- модульная схема исполнения (при необходимости);
- использование интеллектуальной САУ;
- использование технологического оборудования со сроком службы не менее 50 лет и предоставление гарантийных обязательств до 60 месяцев с начала эксплуатации.

9.1.5 Дополнительным классификационным признаком является вид производимой продукции:

- газ горючий природный промышленного и коммунально-бытового назначения;
- КПГ;
- СПГ;
- электрическая энергия;
- холод.

9.1.6 Подачу газа газоснабжающим организациям (газораспределительным организациям, потребителям) осуществляют в соответствии с национальным законодательством и НД.

Количество природного газа и режимные параметры на выходе ГРС определяются договором между газотранспортной (газодобывающей) организацией и газоснабжающей организацией (газораспределительной организацией, потребителем). Допустимый диапазон выходного давления газа на ГРС может быть определен с газоснабжающей организацией (газораспределительной организацией, потребителем) в договоре отдельно.

Границей зоны эксплуатационной ответственности между ЭО и газоснабжающей организацией (газораспределительной организацией, потребителем) (либо собственником распределительного газопровода) является условная линия, пересекающая выходной газопровод и проходящая по ограждению ГРС или проходящая по ограждению отключающего устройства выходного газопровода (после отключающего устройства по ходу газа), если отключающее устройство вынесено за основную территорию ГРС. Закрепление границ зон эксплуатационной ответственности и балансовой принадлежности оформляют двухсторонним актом с приложением ситуационного плана.

9.1.7 ГРС обеспечивают телефонной либо иным видом связи согласно ПД.

9.1.8 Для ГРС, не оборудованных стационарными системами КЗ, производственные помещения (зал редуцирования, помещение регистрирующих и КИП и А, одоризационная установка, помещение тепло-генераторов) и рабочие зоны на территории ГРС должны проверяться на загазованность в определенных точках согласно утвержденным схемам в соответствии с графиком, утвержденным руководством филиала ЭО с записью результатов в оперативном журнале.

9.1.9 На внешней стороне по периметру ограждения ГРС устанавливают предупреждающие и запрещающие знаки в соответствии с ГОСТ 12.4.026 и НД собственника МГ, а у входа на территорию ГРС — табличку с названием станции, принадлежности к филиалу ЭО и указанием номера телефона ДС филиала ЭО, приведенную в Е.9.

9.1.10 Надежную и безопасную эксплуатацию ГРС обеспечивают:

- исполнением требований и положений национального законодательства, нормативных правовых актов, документов по техническому регулированию, инструкций и другой НД, регламентирующей требования к эксплуатации ГРС;
- поддержанием технологического оборудования, узлов и систем в работоспособном техническом состоянии;
- диагностированием и контролем технического состояния технологического оборудования, узлов и систем;
- выполнением текущего и капитального ремонтов, реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией и заменой морально устаревшего и физически изношенного оборудования, узлов и систем;
- принятием предупредительных и оперативных мер по предотвращению возможных инцидентов и аварий.

9.1.11 Подачу газа для проведения пусконаладочных работ на вновь построенные, прошедшие реконструкцию или капитальный ремонт ГРС осуществляют по завершении строительно-монтажных работ согласно национальному законодательству и НД собственника МГ.

9.1.12 Для вновь построенных ГРС подачу газа газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителю) осуществляют при наличии согласования собственником МГ, письменного подтверждения газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителя), согласованного с территориальным органом государственного надзора и контроля, о готовности к приему газа. Возобновление подачи природного газа потребителю осуществляют при наличии письменного подтверждения газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителя) о готовности к приему природного газа.

9.1.13 Остановку ГРС с прекращением подачи газа газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителям) проводят в следующих случаях:

- если состояние оборудования коммуникаций, узлов, систем, зданий и сооружений ГРС вызывает угрозу для жизни людей и для имущества;
- при производстве плановых работ по техническому обслуживанию и ремонту на ГРС, газопроводе-отводе, аварии на газопроводе-отводе или ГРС.

Продолжительность и сроки остановки ГРС определяют с учетом времени, необходимого для проведения плановых работ на ЛЧ МГ и ГРС, а также с учетом технической возможности подачи газа

газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителям) с использованием мобильного узла подачи газа или ПАГЗ и запаса газа в газопроводах после ГРС.

Для проведения ремонтных работ ГРС может быть остановлена один раз в год. Ремонтные работы, связанные с необходимостью отключения ГРС, должны проводиться в период наименее интенсивного отбора газа при обязательном согласовании с газораспределительной организацией (с отдельным потребителем).

Порядок остановки ГРС для проведения ремонтных работ должен быть оговорен в техническом соглашении между ЭО, поставщиком и газоснабжающей организацией (газораспределительной организацией, потребителем).

В случае возникновения предаварийной ситуации или аварии на ГРС, требующих безотлагательной остановки оборудования для проведения ремонтных работ, остановку ГРС проводят без согласования с газоснабжающей организацией (газораспределительной организацией, потребителем), но с обязательным уведомлением последней.

9.1.14 Технико-технологическое развитие ГРС обеспечивают за счет включения следующих решений в задание на проектирование (в технические требования) новых или реконструкцию (модернизацию, техническое перевооружение) существующих ГРС.

9.1.14.1 Для автоматизированных ГРС степени очистки газа должны быть не менее 99 % механических частиц размером до 10 мкм, а также должна иметься возможность оснащения узла очистки газа устройством автоматического слива конденсата и газоотделяющим устройством, полностью исключающим возможность попадания газа высокого давления в емкости сбора конденсата.

9.1.14.2 На автоматизированных ГРС применяют теплообменное оборудование с тепловым КПД не ниже 95 %.

9.1.14.3 Автоматизированные ГРС оснащают регуляторами давления газа, обеспечивающими стабильную работу во всем диапазоне входного и выходного давления и расхода газа с точностью поддержания выходного давления ±1 %. При этом значение настройки выходного давления регулятора не должно самопроизвольно меняться более чем на 1 % в год. Уровень акустического шума при работе регулятора на любом допустимом режиме не должен превышать 80 дБ. Среднее квадратичное значение виброскорости трубопроводов линии редуцирования на любом допустимом режиме не должно превышать 7 мм/с.

9.1.14.4 Автоматические одоризационные установки оснащают насосом — дозатором узлов одоризации на необходимое количество потребителей. Ввод одоранта в выходные газопроводы ГРС осуществляют пропорционально газопотреблению в соответствии с установленными нормами. Узел одоризации не должен содержать сосудов, работающих под давлением, требующих регистрации в надзорных органах. Для эксплуатации одоризационных установок предусматривают мероприятия, исключающие разлив одоранта. В комплекте с автоматической одоризационной установкой может предусматриваться резервный одоризатор капельного типа, оборудованный электромагнитным клапаном для автоматического включения капельного одоризатора в работу при отсутствии электропитания или аварийного останова автоматического одоризатора для бесперебойного одорирования газа, подаваемого потребителям.

9.1.14.5 ГРС оснащают аппаратно-программными средствами для ведения электронного паспорта, содержащего всю необходимую информацию и документацию. Оборудование (технические устройства), входящее в состав ГРС, оснащают QR-кодами, позволяющими получить доступ к соответствующей информации о данном оборудовании.

9.2 Организация эксплуатации и обслуживания

9.2.1 Техническое и методическое руководство организацией эксплуатации ГРС в ЭО осуществляет ПОЭ ГРС ЭО (при его отсутствии — ПОЭ МГ или другой ПОЭ, уполномоченный в установленном порядке).

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. Ответственность за эксплуатацию вспомогательных систем (автоматизации, КИП и А, 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, включающими раздел о взаимоотношениях 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, документами производителя и НД собственника МГ.

9.2.6 Оборудование, ТПА ГРС имеют технологическую нумерацию и указатели направления потока газа, нанесенные на видных местах способом, обеспечивающим сохранность (табличка, бирка, несмываемая краска) в соответствии с технологической схемой ГРС.

9.2.7 Изменение режима подачи газа газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителям) производит оператор ГРС по распоряжению диспетчера ДС филиала ЭО с записью в оперативном журнале ГРС.

Для соблюдения режимов газопотребления для промышленных потребителей применяют технические решения в соответствии с ПД.

9.2.8 Узел переключения ГРС обеспечивает переключение потока газа с входной линии на обводную линию (при наличии) с ручным или автоматическим регулированием давления газа, отключения ГРС и защиты выходного газопровода (газораспределительной организации, потребителя) от превышения давления выше установленной величины по каждому выходному газопроводу.

9.2.9 Положение ТПА на обводной линии ГРС и места установки пломб определяют с учетом конструкции (схемы) обводной линии.

По распоряжению диспетчера ДС филиала ЭО допускают редуцирование газа вручную при помощи установленного на обводной линии ГРС редуцирующего устройства.

Во время работы по обводной линии обеспечивают поддержание и периодическую регистрацию в оперативном журнале заданного выходного давления из ГРС.

При работе автоматизированной обводной линии или при наличии на САУ ГРС, электронной системы регистрации параметров или телемеханики регистрацию допускается осуществлять данными системами.

При достаточном уровне автоматизации и обеспечении надежности оборудования допускается применение технологической схемы ГРС без обводной линии (байпаса).

9.2.10 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. Устройства настройки закрывают и пломбируют, клапаны снабжают биркой с данными регулировки, датой проведения настройки и датой проведения очередной настройки.

При наличии системы дистанционной проверки и регулировки предохранительных клапанов результаты работ фиксируются в электронной системе САУ ГРС.

9.2.11 Узел очистки газа обеспечивает удаление механических примесей и жидкости из газа и сбор продуктов очистки в специальные сборные емкости, оборудованные устройствами замера уровня в соответствии с ПД.

9.2.12 В качестве мер по предотвращению образования газовых гидратов применяют подогрев газа, дополнительную осушку газа и/или ввод ингибиторов гидратообразования в технологические коммуникации ГРС в соответствии с ПД.

9.2.13 Узел редуцирования обеспечивает понижение и автоматическое поддержание заданного давления и (или) расхода газа, подаваемого газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителю).

Редуцирование газа осуществляют по основным или резервным линиям. Включение резервных линий осуществляется автоматически либо основным эксплуатационным персоналом ГРС по графику для обеспечения равномерной наработки линий редуцирования.

9.2.14 Узел одоризации предназначен для придания запаха газу, подаваемому газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителям) с целью своевременного обнаружения по запаху его утечек.

9.2.15 Газ, подаваемый газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителям), в дом оператора ГРС (при наличии) и на собственные нужды ГРС, должен соответствовать техническим регламентам, принятым в государствах, принявших настоящий стандарт, ГОСТ 5542 и НД собственника МГ. Необходимость одоризации газа на собственные нужды указывают в задании на проектирование ГРС.

9.2.16 Эксплуатацию одоризационных установок, а также работы, связанные с применением одоранта, проводят в соответствии с документацией производителя и НД собственника МГ.

9.2.17 УИ обеспечивают коммерческое измерение расхода газа, подаваемого газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителю), а также измерение расхода газа на собственные нужды ГРС и дом оператора (при наличии).

Запорная арматура на обводных линиях (при их наличии) узлов измерений расхода газа должна быть закрыта и опломбирована.

9.2.18 На ГРС применяют СИ расхода, количества и показателей качества природного газа, имеющие сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ и допущенные к применению на объектах МГ в порядке, установленном собственником МГ.

Поверку (калибровку) СИ расхода, количества и показателей качества природного газа проводят согласно графикам поверки и калибровки с периодичностью, установленной национальным законодательством и НД собственника МГ.

9.2.19 Эксплуатация ГРС без систем и средств сигнализации и автоматической защиты, а также без определения количества газа, поставляемого газоснабжающей организации (газораспределительной организации, потребителям), запрещается.

Пределы срабатывания аварийной сигнализации, защитной автоматики, предохранительных клапанов, клапанов-отсекателей определяют по ПД и НД собственника МГ.

9.2.20 На период проведения профилактических и ремонтных работ устройства автоматики и сигнализации при необходимости отключают/включают по согласованию с диспетчером ДС филиала ЭО и распоряжению лица, ответственного за эксплуатацию ГРС. На период отключения устройства автоматики и сигнализации обеспечивают постоянный контроль загазованности и режимов работы оборудования.

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 собственника МГ.

9.3.2 Виды, периодичность и содержание работ по техническому обслуживанию оборудования и систем ГРС устанавливает НД собственника МГ.

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 ДС филиала ЭО;
- сигнализации на ГРС и в доме оператора (при наличии);
- охранной зоны ГРС и газопровода к дому оператора (при наличии);
- промывки, протирки, смазки частей и набивки ТПА;
- поддержания целостности защитных покрытий газопроводов, оборудования и ТПА;
- устранения подтеков жидкости;
- достоверности расхода одоранта с корректировкой при необходимости;
- соответствия значения температуры теплоносителя в подогревателях газа и системе отопления заданному режиму;
- состояния СИ (в том числе наличие и целостность знаков поверки/калибровки);
- состояния зданий и сооружений, подъездных дорог.

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

9.3.5 Для обеспечения безаварийной работы ГРС разрабатывают мероприятия по реализации плана подготовки объектов МГ в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка.

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 НД собственника МГ.

9.4.2 Для узлов и систем ГРС устанавливают следующие виды ремонта:

- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

9.4.3 Критерии отнесения и состав работ по текущему или капитальному ремонту определяют в соответствии с национальным законодательством и требованиями НД собственника МГ.

9.4.4 Текущий и капитальный ремонт основного технологического оборудования осуществляет служба ГРС (ЛЭС) филиала ЭО или специализированная организация.

9.4.5 Капитальный ремонт ГРС проводят по ежегодным планам. Капитальный ремонт выполняют для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса с заменой или восстановлением любых частей, включая базовые.

9.4.6 Порядок вывода ГРС в капитальный ремонт и приемки по завершении капитального ремонта определяют в соответствии с требованиями НД собственника МГ.

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 по НД собственника МГ.

9.5.3 Техническое диагностирование ГРС включает обследование технологического оборудования, входящего в состав узлов и систем ГРС, технологических трубопроводов, ТПА, зданий и сооружений методами и средствами неразрушающего контроля.

9.5.4 Техническое диагностирование ГРС проводят силами ЭО или специализированных организаций в порядке, определяемом НД собственника МГ.

9.5.5 В случае истечения срока безопасной эксплуатации или по предписанию уполномоченных национальных органов надзора и контроля проводят техническое диагностирование и продление срока эксплуатации ГРС в соответствии с национальным законодательством и НД.

9.5.6 Техническое, методическое и организационное руководство проведением диагностирования ГРС осуществляет собственник МГ.

9.6 Техническая документация

9.6.1 В структурном подразделении филиала ЭО, ответственном за эксплуатацию ГРС при оформлении и ведении ТД, следует:

- вести технические паспорта на каждую ГРС;
- разрабатывать инструкции по эксплуатации на каждый отдельный вид оборудования, узлов и систем ГРС, в случае необходимости корректировать их;
- иметь в структурном подразделении, ответственном за эксплуатацию ГРС, и на рабочих местах операторов ГРС инструкции по эксплуатации, разработанные структурным подразделением, ответственным за автоматизацию и метрологическое обеспечение, КИП и А, СЛТМ, АСУ ТП и метрологии, ЭВТС, связь, защиту от коррозии, структурным подразделением ЭО (филиала ЭО), ответственным за ТОиР зданий и сооружений, ИТСО, контроль качества газа и пр.;
- составлять графики периодического ТОиР узлов и систем, зданий и сооружений ГРС и диагностического обследования по каждой ГРС совместно со структурным подразделением, ответственным за автоматизацию и метрологическое обеспечение, ЭВТС, связь, защиту от коррозии и за ТОиР зданий и сооружений;
- разрабатывать планы проведения ТОиР на основе типовых актов технического состояния ГРС, результатов комплекса технических средств оповещения и диагностирования узлов;
- разрабатывать планы мероприятий по обеспечению безаварийной работы ГРС в период весеннего паводка и осенне-зимней эксплуатации;
- разрабатывать планы проведения огневых и газоопасных работ на ГРС;

- разрабатывать графики технического диагностирования и технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением, для всех ГРС;
- разрабатывать графики проведения противоаварийных и противопожарных тренировок;
- вносить сведения о проведенных ремонтах и ТО в формуляры производителя (паспорта) изделий;
- вносить в исполнительно-техническую документацию все изменения в оборудовании и коммуникациях ГРС;
- корректировать инструкции по эксплуатации оборудования и другую ЭД ГРС совместно со структурными подразделениями, ответственными за автоматизацию и метрологическое обеспечение, за энерговодоснабжение, за обеспечение связи, защиты от коррозии и за ТОиР зданий и сооружений и пр.;
- вести документацию по хранению, использованию одоранта;
- оформлять в установленном порядке документацию на выполненные ТОиР, на ликвидированные аварии и неисправности по каждой ГРС.

Ведение ТД в электронном виде допускается при соблюдении следующих условий:
- отсутствие противоречий с требованиями локальных нормативных актов по ведению ЭД;
- наличие средств криптографической защиты информации;
- обеспечение рабочих мест персонала системой ролевого персонализированного доступа к информации в части создания, чтения, копирования, изменения и удаления электронной документации ГРС;
- обеспечение хранения информации на электронных носителях или сетевых ресурсах в течение установленного срока хранения.

9.6.2 В структурном подразделении, ответственном за эксплуатацию ГРС, используют и имеют в наличии следующую ТД:
- копия положения о структурном подразделении, ответственном за эксплуатацию ГРС;
- ПД и исполнительная документация в полном объеме на каждую ГРС, включая копии актов ввода в эксплуатацию (копии и оригинал могут храниться в архиве филиала ЭО);
- технологический регламент или инструкцию по эксплуатации ГРС;
- технический паспорт на каждую ГРС;
- паспорта, формуляры на технологическое оборудование, узлы и системы, входящие в состав всех ГРС;
- формуляры подтверждения величины разрешенного рабочего давления для каждой ГРС;
- экспертные заключения о возможности продления срока безопасной эксплуатации ГРС (в случае проведения);
- технологические схемы ГРС (по всем эксплуатируемым ГРС);
- технологические режимные карты;
- режимные наладочные карты настройки газоиспользующего оборудования;
- акты ревизии и настройки редуцирующей, защитной и предохранительной арматуры, инструкции по эксплуатации и ТОиР (по всем эксплуатируемым ГРС);
- инструкции по эксплуатации узлов и систем ГРС;
- график технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением;
- инструкции по настройке оборудования узлов редуцирования газа ГРС;
- инструкция пользователя САУ ГРС и АРМ службы эксплуатации ГРС;
- перечень газоопасных работ;
- инструкция по организации и безопасному проведению газоопасных работ на объектах ЭО;
- инструкция по организации и безопасному проведению огневых работ на объектах ЭО;
- положение о порядке допуска и организации безопасного производства работ сторонними организациями на ГРС;
- инструкции по охране труда, по профессиям и видам работ, пожаробезопасности, производственной санитарии;
- должностные (рабочие) инструкции, производственные инструкции по профессиям персонала;
- журнал регистрации замечаний административно-производственного контроля за охраной труда и технической безопасностью цеха (службы);
- журнал регистрации инструктажа на рабочем месте;
- акты готовности персонала (по результатам проведения противоаварийных и противопожарных тренировок);
- инструкция по контролю воздушной среды на газо-, взрыво- и пожароопасных объектах;

- НД УИ;
- табель оснащенности структурного подразделения, ответственного за эксплуатацию ГРС, специальной, автомобильной, дорожно-строительной техникой для обслуживания объектов (при наличии техники).

9.6.3 Непосредственно на ГРС обеспечивают наличие следующей документации:

- технологическая схема ГРС;
- график периодического ТОиР узлов и систем, зданий и сооружений ГРС и диагностического обследования;
- технологические схемы узлов ГРС;
- технологическая схема системы подготовки газа на собственные нужды;
- схема электроснабжения ГРС;
- принципиальные схемы устройств автоматической защиты и сигнализации;
- технологическая режимная карта ГРС;
- режимные наладочные карты настройки газоиспользующего оборудования;
- схема оповещения при аварии или инциденте на ГРС;
- ПМЛА;
- инструкции по технической эксплуатации на каждый отдельный вид оборудования, узлов и систем, эксплуатируемых на ГРС (разрабатываются структурными подразделениями по зонам ответственности);
- перечень газоопасных работ;
- инструкция по организации и безопасному проведению газоопасных работ на ГРС;
- инструкция по организации и безопасному проведению огневых работ на ГРС;
- инструкции по охране труда, по профессиям и видам работ, пожаробезопасности, производственной санитарии;
- инструкция оператора САУ ГРС;
- руководство по эксплуатации САУ ГРС;
- график дежурств на ГРС;
- список оперативных телефонов;
- список лиц, осуществляющих оперативные переключения на ГРС (в соответствии с приказом по филиалу ЭО);
- журнал распоряжений и телефонограмм;
- журнал дефектов и неисправностей ГРС и диагностического обследования;
- журнал выполненных работ по графику периодического ТОиР узлов и систем, зданий и сооружений ГРС и диагностического обследования;
- журнал регистрации работ по ТОиР систем пожарной автоматики (разрабатывают структурные подразделения по зонам ответственности);
- журнал регистрации работ по ТОиР ИТСО и систем аварийной защиты (разрабатывают структурные подразделения по зонам ответственности);
- журнал учета газоопасных работ, проводимых без наряда-допуска;
- журнал регистрации замечаний административно-производственного контроля за охраной труда и технической безопасностью цеха (службы);
- оперативный журнал ГРС;
- схема пломбирования узлов ГРС (обводная линия, клапаны и т. д.);
- журнал установки пломб;
- другая документация согласно требованиям собственника МГ.

Технический руководитель филиала ЭО при необходимости может расширить перечень оперативной документации, добавив новые журналы (например, журнал проверки на загазованность, журнал учета расхода одоранта и др.).

9.6.4 Изменения в технологических обвязках ГРС вносят в соответствующую ТД и утверждают филиалом ЭО.

9.6.5 Технологическая схема ГРС должна находиться в операторной, а схемы узлов и систем размещают в соответствующих помещениях (блоках).

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

10 Газоизмерительные станции

10.1 Общие положения

10.1.1 ГИС является самостоятельным технологическим объектом МГ, который предназначен для измерения количественных и качественных показателей транспортируемого газа.

10.1.2 ГИС устанавливают на ЛЧ МГ в соответствии с ПД.

10.1.3 САУ ГИС и АСУ ТП ГИС интегрированы в СОДУ, являющуюся составной частью АСДУ.

10.1.4 В состав ГИС входят:

- технологическая часть;
- измерительная система;
- вспомогательное оборудование и устройства;
- САУ;
- системы энергоснабжения, ЭХЗ, связи и жизнеобеспечения;
- узел поверки на месте эксплуатации (для однониточных ГИС на базе расходомеров большого диаметра);
- здания и сооружения.

10.1.5 Технологическая часть ГИС включает узел подключения (для коллекторной ГИС), ТПА, технологические трубопроводы, измерительные трубопроводы, быстросъемные сужающие устройства и вспомогательное оборудование. Измерительная система включает первичные преобразователи расхода (ультразвуковые, турбинные, ротационные, вихревые, кориолисовые расходомеры), эталонный первичный преобразователь расхода (для однониточной ГИС), вычислители расхода газа, СИ давления и температуры, систему (блок) сбора, обработки и передачи информации, СИ ФХП.

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 в соответствии с ПД. Конструкция узла подключения ГИС предусматривает компенсацию температурных напряжений прямых участков.

10.1.5.2 Диаметр и число ИТ с учетом требований по резервированию ИТ определяется на стадии проектирования в зависимости от требований нормативной документации, производительности МГ и требований технического соглашения сторон. 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 Измерения выполняют в соответствии с аттестованными методиками для применяемых типов СИ.

10.1.5.4 Основные и дублирующие системы измерений, подключенные к одному ИТ, должны быть идентичны по метрологическим и техническим характеристикам.

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

10.1.5.6 ФХП газа на ГИС определяют автоматическими потоковыми СИ ФХП. В случае отсутствия или выхода из строя потоковых СИ ФХП определение показателей качества газа осуществляют при помощи лабораторных хроматографов, переносных анализаторов температуры точки росы.

10.1.5.7 На ГИС для измерений расхода газа применяют СИ расхода, количества и показателей качества природного газа, имеющие сертификаты утверждения типа средства измерений и допущенные к применению на объектах МГ в порядке, установленном собственником МГ.

Применяемые на УИ ГИС СИ должны иметь действующее свидетельство о поверке (действующее поверительное клеймо) и/или действующий сертификат о калибровке (действующее калибровочное клеймо).

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

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 в соответствии с ПД.

10.1.6 Системой автоматизации ГИС является САУ ГИС.

10.1.7 САУ ГИС выполняет следующие функции:

а) контроль и управление технологическим оборудованием ГИС:

1) управление шаровыми кранами на ИТ и узле подключения, сигнализация об их состоянии;

2) автоматическое включение и отключение рабочих и резервных ИТ;

3) прием сигналов от системы обнаружения пожара, загазованности и несанкционированного доступа, управление режимами пожаротушения и аварийного останова ГИС;

4) автоматический сбор, отображение текущей, предупредительной и аварийной информации о состоянии технологического оборудования;

б) контроль и управление системами жизнеобеспечения и безопасности ГИС:

1) контроль работы систем обнаружения пожара и пожарной автоматики и загазованности с оповещением персонала и выполнением алгоритмов аварийной остановки;

2) контроль работы систем обнаружения несанкционированного доступа, системы бесперебойного питания и выдача предупреждений;

3) контроль работы системы климат-контроля, системы вентиляции и выдача предупреждений;

4) автоматическое включение обогрева импульсных и пробоотборных линий;

5) автоматическое и ручное включение аварийной вытяжной вентиляции при обнаружении загазованности в приборном блок-боксе;

6) автоматическое и ручное отключение систем вентиляции и климат-контроля при пожаре;

7) контроль работы системы электроснабжения;

в) информационное взаимодействие:

1) с измерительной системой;

2) автоматический сбор сигналов состояния основного и вспомогательного технологического оборудования, систем жизнеобеспечения ГИС, обработку и отображение текущей, предупредительной и аварийной информации о состоянии технологического оборудования;

3) передачу информации на сервер АСУ ТП филиала ЭО;

4) выдачу команд на исполнительные механизмы, как в автоматическом режиме работы, так и в режиме ручного управления;

5) квитирование сообщений о событиях и тревогах;

6) изменения значений предупредительных и аварийных установок;

7) формирование и хранение архивов параметров работы в базах данных на уровне ГИС, передача архивной информации на уровень СОДУ филиала ЭО;

8) формирование и распечатку отчетов по архивным базам данных уровня ГИС;

9) формирование и распечатку периодического, суточного и месячного отчетов в согласованной форме по ГИС в целом по архивным базам данных;

10) архивирование отчетной информации за 1 год.

Измерительная система ГИС должна выполнять функции:

- измерения объемного расхода в рабочих условиях;
- измерения давления и температуры среды;
- автоматического определения объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, теплоты сгорания по каждому ИТ и по узлу измерений в целом, формирование отчетов;
- автоматического определения показателей качества и компонентного состава газа;
- автоматического сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей;
- регистрации и отображения измерительной информации по месту «по запросу»;
- автоматического контроля значений измеряемых величин, передачи в САУ технологического объекта аварийной и предупредительной сигнализации при их выходе за допускаемые пределы;
- формирования усредненных значений измеренных величин;
- формирования архива данных и журнала аварийных сообщений и вмешательств;
- передачи данных на вышестоящий уровень;
- автоматической самодиагностики комплекса технических средств;
- автоматической записи компонентного состава в вычислитель;
- сличения результатов измерений объемов газа основной и дублирующей системами измерений с выдачей сигналов предупреждения при рассогласовании результатов измерений на величину, превышающую суммарную расширенную неопределенность (основную относительную погрешность) основной и дублирующей систем измерений.

10.1.8 Электроснабжение ГИС выполняют согласно ПД.

10.1.9 Обслуживание и управление производственными процессами на ГИС осуществляют с помощью системы связи, которая обеспечивает интеграцию САУ ГИС в АСУ ТП, филиала ЭО, подключение к автоматической телефонной связи филиала ЭО, телефонную связь с пожарным 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 радиосредствами.

10.1.10 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.

10.1.11 Оборудование (для приборной, операторной и других производственных помещений) и обслуживающий персонал ГИС размещают в капитальных зданиях из унифицированных панелей или блок-боксов.

Приборная ГИС предназначена для размещения датчиков, потокового хроматографа (хроматографов) и анализаторов точки росы по воде и углеводородам (помещение со взрывоопасной средой). В приборной ГИС предусматривают помещение кондиционеров, тамбуры, а также легкосъемные панели. Приборную ГИС оснащают автоматическими системами пожаро- и газообнаружения, отопления, вентиляции и кондиционирования.

Помещения ГИС оборудуют системой сигнализации несанкционированного доступа.

Для однониточных ГИС на основе расходомеров больших диаметров технологическая схема, здания и сооружения могут отличаться от конструкции многониточных ГИС. Выбор схемы построения ГИС осуществляют в соответствии с утвержденным заданием на проектирование.

10.1.12 Контроль утечек газа и определение уровня загазованности в помещениях, блок-боксах и других точках ГИС осуществляют с помощью стационарных или переносных систем контроля загазованности в соответствии с требованиями национального законодательства, НД ЭО ГИС и производственными инструкциями.

10.2 Организация эксплуатации

10.2.1 Эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования ГИС осуществляет филиал ЭО:

- комплекса технических средств САУ — служба КИП и А;
- измерительной системы — служба КИП и А (при наличии — служба метрологии и учета газа);
- системы электро- и теплоснабжения, кондиционирования и вентиляции — служба ЭВТС;
- технологической части — служба ЛЭС или ГРС в соответствии с распорядительным документом о закреплении зон обслуживания.

Распределение обязанностей по техническому обслуживанию оборудования, узлов и систем ГИС между службами/участками филиала ЭО определяют положениями о службах/участках.

10.2.2 Эксплуатацию оборудования ГИС осуществляют в соответствии с НД, а также инструкциями по эксплуатации, разрабатываемыми филиалами ЭО на основе инструкций по эксплуатации оборудования ГИС.

10.2.3 Техническое и методическое руководство организацией эксплуатации ГИС в ЭО осуществляет ПОЭ МГ, по вопросам метрологического обеспечения — ПОМО. Непосредственное руководство эксплуатацией ГИС осуществляет начальник службы, назначаемый приказом по филиалу ЭО.

10.2.4 Формы эксплуатации и численность персонала ГИС определяют на этапе проектирования в зависимости от категории и степени автоматизации ГИС и местных условий.

10.3 Техническое диагностирование и ремонт

10.3.1 Периодичность и содержание работ по ТОиР оборудования устанавливают в соответствии с инструкциями, разрабатываемыми в филиале ЭО на основе инструкций по эксплуатации производителей оборудования ГИС.

10.3.2 Ответственность за качество ТОиР несут руководители соответствующих подразделений и служб филиала 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 филиала ЭО по акту, к которому приложена исполнительная ТД (ремонтная документация и/или документация на работы по модернизации и реконструкции, намеченные к выполнению в период ремонта).

10.3.5 Техническое диагностирование проводят с целью оценки фактического технического состояния и определения (продления) сроков безопасной эксплуатации ГИС. Для оценки технического состояния оборудования и коммуникаций ГИС необходимо руководствоваться результатами диагностического обследования ГИС, выполненного по программам, разработанным ЭО.

10.3.6 Техническое диагностирование ГИС проводят силами ЭО или специализированных организаций в порядке, определяемом НД собственника МГ.

10.3.7 Комплексное диагностическое обследование ГИС включает оперативное диагностирование и обследование ГИС с использованием методов и средств неразрушающего контроля.

10.3.8 Периодичность, используемые методы и объемы проведения комплексного диагностического обследования ГИС устанавливает собственник МГ исходя из условий обеспечения надежности и безопасности функционирования ГИС.

10.3.9 В случае истечения срока безопасной эксплуатации или по предписанию уполномоченных национальных органов надзора и контроля проводят техническое диагностирование с целью продления срока безопасной эксплуатации ГИС в соответствии с национальным законодательством и НД.

10.3.10 Техническое, методическое и организационное руководство проведением диагностирования ГИС осуществляет собственник МГ.

10.4 Техническая документация

10.4.1 ЭО обеспечивает на ГИС наличие следующей ТД:

- технический паспорт ГИС, оформленный в соответствии с требованиями собственника МГ;
- акт отвода земельного участка площадки ГИС;
- акт приемки газопровода-отвода и ГИС, исполнительная 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 На ГИС используют и имеют в наличии ТД:

- технологическую схему ГИС, включая узел подключения;
- принципиальные схемы (технологические, автоматики, управления и сигнализации, отопления и вентиляции, электропитания, молниезащиты, заземления, электроосвещения и т. п.);
- паспорт УИ ГИС;
- 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;
- акты проверки реализации методики измерений;
- документацию на средства измерений, в соответствии с требованиями ЭО;
- 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;
- ПМЛА, утвержденный руководством филиала ЭО;
- другую нормативную, оперативную и техническую документацию согласно утвержденному руководством филиала ЭО перечню.

Перечень технической документации может быть изменен в зависимости от установленных на ГИС СИ количества и ФХП газа, а также требований технических соглашений (технических условий).

10.4.3 Ответственный за эксплуатацию ГИС не реже одного раза в квартал проверяет полноту и правильность ведения оперативной документации, своевременность устранения выявленных недостатков и внесения необходимых изменений.

10.4.4 Изменения в технологических обвязках ГИС вносят в соответствующую ТД и утверждают филиалом ЭО.

10.4.5 Технологическая схема ГИС находится в операторной, а схемы узлов и систем размещают в соответствующих помещениях (блоках).

11 Станции охлаждения природного газа

11.1 Общие положения

11.1.1 СОГ на МГ предназначены для охлаждения газа, транспортируемого в районах многолетнемерзлых грунтов для предотвращения их растепления, а также уменьшения линейных деформаций и температурных напряжений газопровода, снижения интенсивности коррозионных процессов, увеличения производительности газопровода.

11.1.2 СОГ, имеющие в своем составе холодильные установки парокомпрессионного типа, работающие по замкнутому циклу на углеводородных холодильных агентах — пропане и пропано-бутановых смесях, должны соответствовать настоящему стандарту.

Эксплуатацию холодильных установок осуществляют в соответствии с требованиями национального законодательства с учетом требований технических регламентов, принятых в государствах, принявших настоящий стандарт.

11.1.3 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 жидкого хладагента и трубной обвязкой природного газа.

Промежуточные сосуды (экономайзеры) входят одновременно в компрессорную группу (по паровой фазе) и в испарительную (по жидкой фазе).

11.1.4 В состав холодильных установок СОГ также входят:

- система аварийного слива;
- дренажная система;
- система отделения инертов;
- факельная система;
- другие системы, осуществляющие ТП с хладагентом.

11.1.5 Функционирование холодильных установок[1)] обеспечивает система автоматики, включающая АСУ ТП СОГ, САУ ТКА, системы газо-, пожарообнаружения и системы пожарной автоматики.

11.2 Организация эксплуатации

11.2.1 Комплекс СОГ включает 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 КИП и А;
- маслоснабжения.

Общие с КС системы обеспечения (электроснабжения, производственно-хозяйственного и пожарного ВК, теплоснабжения, связи и др.) эксплуатируют соответствующие службы.

11.2.2 Производственные задачи эксплуатационных служб определяют соответствующие положения, утвержденные ЭО.

Границы ответственности смежных служб определяют приказом по филиалу ЭО.

11.2.3 Основными задачами основного эксплуатационного персонала, осуществляющего эксплуатацию систем и сооружений СОГ, являются:

[1)] Холодильные установки и отдельные элементы, заполненные хладагентом, рассматриваются настоящим стандартом как находящиеся в рабочем состоянии независимо от того, функционируют или нет в данный момент холодильные установки или отдельные элементы.

- выполнение заданного режима охлаждения транспортируемого газа;
- надежная, эффективная и безопасная эксплуатации оборудования и систем СОГ;
- обеспечение исправного технического состояния оборудования, производственных зданий и сооружений;
- предотвращение (при невозможности — минимизация) негативного воздействия на окружающую среду.

Обязанности персонала СОГ определяют требования должностных инструкций, утвержденных филиалом ЭО.

11.2.4 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 регламенте также приводят порядок действия в условиях штатного и внештатного изменения (нарушения) режима работы холодильной установки.

11.2.5 Оборудование, установки и системы СОГ эксплуатируют в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации, разработанных в филиале ЭО с учетом местных условий на основе руководств по технической эксплуатации производителей оборудования, технологического регламента и другой НД.

11.2.6 Инструкции по эксплуатации утверждает главный инженер (технический руководитель) филиала ЭО. Инструкции доводят до сведения обслуживающего персонала под подпись и хранят у начальника СОГ. Комплект инструкций и технологический регламент в бумажном или электронном виде размещают в помещении операторной.

11.2.7 Инструкции по эксплуатации и технологические схемы пересматривают и переутверждают один раз в три года, а технологический регламент — один раз в шесть лет или при внесении изменений в ТП, порядок действия персонала, а также по завершении реконструкции, технического перевооружения, модернизации.

11.2.8 Оборудование СОГ имеет станционную нумерацию, соответствующую нумерации на схемах, которую наносят на видном месте оборудования.

11.2.9 Объекты СОГ имеют обозначения (наименования), размещенные на видных местах с помощью несмываемой краски или другим способом, обеспечивающим читаемость и стойкость к атмосферным воздействиям.

11.2.10 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 12.4.026.

11.2.11 Помещения объектов классифицируют по пожаробезопасности и взрывобезопасности в соответствии с требованиями национального законодательства и НД. Соответствующие надписи наносят на видных местах.

11.2.12 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;
- станционную 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.

11.2.13 Порядковую станционную нумерацию ТКА необходимо выполнять на видных местах:

- на воздухозаборной шахте ГТУ или индивидуальном укрытии ТКА на боковых и задней стенах;
- устройстве представления информации (пультах управления) и других шкафах САУ;
- шкафах и стойках электрооборудования ТКА.

11.2.14 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.

11.2.15 Работоспособность автоматических защит оборудования периодически проверяют в соответствии с утвержденными инструкциями.

11.2.16 Пуск ТКА после аварийного останова производят по завершении выявления и устранения причин, вызвавших отказ.

11.2.17 Оперативный персонал поддерживает заданный режим работы ТКА, осуществляет контроль и периодическую регистрацию параметров, анализирует причины 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;
- не допускает работу в зонах с пониженным и повышенным объемным расходом, предпомпажной зоне;
- не допускает «влажного хода» компрессора.

В случае необходимости оперативный персонал производит регулирование ТП изменением частоты вращения роторов, количества включенного в работу оборудования и другими способами в соответствии с технологическим регламентом.

11.2.18 Остановленный ТКА может находиться в одном из следующих состояний:

- горячий резерв;
- резерв;
- техническое обслуживание;
- ремонт;
- консервация;
- вынужденный простой, когда агрегат находится в неработоспособном состоянии из-за произошедшего отказа на время, необходимое для установления причин отказа и последующего перевода в состояние «резерв» или «ремонт».

Нахождение остановленного ТКА в состоянии «техническое обслуживание», «ремонт», «консервация» определяется по согласованию с ПДС ЭО и устанавливается распорядительным документом главного инженера ЭО.

Нахождение остановленного ТКА в состоянии «горячий резерв» осуществляется по распоряжению диспетчерского персонала ПДС ЭО, находящегося на смене, исходя из режима работы.

11.2.19 Эксплуатацию систем топливного, пускового и импульсного газа, маслоснабжения ТКА осуществляют в соответствии с разделом 7.

11.2.20 Защиту от разрушений сосудов (аппаратов) осуществляют 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. Использование рычажно-грузовых предохранительных клапанов не допускается.

11.2.21 Давление срабатывания (начала открытия) предохранительных устройств определяется ПД.

11.2.22 Проверку исправности и настройку предохранительных клапанов проводят 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.

11.2.23 Сосуды холодильной системы для визуального контроля имеют указатели уровня жидкого хладагента. На указателе отмечают предельно допустимые верхний и, если предусмотрено проектом, нижний уровни жидкости.

Дистанционные сигнализаторы (датчики) устанавливают на отметках верхнего предельного уровня. Для емкостных сосудов верхний предельный уровень не должен превышать значения, установленного в конструкторской документации или ПД.

11.2.24 Сосуд выводят из работы в следующих случаях:

- при превышении давления выше разрешенного и отсутствии снижения, несмотря на меры, предпринятые персоналом;
- неисправности предохранительных устройств от превышения давления;
- обнаружении в сосуде и его элементах, работающих под давлением, неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- неисправности или некомплектности крепежа фланцевых соединений;
- возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду;

- неисправности всех указателей уровня жидкости;
- неисправности манометра и невозможности определить давление.

11.2.25 Эксплуатацию АВО СОГ осуществляют по 7.6.

11.2.26 Технологические трубопроводы хладагента перед сезонным пуском испытывают на герметичность давлением не ниже рабочего.

11.2.27 Испытания проводят пневматическим способом совместно с турбокомпрессором, теплообменными и емкостными аппаратами отдельно по технологическим блокам или одновременно по сторонам высокого и низкого давлений холодильной системы.

Устранение выявленных утечек проводят по завершении сброса давления до атмосферного.

11.2.28 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.

Газопроводы природного газа обвязки испарителей окрашивают в желтый цвет или наносят желтые кольца.

11.2.29 Направление движения хладагента и газа указывают стрелками на видных местах вблизи арматуры и аппаратов.

11.2.30 Работы по подготовке СОГ к работе и пуску холодильных установок проводят в соответствии с технологическим регламентом СОГ и инструкциями по эксплуатации, разработанными с учетом местных условий, требований производителей и НД.

11.2.31 Пуск холодильных установок ТКА проводят по распоряжению начальника смены после согласования или по распоряжению диспетчерского персонала ПДС ЭО, находящегося на смене.

11.2.32 Пуск холодильных установок осуществляют в автоматическом режиме, допускается вручную корректировать задания регуляторов. Пуск с неисправной или отключенной системой противопомпажного регулирования ТКА запрещается.

11.2.33 Операции, связанные с пуском или остановом оборудования холодильных установок, фиксируют в оперативном журнале.

11.2.34 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 основному эксплуатационному персоналу и оборудованию, принимают меры для отключения (вынужденного останова) объекта.

11.2.35 Решение о нормальном или аварийном вынужденном останове принимает оперативный персонал в зависимости от причин, характера и предполагаемых последствий повреждения или отказа.

11.2.36 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.

11.2.37 Порядок действий персонала по локализации возможных аварий, пути эвакуации, схему оповещения и сбора аварийной бригады определяют в ПМЛА.

11.2.38 После сезонной остановки холодильных установок хладагент удаляют на склад, внутренние полости продувают на факел и заполняют инертным газом под избыточным давлением.

11.3 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация

11.3.1 Система ТОиР сооружений, систем, оборудования и других элементов СОГ предусматривает:

- техническое обслуживание на работающем оборудовании;
- техническое обслуживание оборудования и систем, находящихся в резерве;

- плановые ремонты, в том числе регламентированные, средние, капитальные;
- внеплановые ремонты.

11.3.2 Периодичность и объем ТОиР определяют эксплуатационной и ремонтной документацией с учетом результатов диагностического обследования.

Техническое обслуживание СОГ в процессе эксплуатации осуществляет персонал службы СОГ (ГКС) и персонал соответствующих служб филиала ЭО в соответствии с НД собственника МГ.

11.3.3 Диагностическое обследование осуществляют специализированные организации или технические службы ЭО в соответствии с НД собственника МГ.

11.3.4 Ремонт вспомогательного оборудования, непосредственно связанного с основными агрегатами, проводят одновременно с ремонтом последних.

11.3.5 Плановые ремонты, очередные технические освидетельствования сосудов, работающих под давлением, и грузоподъемных механизмов, настройку предохранительной арматуры проводят в период сезонной остановки СОГ.

11.3.6 Сведения о проведенных ТОиР заносят в формуляры производителя (паспорта) изделий. Ответственность за ведение формуляров возлагают на начальника СОГ.

11.3.7 Изменения в конструкции оборудования СОГ, проводимые при модернизации, осуществляют по соответствующим проектам.

11.3.8 Изменения в оборудовании и коммуникациях СОГ в месячный срок после внедрения вносят в исполнительную ТД и отражают в инструкциях по эксплуатации оборудования и технологическом регламенте.

Изменения доводят до сведения основного эксплуатационного персонала незамедлительно. Оповещение об изменениях оформляют письменно в виде внепланового инструктажа или записью в журнале распоряжений.

11.4 Техническая документация

11.4.1 Служба СОГ использует в работе следующую документацию:

- исполнительную ТД, в том числе исполнительные схемы, акты испытаний и приемки в эксплуатацию;
- технологический регламент по эксплуатации СОГ;
- технологическую схему станции с указанием назначения, диаметров газопроводов 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 (рабочие) 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 НД собственника объектов МГ и НД государственных органов надзора и контроля;
- инструкции о мерах противопожарной безопасности;
- ПМЛА, схемы оповещения и сбора аварийных бригад;
- другую документацию, определяемую ЭО.

11.4.2 Информацию о техническом состоянии оборудования СОГ вносят в базу данных информационной системы собственника объектов МГ.

12 Диспетчерское управление

12.1 Общие положения

12.1.1 Диспетчерское управление системами газоснабжения представляет собой процесс управления запасами газа путем распределения располагаемых в каждый момент времени ресурсов газа

(добыча, хранение, импорт, запас в трубах) в виде потоков газа по системам газоснабжения путем создания оптимальных режимов работы объектов системы с целью обеспечения потребителей газом в соответствии с заключенными договорами (контрактами) при соблюдении условий безопасного функционирования национальной системы газоснабжения[1)].

12.1.2 ДУ поставками (реализацией) газа как товара потребителям своей страны и странам-импортерам является составной частью процесса ДУ системами газоснабжения.

12.1.3 ДУ национальной системой газоснабжения заключается в управлении процессами деятельности управляемых объектов. Под объектом диспетчерского управления может пониматься:

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

12.1.4 ДУ национальной системой газоснабжения основывается на взаимодействии процессов на всех уровнях диспетчерского управления, взаимосвязанном средствами достижения целей субъектов управления и целями объектов управления.

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

12.1.6 В процессе ДУ национальной системой газоснабжения ДС являются субъектами управления по отношению к ДС нижестоящего уровня управления и объектом управления для ДС вышестоящего уровня управления.

12.1.7 Основой иерархической системы, принятой в ДУ национальной системой газоснабжения, является декомпозиция управляемых процессов. При этом процесс ДУ национальной системой газоснабжения необходимо рассматривать как совокупность более «мелких» взаимоувязанных подпроцессов на нижних уровнях ДУ, распространяемых по ширине и глубине иерархической структуры ДУ.

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

12.1.9 ДУ национальной системой газоснабжения, как правило, осуществляют через четырехуровневую иерархическую систему управления:

- I уровень — подразделение собственника МГ, назначенное в соответствии с национальным законодательством, ответственным за реализацию единой политики в области координации работы национальной системы газоснабжения — высший орган ДУ;
- II уровень — ДУ или ПДС ЭО, оперативно-диспетчерские службы национальной и региональных компаний по реализации газа, диспетчерские центры независимых производителей газа;
- III уровень — ДС филиалов ЭО;
- IV уровень — персонал филиалов ЭО, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования и находящийся в оперативном подчинении диспетчера ДС филиала ЭО.

Собственник МГ может совмещать уровни управления при обеспечении реализации функций и задач, установленных настоящим стандартом.

12.1.10 Основные задачи и принципы ДУ

12.1.10.1 Выполнение основных задач ДУ включает:

а) осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования объектов газоснабжения и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;

[1)] Под национальной системой газоснабжения понимается совокупность действующих на территории государства систем газоснабжения.

На территории Российской Федерации это совокупность действующих на территории Российской Федерации систем газоснабжения: Единой системы газоснабжения, региональных систем газоснабжения, газораспределительных систем и независимых организаций.

б) осуществление мер, направленных на обеспечение надежного функционирования объектов газоснабжения и предотвращение нарушения подачи газа на выходе из МГ, включая соблюдение контрактных и договорных условий;

в) обеспечение эффективной работы систем газоснабжения за счет оптимизации организационных и технологических решений при ДУ, в том числе:

1) минимизации расхода/затрат на ТЭР (газ и электрическую энергию) на компримирование газа при его транспортировании по МГ;

2) снижения затрат на выполнение плановых поставок газа потребителям (в части, зависящей от режимов работы систем газоснабжения);

3) минимизации числа изменений состояния оборудования (работает/не работает) и конфигурации ГТС;

4) согласования режимов на границах зон ответственности ЭО (создание «равновесия интересов», имеющего целью достижение суммарного системного эффекта для систем газоснабжения);

5) минимизации расхода газа на прочие собственные нужды МГ (при производстве ремонтных работ, стравливании газа и др.).

12.1.10.2 Принцип непрерывности процесса ДУ

Соблюдение принципа непрерывности процесса ДУ обеспечивает функционирование системы газоснабжения и подсистем круглосуточно (24 ч/сут, 7 сут/нед.), определяет требования к организации функционирования систем газоснабжения, включая функциональные требования к системам АСДУ, СОДУ, АСУ ТП, КИП и А и т. д.

12.1.10.3 Принцип управления режимами работы технологических объектов систем газоснабжения

Соблюдение принципа управления режимами работы технологических объектов систем газоснабжения обеспечивает:

- безопасность работы оборудования за счет недопущения выхода его показателей и характеристик за пределы, определенные в установленном порядке;

- надежность работы системы газоснабжения (т. е. недопущение срыва поставок газа на выходе из МГ, аварийных остановок оборудования, срабатывания систем безопасности) за счет непрерывного контроля режимов работы оборудования и своевременного принятия упреждающих действий;

- надежность работы информационных систем за счет технической поддержки программных средств анализа текущего состояния объектов систем газоснабжения и системы в целом путем формирования и сопровождения базы данных по фактическому состоянию объектов систем газоснабжения и режимам работы в пиковых режимах с целью принятия обоснованных решений по управлению объектами, подсистемами и системой газоснабжения в целом.

12.2 Функциональные обязанности диспетчерского персонала

12.2.1 Диспетчерский персонал, реализующий I уровень управления, осуществляет ДУ в соответствии с функциональными обязанностями, установленными НД, положением о подразделении, назначенном в установленном порядке ответственным за реализацию единой политики в области координации работы национальной системы газоснабжения и должностными инструкциями. Основные функциональные обязанности диспетчерского персонала I уровня управления доводят до диспетчерского персонала II уровня управления.

12.2.2 Функции, права и ответственность работников ПДС ЭО устанавливают положением о ПДС, разрабатываемым на основе типового положения о ПДС ЭО, утвержденного собственником МГ, и должностными инструкциями. ПДС ЭО разрабатывает типовое положение о ДС филиалов ЭО.

12.2.3 Функции, права и ответственность диспетчерского персонала III уровня управления устанавливают положением о ДС филиала, разрабатываемым на основе типового положения о ДС филиалов ЭО, и должностными инструкциями.

12.2.4 Должностные инструкции персонала IV уровня ДУ — персонала филиалов ЭО, осуществляющего непосредственное управление режимом работы оборудования, согласуют с ДС филиала ЭО.

12.3 Организация диспетчерского управления

12.3.1 Оперативно-диспетчерское управление объектами газоснабжения осуществляют посредством централизованного, круглосуточного, непрерывного мониторинга и управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов добычи, переработки, хранения, транспортирования и распределения газа в соответствии с НД собственника МГ.

При организации непрерывного ДУ объектами системы газоснабжения необходимо предусматривать наличие в дежурной смене не менее двух специалистов ДС.

12.3.2 Порядок сбора и хранения данных о режиме работы объектов МГ в ПДС ЭО устанавливает руководство ЭО с учетом необходимости осуществления управления режимами работы объектов МГ.

12.3.3 Сбор диспетчерских данных осуществляют с интервалом не более двух часов. В необходимых случаях диспетчер вышестоящего уровня дает задание на сбор данных с меньшим интервалом времени.

12.3.4 ЭО обеспечивает сбор, обработку, хранение, подготовку и передачу информации на I уровень ДУ.

12.3.5 ЭО обеспечивают сбор диспетчерских данных:

- по объектам МГ через ДС филиалов;
- от региональных компаний по реализации газа;
- от других поставщиков газа (независимых организаций);
- от сторонних организаций (по согласованию).

12.3.6 Направление на I уровень ДУ запросов на производство работ по ТОиР осуществляет ПДС ЭО специальными автоматизированными программно-техническими средствами в соответствии с НД собственника МГ. Выдачу разрешений на производство работ по ТОиР осуществляет I уровень ДУ в соответствии с фактически сложившимся режимом работы ГТС с учетом среднесрочного прогнозирования потоков газа и поставок его потребителям.

12.3.7 Вышестоящий уровень ДУ получает информацию от нижестоящих уровней с соблюдением иерархии.

12.3.8 Передачу персоналом всех уровней управления диспетчерских данных организациям (сторонам), с которыми отсутствует установленный регламент обмена данными, осуществляют в соответствии с НД или непосредственно по разрешению руководства.

12.3.9 ДУ осуществляют путем передачи диспетчерских заданий от верхнего уровня ДУ нижнему в соответствии с НД собственника МГ.

12.3.9.1 Показатели режимов работы ГТС определяют диспетчерские задания при перспективном (долгосрочном) прогнозировании, среднесрочном и краткосрочном (оперативном) планировании.

12.3.9.2 Диспетчерские задания, корректирующие ранее выданные диспетчерские задания, передают в виде оперативных распоряжений.

12.3.9.3 Диспетчерские задания (оперативные распоряжения) фиксируют передающий и принимающий диспетчерский персоналы в оперативных диспетчерских журналах. Передачу диспетчерских заданий (оперативных распоряжений) осуществляют строго по уровням управления по селектору, телефону или в письменном виде (факс, телеграф и др.). Передача и хранение диспетчерских заданий (оперативных распоряжений) с использованием программно-технических средств АСДУ допускается.

12.3.10 Контроль режима работы объектов МГ осуществляют на всех уровнях ДУ. На каждом уровне ДУ организуют учет параметров режимов работы объектов, диспетчерских заданий и событий путем ведения диспетчерских журналов в электронном виде. Параллельное ведение журнала на бумажном носителе на III и IV уровнях ДУ допускается. ЭО обеспечивает хранение информации о режимах работы объектов МГ не менее десяти лет.

12.3.11 Руководитель диспетчерского подразделения должен иметь отдельный кабинет, оборудованный сейфом для хранения конфиденциальной документации.

12.3.12 Диспетчерский центр оборудуют:

- местом, обеспечивающим сохранность документации;
- специальными местами приема пищи и зонами отдыха (психологической разгрузки).

12.3.13 Диспетчерский центр должен находиться в отдельном специальном помещении. Доступ в диспетчерский центр должен быть ограниченным и контролируемым.

Каждая ДС I и II уровня управления должна быть обеспечена резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций ДУ в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра (при невозможности обеспечения резервных помещений и оборудований, а также для ДС III уровня управления необходимо установить порядок передачи функций и прав управления от одной ДС к другой или в ДС вышестоящего уровня).

12.3.14 Диспетчерские центры всех уровней управления оснащают:

- технологической, нормативной, справочной, административной и другой документацией, необходимой для организации ДУ;

- средствами отображения диспетчерской информации коллективного пользования;
- основным и резервным каналами связи с другими ДС для приема/передачи диспетчерских заданий и оперативных распоряжений, а также оперативной информации, необходимой персоналу ДС для выполнения функций по управлению режимами работы объектов и подсистем систем газоснабжения, в зоне ответственности;
- необходимым компьютерным оборудованием, оргтехникой и расходными материалами, часами;
- аварийным освещением, аккумуляторными фонарями;
- бланками установленной отчетности (допускается в электронной форме);
- средствами индивидуальной защиты органов дыхания на время эвакуации при возникновении чрезвычайных ситуаций;
- медицинской аптечкой.

12.3.15 ПДС ЭО оснащают АРМ, включающими средства получения, отображения и обработки информации от объектов системы газоснабжения и позволяющими реализовывать управляющие воздействия объектами, оснащенными программными средствами, реализующими журнал диспетчера, автоматизированными системами оповещения об аварийных ситуациях. Автоматизированные системы оповещения об аварийных ситуациях допускается размещать в службе связи.

12.3.16 Диспетчерские центры III уровня и рабочие места IV уровня управления оснащают АРМ с доступом к СЛТМ и системам автоматизации объектов МГ, КС, позволяющим реализовывать управляющие воздействия на объекты, а также средствами предупредительной и аварийной сигнализации об изменении режимных параметров работы технологического оборудования и другими средствами управления и контроля, в том числе давления и температуры. Рабочие места IV уровня управления дополнительно оснащают средствами измерений для регистрации атмосферного давления и температуры, образцовыми (контрольными) манометрами, газоанализаторами и иными средствами измерений и контроля.

12.3.17 В оперативном подчинении ПДС ЭО и ДС филиала ЭО находится дежурный автотранспорт, предназначенный для решения задач ДУ объектами МГ.

12.4 Обеспечение автоматизированной системы диспетчерского управления

12.4.1 Для обеспечения круглосуточного централизованного управления объектами и ТП транспортирования газа в соответствии с имеющимися производственными планами и заданиями должна использоваться АСДУ.

12.4.2 АСДУ является вертикально-интегрированной системой, имеющей единые цели и задачи, действующие на всю связанную вертикаль уровней управления, детализирующиеся на каждом отдельном уровне.

12.4.3 В соответствии с уровнями ДУ (см. 12.1.1) АСДУ должна включать:
- АСДУ ЕСГ;
- СОДУ ЭО, национальных и региональных компаний по реализации газа;
- СОДУ филиалов ЭО;
- АСУ ТП технологических комплексов.

12.4.4 АСДУ ЕСГ используют при выполнении следующих основных задач ДУ:
- управление потоками газа и режимами работы ГТС;
- контроль поставок газа потребителям;
- разработка и сопровождение балансов газа;
- рассмотрение технической возможности на доступ к системе газоснабжения независимых производителей и поставщиков газа;
- формирование сводной и аналитической отчетности;
- диспетчерские взаимодействия;
- сопровождение схем и карт различного назначения;
- ведение нормативно-справочной информации;
- информационный обмен с СОДУ ЭО периодической и непериодической (событийной) диспетчерской информацией и данными в режиме реального времени.

12.4.5 СОДУ ЭО и филиалов ЭО обеспечивают выполнение следующих основных задач ДУ:
- оперативный контроль показателей ТП;
- оперативное управление и регулирование;
- ведение «оперативного диспетчерского журнала»;

- документирование показателей ТП, в том числе сбор и сведение показателей по расходу и качеству газа;
- оперативный учет ТЭР;
- сведение балансов;
- вариантные расчеты показателей, оперативная оценка производственных мощностей;
- оптимизация и прогнозирование показателей ТП;
- технологические расчеты (текущих отчетно-учетных показателей, прогнозных показателей);
- обмен «диспетчерскими» сообщениями между различными уровнями ДУ и граничными ЭО;
- предоставление данных производственным службам;
- информационный обмен с диспетчерскими службами как по горизонтали (на одном уровне ДУ), так и по вертикали (на разных уровнях ДУ) периодической (сеансовой) и непериодической диспетчерской информацией и данными в режиме реального времени.

12.4.6 АСУ технологических комплексов реализуется на базе АСУ ТП, а также САУ технологических объектов и установок и выполняет соответствующие функции.

12.4.7 СОДУ ЭО и филиалов ЭО должны содержать соответствующие системы диспетчерского контроля и управления и системы поддержки принятия диспетчерских решений.

12.4.8 АСУ технологических комплексов должны содержать системы контроля и управления и системы поддержки принятия решений.

12.4.9 АСДУ должна относиться к системам с круглосуточным режимом работы.

12.4.10 Программно-технические средства АСДУ должны функционировать в непрерывном режиме круглосуточно и соответствовать требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтопригодным и восстанавливаемым системам.

12.4.11 В составе СОДУ на уровне ПДС ЭО с целью повышения безопасности и обеспечения надежности управления по решению заказчика и по согласованию с ЭО может быть реализован резервный пункт управления. На уровне филиала резервный пункт управления может быть создан в исключительных случаях, при высокой важности данного филиала с точки зрения решения производственных задач.

12.4.12 Функциональность резервного диспетчерского пункта управления должна соответствовать функциональности основного диспетчерского пункта управления.

12.4.13 Требования к устойчивости функционирования СОДУ должны предусматривать реализацию стратегии «выживания» при отказах отдельных компонентов системы и/или потере информации:

- резервирование ответственных компонентов системы по содержанию относящихся как к техническому обеспечению системы, так и программному;
- «горячее» резервирование серверов;
- пропадание напряжения («просадка» в сети) на основных вводах, питающих систему, не должно приводить к нарушению ее функционирования (ложные срабатывания, искажения информации);
- «безударный» переход с основного питающего ввода на резервный;
- переход с основных рабочих станций (сервера) на резервные должен происходить без потери информации;
- информация, касающаяся отклонения работы объекта за допустимые пределы, должна предоставляться на АРМ автоматически, записываться в базу данных и храниться в соответствии с регламентными сроками хранения.

12.5 План транспортирования газа

12.5.1 ДУ ГТС осуществляют на основе плана транспортирования газа, разрабатываемого собственником данной ГТС.

12.5.2 Годовые планы транспортирования газа с квартальной разбивкой разрабатывают с учетом:

- договорных объемов поставки газа потребителям;
- заключенных контрактов на экспорт, импорт и транзит газа;
- ресурсной базы собственника МГ и других поставщиков газа (независимых организаций);
- технически возможной производительности ГТС;
- требуемых объемов газа для собственных технологических нужд газодобывающих и газотранспортных ЭО.

12.6 Планирование, моделирование и оптимизация режимов работы газотранспортной системы

12.6.1 В ДУ применяют перспективное (долгосрочное) прогнозирование, среднесрочное и краткосрочное (оперативное) планирование режимов работы ГТС.

12.6.2 Перспективное планирование осуществляют для получения прогнозных расчетов режимов работы ГТС, необходимых для выполнения плана транспортирования газа, определения загрузки газотранспортных мощностей, затрат ТЭР на собственные нужды, возможных объемов транспортирования при проведении плановых работ по ТОиР.

12.6.3 Среднесрочное планирование осуществляют для расчетов режимов работы ГТС при планируемых переключениях и изменениях объемов потоков газа, связанных с проведением работ по ТОиР.

12.6.4 Краткосрочное (оперативное) планирование осуществляют для определения режимов работы ГТС ЭО на предстоящие сутки. Краткосрочное (оперативное) планирование выполняется на II уровне ДУ на основании диспетчерских заданий I уровня ДУ.

12.6.5 Плановые режимы работы ГТС формируют на основе оптимизационных гидравлических и тепловых расчетов.

Проведение расчетов выполняют с использованием ПВК-моделирования и оптимизации режимов работы ГТС.

12.6.6 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.

12.6.7 Для организации планирования режимов работы ГТС, ПДС ЭО обеспечивает хранение данных о расчетных и фактически достигнутых значениях ТВПС и технически возможной производительности 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).

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 — идентификационного расчета по данным закрытия суточного баланса и передачу данных на I уровень ДУ в установленном порядке. Для ЭО с реверсивными потоками газа допускается не производить идентификационный расчет по данным закрытия суточного баланса за сутки, в которых 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 принимают по согласованию с I уровнем ДУ.

12.6.8 ПДС ЭО обеспечивает постоянный контроль фактического режима транспортирования газа по ГТС ЭО, производит оптимизационные расчеты, выявляет причины отклонения фактического режима от оптимального и принимает меры для восстановления расчетного оптимального заданного режима.

12.7 Управление потоками в системе газоснабжения и режимами работы газотранспортной системы

12.7.1 Подразделение, реализующее I уровень ДУ, на основании утвержденного баланса газа, плана транспортирования газа, графика и заявок на поставку газа на экспорт, фактически сложившейся оперативной обстановки, выполняемых работ по ТОиР на объектах ГТС, ТВПС участков ГТС определяет (рассчитывает) суточные объемы транспортирования газа по ГТС, объемы отбора/закачки газа из/в ПХГ, величину изменения запаса газа в газопроводах ГТС, объем подачи газа на экспорт.

12.7.2 Подразделение, реализующее I уровень ДУ, определяет диспетчерские задания на сутки для каждой ПДС ЭО.

12.7.3 ПДС ЭО на основании полученных с I уровня ДУ диспетчерских заданий проводят расчет режимов работы ГТС ЭО на сутки.

12.7.4 ПДС ЭО передают диспетчерские задания по загрузке газотранспортного оборудования в ДС филиалов ЭО, контролируют выполнение и при необходимости вносят корректировки.

12.7.5 Подразделение, реализующее I уровень ДУ, контролирует выполнение выданных диспетчерских заданий, фактическое распределение потоков по национальной системе газоснабжения и ГТС ЭО, загрузку объектов ГТС и корректирует режимы работы путем передачи оперативных диспетчерских заданий.

12.7.6 Диспетчерский персонал всех уровней при управлении потоками и режимами работы ГТС руководствуется принципами:

- обеспечения надежности газоснабжения потребителей и работы ГТС;
- минимума затрат на ТЭР при осуществлении режимов транспортирования газа;
- обеспечения возможности проведения работ по ТОиР на объектах ГТС.

12.7.7 Оперативный диспетчерский персонал филиала ЭО, находящийся на смене, при управлении работой объектов транспортирования 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 (за исключением кранов-регуляторов, трубопроводов и ТПА свечных, байпасных и измерительных линий);
- 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.).

12.7.8 Для повышения гидравлической эффективности участков газопроводов осуществляют периодический пропуск очистных ВТУ. Сроки и периодичность пропуска очистных ВТУ определяют исходя из фактического гидравлического состояния участков газопровода.

12.8 Правила взаимодействия диспетчерских служб

12.8.1 Подразделение, назначенное в установленном порядке ответственным за реализацию единой политики в области координации работы национальной системы газоснабжения для выполнения основных обязанностей по поставке газа национальным потребителям, а также по импорту, транзиту, экспорту газа, обеспечивает взаимодействие ДС организаций — участников системы газоснабжения.

12.8.2 Диспетчерские взаимодействия ПДС ЭО с ДС организаций — поставщиков и потребителей газа оформляют документально (техническое соглашение, положение, регламент двустороннего или многостороннего взаимодействия между сторонами и др.).

12.8.3 В положении (регламенте) о взаимодействии ДС отражают:

- информацию о контактных лицах (должности, фамилии, инициалы, почтовый адрес, телефоны, факсы, адреса электронной почты, другие контактные данные);
- полное наименование объектов и технологических мест (точек) передачи параметров;
- схему определения количества сданного/принятого газа;
- схему положения и пломбировки запорной арматуры, положение которой влияет на измерение расхода газа;
- 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, размерность, периодичность и способы передачи режимно-технологических и учетно-балансовых данных.

12.8.4 Диспетчерские взаимодействия оформляют документально следующим образом:

а) подразделение, реализующее I уровень ДУ:

1) с подразделением, ответственным на национальном уровне за газоснабжение и газораспределение промышленным и бытовым потребителям;

2) с диспетчерскими центрами производителей и поставщиков газа (независимых организаций);

3) с зарубежными диспетчерскими центрами собственника МГ;

4) с диспетчерскими центрами газовых компаний стран, осуществляющих транзит газа в интересах собственника МГ;

б) ПДС газотранспортных ЭО:

1) с региональными компаниями по реализации газа;

2) с диспетчерскими центрами газовых компаний стран, осуществляющих прием/передачу газа на границах с ЭО;

3) с граничащими ЭО;

4) с диспетчерскими центрами организаций, осуществляющих подземное хранение газа;

5) с другими диспетчерскими центрами, с которыми осуществляется взаимодействие в части потребления газа.

12.9 Организация диспетчерского управления при возникновении аварийных или нештатных ситуаций

12.9.1 Диспетчерский персонал всех уровней управления, находящийся на смене, при возникновении нештатных ситуаций должен:

- принять необходимые меры по обеспечению транспортирования и поставки газа национальным потребителям и на экспорт в максимально возможных установленных объемах;
- вызывать в любое время суток работников других служб, необходимых для ликвидации возникших инцидентов или аварий;
- прекратить немедленно любые виды работ на управляемых объектах ГТС при получении информации о нарушении заданных режимов работы ГТС, инструкций по эксплуатации, правил технической эксплуатации объектов, норм промышленной и пожарной безопасности и охраны труда, 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.

12.9.2 При возникновении аварии или инцидента (нештатной или чрезвычайной ситуации) на объектах МГ диспетчерский персонал, находящийся на смене, выполняет комплекс действий в соответствии с ПМЛА, направленных на локализацию и сокращение негативных последствий, а также минимизацию влияния на транспортирование газа и поставку газа потребителям.

12.9.2.1 На III уровне ДУ диспетчерский персонал филиала ЭО, находящийся на смене, в соответствии с ПМЛА на объектах филиала ЭО:

- производит оценку ситуации, обеспечивает локализацию места аварии, нормальную работу исправного оборудования, принимает меры по обеспечению транспортирования и поставки газа потребителям в максимально возможных установленных объемах;
- осуществляет необходимые действия по восстановлению заданного режима работы оборудования, объектов МГ;
- принимает необходимые меры по оказанию первой помощи пострадавшим в зоне аварии лицам;
- сообщает об аварии или инциденте в ПДС ЭО, в ДС сопредельных филиалов ЭО, администрации филиала ЭО и другим заинтересованным лицам в соответствии со схемой оповещения;
- обеспечивает сбор аварийных бригад в соответствии с ПМЛА и схемой оповещения, сбора и выезда аварийных бригад.

12.9.2.2 На II уровне ДУ диспетчерский персонал ПДС ЭО, находящийся на смене, в соответствии с ПМЛА на объектах ГТС:

- производит оценку ситуации, принимает необходимые меры по восстановлению режима работы оборудования и объектов МГ;
- обеспечивает транспортирование и поставку газа потребителям в максимально возможных установленных объемах;
- сообщает об аварии или инциденте в соответствии со схемой оповещения на I уровень ДУ, администрации ЭО и другим заинтересованным лицам, предусмотренным схемой оповещения;
- обеспечивает сбор специалистов ЭО.

12.9.2.3 Диспетчерский персонал I уровня ДУ, находящийся на смене, при возникновении аварии или инцидента (нештатной или чрезвычайной ситуаций) на объектах ГТС сообщает в соответствии с утвержденной схемой оповещения, производит оценку ситуации, принимает меры для обеспечения запланированных поставок газа национальным потребителям и выполнения экспортных обязательств.

12.9.2.4 При недостаточности ресурсов газа (в период резких похолоданий либо в случае возникновения аварии или инцидента) назначенный в соответствии с национальным законодательством уполномоченный федеральный орган исполнительной власти осуществляет подготовку указаний о сокращении или прекращении поставок газа потребителям, имеющим резервное топливо, в соответствии

с разработанными графиками перевода промышленных предприятий на резервные виды топлива в период резких похолоданий, или ограничения снабжения газом покупателей и очередности их отключения в случае нарушения технологического режима работы ГТС при аварии. Список потребителей, для которых вводят сокращение/прекращение поставок газа, согласовывают с подразделением, ответственным на национальном уровне за газоснабжение и газораспределение промышленным и бытовым потребителям.

12.9.2.5 Диспетчерскому персоналу (II, III и IV уровень ДУ) запрещается передавать смены во время переключений, пуска и останова оборудования, ликвидации аварийных ситуаций без разрешения оперативного персонала вышестоящего уровня управления.

12.10 Документация (технологическая, нормативно-справочная, административная и другая), необходимая для организации диспетчерского управления

12.10.1 Документация I уровня ДУ включает:

- положение о подразделении, реализующем I уровень ДУ и структурных подразделений;
- должностные инструкции сотрудников подразделения, реализующего I уровень ДУ;
- нормативные и правовые акты государственного органа, отвечающего за энергообеспечение по вопросам газоснабжения;
- законодательные и нормативные акты по добыче, переработке, транспортированию, подземному хранению и распределению газа;
- порядок оповещения руководства собственника МГ и ответственных работников при аварийных и нештатных ситуациях на объектах МГ;
- технологические схемы МГ и промысловых коллекторов ГТС ЭО;
- технические характеристики МГ и отводов, КС, ГРС, месторождений, ПХГ, замерных узлов и других объектов;
- газодинамические характеристики центробежных нагнетателей ГПА и ГМК;
- расчетно-технологические паспорта участков ГТС;
- договоры, контракты и технические соглашения между собственником МГ, поставщиками и потребителями газа;
- договоры на транспортирование газа независимых организаций;
- межгосударственные контракты на поставку и транзит газа;
- диспетчерские соглашения по взаимодействию с операторами и поставщиками газа;
- балансы транспортирования газа (годовые, квартальные) собственника МГ по ЭО;
- планы поставок газа национальным потребителям с разбивкой в территориально-отраслевом разрезе;
- фактические и перспективные балансы газа;
- планы работ по ТОиР на объектах ГТС;
- планы подготовки ЭО к эксплуатации в осенне-зимний период;
- другую нормативную, оперативную и ТД по решению руководства подразделения, реализующего I уровень ДУ и/или собственника МГ.

12.10.2 Документация ПДС ЭО включает:

- положение о ПДС ЭО;
- должностные инструкции персонала ПДС ЭО;
- настоящий стандарт, инструкции по эксплуатации и типовые;
- НД и методики расчетов, связанных с диспетчерской деятельностью;
- технологическую схему газопроводов, выполненную в соответствии с требованиями НД и отображающую действительное состояние ГТС ЭО и граничных объектов соседних ЭО;
- схемы технологической обвязки КС, ГРС, УИ и узлов редуцирования газа, установок подготовки газа, выполненные в соответствии с НД;
- принципиальные технологические схемы объектов месторождений и ПХГ;
- карты с нанесенными объектами в границах ЭО;
- основные технические характеристики и рабочие параметры (отчетные и текущие) газокомпрессорного оборудования, ЛЧ, ГРС, ПХГ, объектов добычи, ГИС, ЭСН, резервных электростанций и других объектов ЭО;
- утвержденную схему ЛЧ МГ в границах ЭО для расчета потоков и товаротранспортной работы, разрабатываемую на основании отчетных и фактических данных о состоянии ЛЧ;

- структурные схемы систем электроснабжения КС и средств защиты МГ от коррозии (допускается в электронном виде);
- принципиальную схему технологической связи ЭО (допускается в электронном виде);
- утвержденный график перевода промышленных предприятий на резервные виды топлива в период резких похолоданий (при необходимости, определяемой ЭО);
- утвержденный график ограничения снабжения газом покупателей и очередности их отключения в случае нарушения технологического режима работы ГТС при аварии;
- диспетчерский журнал (допускается в электронном виде);
- перечень действующих РРД по всем объектам ЛЧ, КЦ и ГРС ЭО (допускается в электронном виде);
- паспорта качества продукции (копии);
- утвержденные схемы оповещения об авариях, инцидентах или аварийных (чрезвычайных) ситуациях;
- ПМЛА (допускается в электронном виде);
- дополнительную нормативно-справочную, оперативную и ТД по решению подразделения, реализующего I уровень ДУ и/или руководства ЭО.

12.10.3 Документация ДС филиала ЭО включает:

- 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, документы, регламентирующие техническую эксплуатацию ЛЧ МГ, ГРС, КС, ПХГ, ГИС, СОГ, типовые и производственные инструкции, инструкции по охране труда и промышленной безопасности, распоряжения, приказы и т. д.;
- нормативные и правовые акты, стандарты, нормативные и другие руководящие документы, относящиеся к деятельности службы;
- ПМЛА на объектах филиала ЭО;
- утвержденную схему оповещения об авариях и инцидентах (чрезвычайных ситуациях) на объектах филиала ЭО;
- перечень газоопасных работ на объектах филиала ЭО и журнал учета;
- перечень постоянных мест выполнения огневых работ;
- технологическую схему 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 МГ филиала ЭО;
- структурные схемы средств защиты МГ от коррозии филиала ЭО;
- технические характеристики и рабочие параметры (отчетные и текущие) ЛЧ, КС, ГРС, ПХГ, объектов добычи, ГИС, ЭСН, резервных электростанций и других объектов филиала ЭО;
- перечень действующих РРД по всем объектам МГ (ЛЧ МГ, КС, ГРС, ГИС, СОГ);
- основные характеристики крупных потребителей и поставщиков газа (давление, расход газа, основные характеристики газопотребления и т. д.) по филиалу ЭО;
- плановые месячные, суточные и часовые объемы поставки газа с выходов ГРС, приема газа от поставщиков, ПХГ, объектов добычи и оперативные изменения (диспетчерские задания, суточные графики поставки);
- номера телефонов 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 трубопроводной арматуры;
- журнал учета аварий и инцидентов либо отдельно журнал аварий и журнал 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, необходимую для ДУ.

13 Электроустановки

13.1 Общие положения

13.1.1 Эксплуатацию электроустановок объектов МГ осуществляют в соответствии с требованиями национального законодательства, НД национального уровня и документов системы стандартизации собственника МГ с учетом предусмотренных организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность.

13.1.2 Персонал, обслуживающий электроустановки объектов МГ, в своей работе руководствуется НД, необходимой для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации закрепленного за ним оборудования. При наличии особых условий эксплуатации электроустановок составляют инструкции по эксплуатации, утвержденные руководством ЭО с учетом особенностей эксплуатируемого объекта МГ.

13.1.3 На основном электрооборудовании электростанций (двигателях, генераторах, трансформаторах), а также на электродвигателях и другом вспомогательном оборудовании должны быть таблички производителя оборудования с номинальными данными согласно ТД.

Основному и вспомогательному оборудованию электроустановок присваивают оперативные наименования.

13.2 Организация эксплуатации электроустановок

13.2.1 В ЭО (филиалах ЭО) для выполнения обязанностей по организации эксплуатации электроустановок, из числа административно-технического персонала распорядительным документом назначают ответственных за электрохозяйство, а также их заместителей.

В зависимости от структуры филиала могут назначаться лица, ответственные за электрохозяйство структурных подразделений филиала. При этом должны быть установлены границы ответственности ответственного за электрохозяйство филиала и лиц, ответственных за электрохозяйство структурных подразделений филиала.

13.2.2 Ответственный за электрохозяйство филиала ЭО (структурного подразделения филиала) периодически (в установленные техническим руководителем сроки, но не реже двух раз в месяц) просматривает оперативную документацию и принимает соответствующие меры по устранению выявленных дефектов в работе оборудования.

13.2.3 Эксплуатацию электроустановок на объектах МГ осуществляют службы ЭВТС (службы энергоснабжения, энерговодоснабжения) филиалов ЭО и/или специализированные организации на договорной основе. Вид оперативного обслуживания электроустановок, а также число работников из числа оперативного персонала в смене устанавливает ЭО.

13.2.4 Персонал, обслуживающий электроустановки объектов МГ, дополнительно обучают правилам безопасности при выполнении работ в газоопасных условиях и навыкам оказания первой помощи и допускают к работе после проверки знаний в установленном национальным законодательством порядке.

13.2.5 Дежурный персонал смены, осуществляющий эксплуатацию электроустановок объекта МГ, находится в оперативном ведении сменного инженера (диспетчера) объекта в части обеспечения режима работы технологического оборудования.

13.2.6 Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в электроустановки в сопровождении оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку, имеющего соответствующую группу по электробезопасности, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

13.2.7 Диспетчерский персонал ДС филиала ЭО, находящийся на смене и участвующий в оперативных переключениях в электроустановках до 1000 В, должен иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже III, и не ниже IV — в электроустановках свыше 1000 В, а также иметь допуск к ведению оперативных переговоров по управлению электроустановками и производству оперативных переключений в электроустановках, установленный организационно-распорядительным документом филиала ЭО.

13.2.8 График ТО и плановых ремонтов составляет ответственный за электрохозяйство филиала ЭО. График утверждает главный инженер (технический руководитель) филиала ЭО.

13.2.9 Оперативные переключения в электроустановках напряжением до и выше 1000 В осуществляет оперативный персонал, эксплуатирующий данную электроустановку, в соответствии с требованиями НД.

Перечень сложных переключений (требующих выполнения строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, устройствами релейной защиты и автоматики и т. п.) утверждает технический руководитель филиала ЭО в соответствии с требованиями НД.

13.2.10 Диагностирование электрооборудования проводят в соответствии с требованиями НД собственника МГ. При обнаружении дефектов в процессе эксплуатации/профилактических испытаний необходимость внеочередных капитальных/текущих ремонтов электрооборудования определяет ответственный за энергохозяйство объекта МГ в соответствии с НД собственника МГ.

13.2.11 Электрооборудование, находящееся в резерве, периодически подвергают опробованию по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство филиала ЭО, но не реже двух раз в год. Работоспособность аварийных электростанций проверяют периодически (один раз в месяц на холостом ходу) и (или) кратковременно с номинальной нагрузкой (не реже двух раз в год) в соответствии с требованиями производителя и НД собственника МГ.

13.2.12 Соответствие электрических (технологических) схем (чертежей) фактическим эксплуатационным должно проверяться ответственным за электрохозяйство не реже одного раза в три года с отметкой на них о дате проверки, удостоверенной его подписью. При несоответствии электрических (технологических) схем (чертежей) фактическим эксплуатационным ответственным за электрохозяйство должен быть обеспечен пересмотр (актуализация) указанных схем (чертежей). Информацию об изменениях в схемах доводят до работников, которые должны знать схемы, с записью в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям. Изменения в электроустановках, выполненные в процессе эксплуатации, отражают на схемах и чертежах за подписью ответственного за электрохозяйство филиала ЭО с указанием должности и даты внесения изменения.

13.2.13 Оборудование аварийной электростанции поддерживают в состоянии, обеспечивающем автоматический запуск при исчезновении основного питания в соответствии с требованиями НД собственника МГ.

13.2.14 Для аварийных электростанций на объекте предусматривают пополняемый трехсуточный запас топлива в зонах с умеренным климатом и десятисуточный — в зонах холодного климата.

13.3 Техническая документация

13.3.1 Ответственный за электрохозяйство объекта МГ использует следующую ТД:

- 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 НД собственника МГ;
- исполнительные схемы первичных и вторичных соединений;
- инструкции должностные (рабочие) и производственные по обслуживанию оборудования;
- однолинейные схемы электрических сетей ЛЭП и подстанций;
- паспорта на взрывозащищенное оборудование и установки;
- другую документацию, предусмотренную документами национального уровня, и НД собственника МГ.

13.3.2 Оперативный персонал на рабочих местах (на электростанциях, подстанциях, в распределительных устройствах или в помещениях, отведенных для обслуживающего электроустановки персонала) использует следующую ТД:

- оперативную схему или однолинейную схему первичных электрических соединений в зависимости от местных условий;
- оперативный журнал;
- бланки нарядов-допусков на производство работ в электроустановках;
- бланки переключений;
- ведомости показаний КИП (при отсутствии у потребителя автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии);
- перечень работ, выполняемых в порядке оперативного обслуживания;

- журнал или картотека дефектов и неисправностей на электрооборудовании;
- журнал регистрации инструктажа на рабочем месте;
- 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;
- списки лиц, имеющих право единоличного осмотра электроустановок;
- списки лиц, имеющих право отдавать оперативные распоряжения;
- списки ответственных дежурных;
- 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) филиала ЭО или ответственного за электрохозяйство в пределах требований НД.

14 Защита от коррозии

14.1 Общие требования

14.1.1 Объекты МГ подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ в соответствии с ГОСТ 9.602 и другими стандартами[1)] и правовыми и нормативными актами, действие которых распространяется на защиту от коррозии трубопроводов и металлических сооружений. При транспортировании газа с коррозионно-агрессивными компонентами предусматривают мероприятия по контролю и ограничению коррозионного воздействия.

14.1.2 Систему ЭХЗ сооружений объектов МГ от коррозии, в том числе источников электроснабжения оборудования ЭХЗ, а также при необходимости временную ЭХЗ вводят в действие до сдачи сооружения в эксплуатацию в сроки согласно ГОСТ 9.602.

14.1.3 Зоны ВКО на МГ определяют согласно НД с учетом информации, имеющейся в базе данных ЭО и базе данных собственника МГ по противокоррозионной защите газопроводов.

14.1.4 На участках ВКО при реконструкции или техническом перевооружении обеспечивается 100 % резервирование в цепях электроснабжения (при наличии технико-экономического обоснования целесообразности), преобразования, а также коррозионный мониторинг (включающий средства дистанционного контроля параметров коррозии и защиты) с обеспечением автоматического перевода на резервные элементы при отказе основных.

14.1.5 В зонах влияния блуждающих токов УКЗ оснащают автоматическими преобразователями в режиме автоматического поддержания заданного потенциала.

14.1.6 Газопроводы при надземной прокладке, включая зону их выхода из грунта на поверхность, подлежат защите от коррозии в соответствии с проектом и НД, покрытиями, допущенными к применению на объектах газопроводов в установленном порядке.

14.1.7 Качество защитного покрытия построенных (или отремонтированных) участков газопроводов при приемке в эксплуатацию определяют в соответствии с НД.

14.1.8 Защищенность газопроводов оценивают по протяженности и по времени. 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 следует составлять ежегодно. Эффективность защиты газопроводов определяют по комплексному показателю защищенности.

14.1.9 Контроль защищенности подземных сооружений от коррозии осуществляют согласно стандартам, действие которых распространяется на защиту от коррозии трубопроводов и металлических сооружений и НД собственника МГ.

14.1.10 КИП и КДП для контроля параметров ЭХЗ размещают согласно требованиям стандартов, действие которых распространяется на защиту от коррозии трубопроводов и металлических сооруже-

---

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

ний, и устанавливают над осью трубопровода со смещением не далее 0,2 м от точки подключения к трубопроводу ближайшего контрольного провода. КИП и КДП должны соответствовать требованиям стандартов, действие которых распространяется на защиту от коррозии трубопроводов и металлических сооружений.

14.2 Организация эксплуатации

14.2.1 Общее техническое и методическое руководство работами по защите сооружений от коррозии осуществляет соответствующее структурное подразделение (отдел) администрации собственника МГ.

14.2.2 Техническое и методическое решение вопросов защиты от коррозии в ЭО осуществляет подразделение (производственный отдел), ответственное за эксплуатацию (ПОЭ) систем ЭХЗ, средств и систем коррозионного мониторинга, линий электроснабжения ВЛ ЭХЗ и за решение вопросов по защитным покрытиям. В своей деятельности ПОЭ систем защиты от коррозии руководствуется стандартами собственника МГ и другой НД.

14.2.3 ПОЭ систем защиты от коррозии ЭО осуществляет оперативное и методическое руководство деятельностью служб (участков, групп, лабораторий) защиты от коррозии филиалов ЭО.

14.2.4 Эксплуатацию вдольтрассовых воздушных линий электропередачи (ЛЭП-ЭХЗ), электрооборудования ЭХЗ и источников электроснабжения (КТП, автономных источников электроснабжения) осуществляют службы защиты от коррозии филиалов ЭО. Границу раздела эксплуатационной ответственности между службой (участком, группой) защиты от коррозии филиала ЭО и иными производственными службами устанавливают приказом (актом) по филиалу ЭО.

14.2.5 ПОЭ систем защиты от коррозии организует и контролирует:

- эксплуатацию систем защиты от коррозии и коррозионного мониторинга, в том числе объектов средств и систем ЭХЗ и их электроснабжения (ЛЭП, КТП) с учетом 14.2.4, с целью обеспечения эффективной защиты сооружений от коррозии, повышающей надежность эксплуатации;
- формирование и выполнение планов строительства, реконструкции (технического перевооружения, модернизации), ДТОиР систем защиты от коррозии и коррозионного мониторинга, в том числе объектов электроснабжения ЭХЗ (ЛЭП, КТП, автономных источников энергоснабжения), с учетом 14.2.4, а также капитальных ремонтов защитных (лакокрасочных) покрытий;
- внедрение новой техники;
- внедрение передовых методов противокоррозионной защиты и коррозионного мониторинга;
- работы по определению участков газопроводов, требующих ремонта защитных покрытий, с предоставлением рекомендаций в подразделения ЭО, ответственные за эксплуатацию;
- работы по анализу коррозионного состояния, оценке и долговременному прогнозу коррозионного состояния сооружений на период не менее пяти лет, совместно с подразделениями, ответственными за эксплуатацию газопроводов, и анализ результатов технического диагностирования с использованием автоматизированных систем и расчетных модулей;
- формирование и выполнение планов коррозионных обследований участков газопроводов в соответствии с действующей НД собственника МГ;
- ведение технической и отчетной документации;
- выполнение мероприятий в области охраны труда и промышленной и пожарной безопасности служб (участков, групп) защиты от коррозии филиалов ЭО.

14.2.6 ПОЭ систем защиты от коррозии организует контроль за соблюдением проектных решений и требований НД в части производства и приемки работ по противокоррозионной защите.

14.2.7 Основной задачей служб (участков и групп) защиты от коррозии филиалов ЭО является эксплуатация систем ЭХЗ, в том числе объектов электроснабжения ЭХЗ (ЛЭП, КТП, автономных источников энергоснабжения), с учетом 14.2.4, оборудования коррозионного мониторинга с целью обеспечения эффективной защиты сооружений от коррозии, повышающей надежность эксплуатации.

14.2.8 Службы (участки и группы) ЭХЗ филиалов ЭО должны:

- обеспечивать бесперебойную работу и надежность установок катодной, дренажной и протекторной защиты, а также питающего средства ЭХЗ электрооборудования путем проведения технического осмотра и обслуживания, профилактических и ремонтных работ согласно утвержденным графикам ППР и планам ДТОиР, а также контроля за качеством их выполнения;
- обеспечивать надежность работы вдольтрассовых ЛЭП-ЭХЗ и электроснабжения вдольтрассовых потребителей установок катодной и дренажной защиты, других потребителей с учетом 14.2.4;

- обеспечивать поддержание защитных потенциалов системы ЭХЗ в пределах нормативных значений согласно НД собственника МГ, а при отсутствии НД — стандартов, действие которых распространяется на защиту от коррозии трубопроводов и металлических сооружений по протяженности защищаемых газопроводов и по времени;

- обеспечивать бесперебойное функционирование средств контроля коррозионного состояния в объемах, определяемых НД собственника МГ;

- внедрять и использовать современные технологии при строительстве, реконструкции (техперевооружении или модернизации), ремонте, наладке и эксплуатации средств ЭХЗ, средств измерений и контроля состояния параметров ЭХЗ;

- контролировать коррозионное состояние сооружений и состояние защитных покрытий;

- выполнять анализ причин возникновения обнаруженных дефектов и аномалий защитных покрытий металлических сооружений, определять участки ВКО сооружений;

- выполнять анализ причин возникновения отказов вдольтрассовых ЛЭП-ЭХЗ и автономных источников их электроснабжения, средств ЭХЗ, с разработкой и выполнением корректирующих и предупреждающих мероприятий, направленных на недопущение или предупреждение повторения отказов;

- определять участки газопроводов, требующие ремонта защитных покрытий, с предоставлением рекомендаций в подразделения филиала ЭО, ответственные за эксплуатацию;

- принимать участие в контроле за строительством, реконструкцией, капитальным ремонтом, пусконаладочными работами, апробированием и испытаниями системы ЭХЗ и отдельных элементов;

- осуществлять контроль состояния и контроль качества ремонта защитных покрытий;

- осуществлять подготовку и контроль выполнения планов строительства, реконструкции (техперевооружения, модернизации), ТОиР систем ЭХЗ, в том числе объектов электроснабжения ЭХЗ (линий электропередачи, КТП, автономных источников энергоснабжения), с учетом 14.2.4, а также капитальных ремонтов защитных (лакокрасочных) покрытий;

- осуществлять подготовку и контроль выполнения планов коррозионных обследований участков газопроводов в соответствии с действующей НД собственника МГ;

- обеспечивать своевременное и качественное ведение ТД и представление отчетности в соответствии с действующей НД собственника МГ;

- обеспечивать аварийный запас и необходимый транспорт;

- обеспечивать соблюдение требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности при проведении работ, в соответствии с действующей НД собственника МГ.

14.2.9 Службы (участки, группы) защиты от коррозии оснащают необходимым закрепленным за ними соответствующим автотранспортом, специальными гусеничными и/или колесными машинами, внедорожными мотосредствами, передвижными лабораториями, а также машинами и механизмами, средствами измерений, инструментом, средствами бытового назначения и связи, эксплуатационными материалами, СИЗ и необходимым аварийным запасом оборудования и материалов согласно табелю оснащения и НД собственника МГ.

14.2.10 При применении ингибиторов коррозии в филиале ЭО разрабатывают в установленном порядке специальную инструкцию по безопасному проведению работ с учетом выполнения требований охраны труда, пожарной безопасности и настоящего стандарта.

14.3 Техническое обслуживание и ремонт средств электрохимической защиты

14.3.1 Сроки проведения ремонта средств ЭХЗ, технического осмотра, обслуживания и ремонта электрооборудования ЭХЗ, в том числе объектов электроснабжения ЭХЗ (линий электропередачи, КТП, автономных источников энергоснабжения), с учетом 14.2.4, их периодичность и объем устанавливают графиками планово-предупредительных ремонтов, ежегодно разрабатываемыми в филиале ЭО с учетом требований ГОСТ 9.602, стандартов, действие которых распространяется на защиту от коррозии трубопроводов и металлических сооружений, и НД собственника МГ, согласованными с производственным отделом защиты от коррозии ЭО и утвержденными руководителем подразделения филиала ЭО.

14.3.2 Объем и сроки работ устанавливают в соответствии с требованиями НД и с учетом особенностей эксплуатации объектов ЭО. Результаты технического обслуживания фиксируют в ЭД согласно НД собственника МГ. Изменения, связанные с реконструкцией, текущим, аварийным и капитальным ремонтом средств ЭХЗ, своевременно вносят в ЭД и в паспорта средств ЭХЗ.

14.3.3 Обслуживание и ремонт электрооборудования источников электроснабжения проводят в соответствии с разделом 13.

14.3.4 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.

14.3.5 Отключение установки ЭХЗ допускается на срок, не превышающий установленный в НД собственника МГ.

14.3.6 Внеплановый простой (при отказах) УКЗ и УДЗ на участках ВКО, приводящий к снижению потенциала газопровода менее значения минимального защитного потенциала, считают аварийным и устраняют в течение 24 часов с момента получения информации о простое.

14.4 Контроль состояния и ремонт защитных покрытий

14.4.1 Качество защитного покрытия построенных, реконструированных или отремонтированных участков МГ при приемке в эксплуатацию определяют в соответствии с НД.

14.4.2 Контроль защитных покрытий при эксплуатации газопроводов выполняют методами интегральной и локальной оценки. Интегральную оценку состояния защитных покрытий выполняют в соответствии с НД собственника МГ на основании данных о силе тока УКЗ (УПЗ) и распределении потенциалов вдоль сооружения. Качество защитного покрытия допускается оценивать по величине переходного сопротивления газопровода, определенного с использованием методов постоянного и/или переменного тока в соответствии с НД.

14.4.3 Локальный ремонт защитных покрытий газопровода в местах повреждений проводят подразделения, эксплуатирующие данные участки газопроводов, при необходимости с привлечением УАВР (АВП) или специализированных организаций (в том числе на договорной основе), в соответствии с требованиями НД. Защитное покрытие на отремонтированном участке должно удовлетворять требованиям, предъявляемым к основному покрытию сооружения. При ремонте трубопроводов с амортизацией более 50 % допускается применять покрытия, аналогичные использованным ранее, в том числе на основе битумно-полимерных и других лент. При ремонте защитных покрытий объектов МГ используют материалы и технологии, разрешенные к применению собственником МГ.

14.4.4 Участки газопровода, подлежащие ремонту защитного покрытия, определяют на основании требований НД, результатов коррозионных обследований, ВТД, обследований в шурфах с учетом коррозионного состояния системы МГ и коррозионного прогноза.

14.4.5 Результаты обследований состояния защитного покрытия и коррозионного состояния газопроводов (в том числе и результаты шурфований) направляют для включения в базу данных собственника МГ по противокоррозионной защите газопроводов.

14.4.6 Обследование в шурфах проводят с полным вскрытием сооружения, в первую очередь на участках газопроводов, имеющих неудовлетворительное техническое состояние, по результатам ВТД, коррозионных и других видов обследований. Объем ежегодного обследования при наличии повреждений защитного покрытия и/или внешней поверхности металла трубы, определенных по результатам обследований, устанавливают не менее одного шурфа:

- на 25 км ЛЧ МГ по каждой нитке при многониточной системе;
- 25 км ЛЧ МГ на однониточных газопроводах;
- 25 км газопровода-отвода протяженностью более 25 км;
- 10 км газопровода-отвода протяженностью до 25 км;
- 10 км коллекторов и шлейфов ПХГ;
- 1,0 км подземных технологических коммуникаций КС и ПХГ.

Вскрытие участков газопровода выполняют до нижней образующей трубы, проводя обследование выявленных на участке по данным ВТД дефектов независимо от типа и линейных размеров.

Результаты обследования в шурфах фиксируют в актах обследования газопровода и хранят в соответствии с НД собственника МГ.

14.5 Электроснабжение средств электрохимической защиты

14.5.1 Электроснабжение УКЗ и УДЗ подземных сооружений осуществляют, как правило, по третьей категории надежности от ЛЭП напряжением 0,23; 0,40; 6; 10 кВ.

14.5.2 Электроснабжение установок ЭХЗ на участках с блуждающими токами и/или на участках ВКО при отсутствии системы коррозионного мониторинга должно осуществляться в соответствии с действующей НД собственника МГ.

14.5.3 При отсутствии внешних источников тока электроснабжение установок ЭХЗ осуществляют от автономных источников, допущенных к применению на объектах газопроводов в установленном порядке:

- электроагрегатов с газовым, дизельным или бензиновым двигателями;
- термоэлектрогенераторов;
- турбоальтернаторов;
- ветроэнергетических установок;
- других автономных источников тока.

14.6 Система коррозионного мониторинга, дистанционного контроля и управления средствами электрохимической защиты

14.6.1 При реконструкции или модернизации средств линейной телемеханики обеспечивают оснащение средств ЭХЗ дистанционным контролем рабочих параметров, в первую очередь на участках, эксплуатируемых МГ в зонах ВКО, а также на вновь построенных и реконструированных участках МГ, в соответствии с НД собственника МГ.

14.6.2 На вновь построенных и реконструируемых МГ обеспечивают дистанционный контроль УКЗ и УДЗ согласно ПД.

14.6.3 На вновь построенных и реконструированных МГ предусматривают также дистанционный контроль параметров ЭХЗ в точках дренажа УКЗ и УДЗ. При проектировании дистанционного контроля предусматривают вывод контролируемых параметров УКЗ и УДЗ на АРМ служб (участков, групп) защиты от коррозии филиалов ЭО.

14.6.4 Мониторинг коррозионного состояния предусматривают в соответствии с НД собственника МГ при проектировании, строительстве, реконструкции и наличии технико-экономического расчета целесообразности на следующих участках МГ:

- с высокой коррозионной агрессивностью грунта (до 20 Ом · м);
- трубопроводов в засоленных грунтах и грунтовых водах (например, солончаковых, солонцах, солодях, сорах и др.) с солесодержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта;
- с выявленным опасным воздействием блуждающих токов источников постоянного тока и переменного тока промышленной частоты;
- при выявленном биокоррозионном воздействии (биокоррозии) на стальные МГ согласно ГОСТ 9.602;
- в зонах промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлаков;
- с температурой транспортируемого продукта свыше 40 °С;
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных грунтах и в поймах рек;
- на ПП МГ;
- на переходах через железные и автомобильные дороги, оборудованных защитным кожухом, включая по 100 м в обе стороны от места пересечения;
- на пересечениях с различными трубопроводами, включая по 100 м в обе стороны от места пересечения (для ЛЧ трубопроводов);
- на подземных сооружениях промышленных площадок, в т. ч. на входных и выходных шлейфах и узлах подключения.

14.6.5 Размещение точек дистанционного коррозионного мониторинга предусматривают на следующих участках МГ:

- в точках дренажа УКЗ и УДЗ;
- на пересечении с железными дорогами, за исключением неэлектрофицированных и подъездных путей к промышленным предприятиям;
- на пересечениях с автомобильными дорогами с твердым покрытием, оборудованных защитным кожухом трубопровода.

14.6.6 Количество и места размещения точек дистанционного коррозионного мониторинга на участках влияния переменного тока от ВЛ 110 кВ и выше определяют при проектировании и наличии технико-экономического расчета целесообразности.

14.6.7 В точках дистанционного коррозионного мониторинга обеспечивают возможность контроля следующих параметров ЭХЗ:

- защитных потенциалов в точках дренажа УКЗ и УДЗ;

- величины защитного тока в трубопроводе, блуждающего постоянного тока и индуцированного переменного тока от ВЛ;
- плотности защитного тока на вспомогательном электроде при наличии вспомогательного электрода;
- скорости коррозии на специализированном датчике (устройстве) при наличии.

14.6.8 КИП для измерений тока в трубопроводе устанавливают в точках дренажа УКЗ на каждом плече защитной зоны, на участках ПП МГ при меженном горизонте 75 м и более на обоих берегах и с одной стороны переходов железных дорог, оборудованных защитным кожухом.

14.6.9 Дистанционный контроль ЭХЗ на переходах через водные преграды при их значительной ширине, препятствующей установке КИП в соответствии с действующими НД, и расстоянии между береговых КИП, превышающем 3 км, предусматривают не менее одной дополнительной точки коррозионного мониторинга МГ в русловой части водной преграды. Количество дополнительных точек мониторинга и контролируемые параметры обосновывают в ПД.

14.7 Коррозионные обследования объектов

14.7.1 Коррозионное состояние объектов МГ оценивают с применением систем коррозионного мониторинга, средств ВТД, коррозионных обследований и обследований в шурфах согласно НД собственника МГ.

14.7.2 Периодичность коррозионных обследований объектов МГ и объем определяет НД собственника МГ.

14.7.3 При коррозионном обследовании МГ проводят оценку состояния защитных покрытий, а также уровня защищенности средствами ЭХЗ (по протяженности и по времени) и общей (комплексной) защищенности обследуемых участков подземных газопроводов от коррозии, состояния оборудования ЭХЗ и коррозионного мониторинга согласно стандартам, действие которых распространяется на защиту от коррозии трубопроводов и металлических сооружений.

14.7.4 При комплексном периодическом коррозионном обследовании МГ согласно НД собственника МГ проводят:
- оценку уровня общей (комплексной) защищенности обследуемых участков подземных газопроводов от коррозии;
- оценку состояния защитных покрытий на обследуемых участках газопроводов;
- определение защищенности системой ЭХЗ подземных газопроводов по протяженности и во времени;
- определение технического состояния средств ЭХЗ;
- локальную и интегральную оценки состояния защитного покрытия;
- определение зон негативного влияния постоянных и переменных блуждающих токов;
- уточнение расположения и классификации участков различной коррозионной опасности, в том числе с учетом результатов ВТД и неразрушающего контроля;
- оптимизацию режимов работы средств ЭХЗ и разработку рекомендаций по эксплуатации системы ЭХЗ;
- работы по анализу коррозионного состояния МГ, оценке и долговременному прогнозу коррозионного состояния МГ на период не менее пяти лет, преимущественно с использованием автоматизированных систем и расчетных модулей;
- разработку выводов и рекомендаций по ремонту средств ЭХЗ и защитных покрытий МГ.

14.7.5 При детальном комплексном коррозионном обследовании МГ согласно НД собственника МГ, в т. ч. проводят:
- оценку уровня общей (комплексной) защищенности обследуемых участков подземных газопроводов от коррозии;
- оценку состояния защитных покрытий на обследуемых участках газопроводов;
- определение защищенности подземных газопроводов по протяженности и во времени;
- определение технического состояния средств ЭХЗ и коррозионного мониторинга;
- локальную и интегральную оценку состояния защитного покрытия;
- определение зон негативного влияния постоянных и переменных блуждающих токов;
- уточнение расположения и классификации участков различной коррозионной опасности;
- оптимизацию режимов работы средств ЭХЗ и разработку рекомендаций по эксплуатации системы ЭХЗ;

- локализацию коррозионно-опасных участков объекта;
- выявление мест коррозионных повреждений с учетом результатов ВТД, неразрушающего контроля и других методов;
- определение причин коррозионных процессов;
- работы по анализу коррозионного состояния МГ, оценке и долговременному прогнозу коррозионного состояния МГ на период не менее пяти лет, преимущественно с использованием средств коррозионного мониторинга, автоматизированных систем и расчетных модулей;
- разработку выводов и рекомендаций по ремонту средств ЭХЗ и защитных покрытий МГ.

14.7.6 Специальное комплексное коррозионное обследование МГ проводят с целью выявления природы коррозионных процессов, выявленных при эксплуатации объекта, и для решения специфических задач по обеспечению эффективной защиты от коррозии, для испытаний или оценки эффективности внедрения новых технических средств, способов и методик защиты и контроля защищенности от коррозии. К специальным комплексным коррозионным обследованиям относятся также обследования, требующие применения специализированного оборудования, техники и методик.

14.7.7 Специальным комплексным коррозионным обследованиям подлежат следующие участки МГ:

- подверженные коррозии на внутренней поверхности трубопровода (по результатам ВТД и неразрушающего контроля);
- участки МГ в местах протяженных переходов через естественные и искусственные преграды, в т. ч. ПП МГ через водные преграды, ограниченные русловой частью (зеркалом воды), где отсутствует возможность проведения ВТД;
- подземные технологические трубопроводы промплощадок КС, где отсутствует возможность проведения ВТД;
- МГ, проложенные в многолетнемерзлых грунтах, где отсутствует возможность проведения ВТД;
- участки МГ, на которых существует опасность развития биокоррозии, где отсутствует возможность проведения ВТД;
- участки МГ, проложенные методом горизонтально-направленного бурения, где отсутствует возможность проведения ВТД;
- участки МГ, подверженные коррозионному растрескиванию под напряжением, где отсутствует возможность проведения ВТД;
- участки МГ, на которых выявлены коррозионные повреждения, природа и причина которых не установлены при проведении комплексных коррозионных обследований;
- другие в соответствии с НД собственника МГ.

14.7.8 При детальном коррозионном обследовании МГ, расположенных в техническом (многониточном) коридоре, оценивают взаимное влияние в соответствии с НД собственника МГ.

14.7.9 По результатам коррозионного обследования составляют технический отчет, содержащий оценку уровня общей (комплексной) защищенности обследуемых участков подземных газопроводов от коррозии, а также уровня активной защищенности системой ЭХЗ (по протяженности и по времени) и уровня пассивной защищенности данных участков газопроводов от коррозии (по состоянию защитных покрытий газопроводов), оценку коррозионного состояния МГ (по наличию/отсутствию коррозионных дефектов), оценку состояния и рекомендации по ремонту защитных покрытий МГ, рекомендации по поддержанию и повышению эксплуатационной надежности систем ЭХЗ с целью планирования ДТОиР, а также другую информацию в соответствии с НД собственника МГ.

14.7.10 Оценку опасности биокоррозии для подземных трубопроводов осуществляют в соответствии с ГОСТ 9.602.

14.7.11 Контроль скорости коррозии выполняют при необходимости, определяемой ПО ЭХЗ ЭО, в точках коррозионного мониторинга, в том числе по 14.6, а также на основании ретроспективного анализа доступных сведений о коррозионных повреждениях.

14.8 Техническая документация

14.8.1 Службы (участки, группы) защиты от коррозии филиала ЭО используют следующую ТД согласно НД собственника МГ:

- графики планово-предупредительных ремонтов средств ЭХЗ, входящих в состав систем ЭХЗ по ГОСТ 9.108, в том числе источников электроснабжения и оборудования коррозионного мониторинга, перспективный (на пять лет) план капитального ремонта средств ЭХЗ;

- паспорта УКЗ, УДЗ, УПЗ и системы коррозионного мониторинга и полевые журналы УКЗ и УДЗ;
- коррозионные карты (паспорт) участков газопровода и схемы газопроводов с указанием видов и типов защитных покрытий, оборудования системы ЭХЗ с привязкой к трассе, пересечений с другими трубопроводами, естественными и искусственными преградами, с выделением зон ВКО и УКО;
- акты обследования состояния защитных покрытий МГ;
- схемы газопроводов с указанием видов и типов защитных покрытий, оборудования системы ЭХЗ с привязкой к трассе, пересечений с другими трубопроводами, естественными и искусственными преградами, выделением участков ВКО;
- акты обследования газопроводов в шурфах;
- акты проверки отсутствия электрического контакта между трубой и защитным футляром;
- акты ремонтов защитного покрытия газопроводов;
- однолинейные электрические схемы средств ЭХЗ и источников электроснабжения;
- ежегодные диаграммы (ведомости) распределения защитных потенциалов на МГ по КИП с указанием участков газопроводов, имеющих потенциалы ниже минимальных значений и участков, подверженных влиянию блуждающих токов;
- журнал контроля эксплуатационной надежности средств ЭХЗ (журнал дефектов основного и вспомогательного оборудования ЭХЗ);
- ведомости данных по скорости коррозии и другим параметрам защиты в точках коррозионного мониторинга (при наличии);
- формы корпоративной статистической отчетности;
- план коррозионных обследований газопроводов;
- исполнительную документацию по завершенным (выполненным) объектам строительства, реконструкции (техперевооружения) и капитального ремонта средств ЭХЗ;
- отчеты по коррозионным обследованиям, проведенным на газопроводах филиала ЭО с материалами обследований, включая диаграммы распределения защитных потенциалов на МГ, в том числе методом выносного электрода, диаграммы распределения градиентов потенциалов вдоль сооружения, диаграммы распределения коррозионных дефектов вдоль сооружения и др.;
- долговременный (не менее пяти лет) прогноз коррозионного состояния, подготовленный и актуализируемый совместно с подразделениями, ответственными за эксплуатацию трубопроводов и анализ результатов технической диагностики, преимущественно с использованием автоматизированных систем и расчетных модулей;
- табель размещения эксплуатируемых средств ЭХЗ, в том числе источников электроснабжения оборудования средств ЭХЗ с привязкой к объектам защиты;
- дефектные ведомости по состоянию КИП, акты обмера дефектов на ЛЭП-ЭХЗ, УКЗ, УДЗ, УПЗ;
- перспективный (на 10 лет) план диагностических коррозионных обследований и базу данных по коррозионным обследованиям;
- планы мероприятий по выполнению рекомендаций, указанных в отчетах коррозионных обследований, и отчеты по их выполнению;
- журнал регистрации отключений ЛЭП (оперативный журнал начальника смены), питающих средства ЭХЗ (ведется на уровне диспетчера ДС филиала ЭО по 12.10.3), или его копию, или оперативный журнал работ в электроустановках службы (участка, группы) филиала ЭО, где регистрируются все отключения ЛЭП-ЭХЗ.

14.8.2 Документация по эксплуатации систем защиты от коррозии, энергоснабжения систем ЭХЗ и коррозионного мониторинга (допускается ведение в электронном виде), а также материалы о контроле состояния защитного покрытия подлежат хранению в течение всего срока эксплуатации сооружения.

15 Системы и средства автоматизации технологических процессов, телемеханизации и метрологии

15.1 Общие положения

15.1.1 Системы и средства автоматизации, телемеханизации и связи в комплексе обеспечивают функции по управлению, контролю и защите оборудования объектов МГ.

15.1.2 Организационная структура, режимы функционирования и объем автоматизации и телемеханизации объектов МГ должны соответствовать действующим директивным документам и настоящему стандарту.

15.1.3 СА и телемеханики организационно формируют АСУ ТП МГ, которая состоит из компонентов:

- АСУ ТП КЦ;
- АСУ Э (ЭС);
- АСУ ТП ЭСН;
- СПА;
- СЛТМ.

В состав АСУ ТП МГ также входит активное сетевое оборудование, функционирующее в периметре технологической сети АСУ ТП, и встроенные в программно-аппаратные комплексы АСУ ТП средства информационной безопасности.

15.1.4 АСУ ТП КЦ включает в себя САУ ГПА, САУ основного и вспомогательного оборудования, в том числе поставляемого комплектно с технологическим оборудованием.

15.1.5 Системы линейной телемеханики включают:

- пульт управления телемеханики;
- контролируемый пункт телемеханики;
- САУ технологических установок, входящих в состав МГ (САУ ГИС, САУ ГРС, САУ УРГ).

15.1.6 АСУ Э КС включает в себя:

- АСУ внутриплощадочного электроснабжения (АСУ ЭС);
- локальные САУ объектов системы теплоснабжения;
- локальные САУ объектов системы водоснабжения;
- локальные САУ объектов системы водоотведения.

15.1.7 АСУ ТП ЭСН включает в себя:

- подсистему управления электротехнической частью электростанции;
- подсистему управления тепломеханической частью электростанции;
- САУ вспомогательных систем электростанции.

15.1.8 АСУ ТП МГ организуют как многоуровневую иерархическую систему, обеспечивающую на каждом уровне управления представление информации и управляющие функции для специалистов и руководителей соответствующих служб ЭО.

15.1.9 Состав комплекса программных, технических, информационных, организационно-технологических средств, а также решаемые этими комплексами задачи на каждом уровне управления определяет собственник МГ.

15.1.10 Для поддержания надежности эксплуатации СА, СЛТМ и связи соответствующие эксплуатационные службы обеспечивают неснижаемым запасом материалов и ЗИП.

15.1.11 Номенклатура, нормативы, места и условия хранения, порядок использования и возобновления неснижаемого запаса материалов и ЗИП определяют ЭД и утвержденными ЭО НД, составленными с учетом назначения изделий, способов и условий их эксплуатации, норм расхода и ряда других факторов.

15.1.12 Комплекты ЗИП используют и расходуют по прямому назначению в соответствии с требованиями ЭД.

15.1.13 Для работ по ТОиР и оперативного восстановления работоспособности СА, СЛТМ и связи соответствующие эксплуатационные службы обеспечивают специальной техникой, оборудованием и материалами.

15.1.14 Нормативы специальной техники, оборудования и материалов должны быть рассчитаны в порядке, устанавливаемом собственником МГ с учетом объемов эксплуатируемых СА, СЛТМ и средств связи.

15.1.15 Рабочие параметры СА, СЛТМ и средств связи, климатические условия (температура окружающей среды, влажность, наличие запыленности воздуха, агрессивных сред) не должны выходить за пределы требований инструкций по эксплуатации производителей и ПД.

15.1.16 Напряжение электропитания для СА, СЛТМ и средств связи должно быть стабилизированным. Цепи питания этих устройств защищают от воздействия индустриальных помех и импульсных перенапряжений.

15.1.17 Сохранность выполняемых системами и устройствами функций, включая сохранение содержания баз данных, обеспечивают резервированием питания.

15.1.18 Функционирование СА должно быть обеспечено в отдельных сегментах технологических сетей путем физического выделения сегмента сети. Сетевые интерфейсы для взаимодействия со смежными/вышестоящими системами автоматизации/информатизации должны быть минимизированы.

15.1.19 Обеспечение информационной безопасности

15.1.19.1 Нахождение в составе СА программно-аппаратных средств и ПО, не используемых для обеспечения функционирования ТП и не предусмотренных ПД и ЭД, должно быть исключено.

15.1.19.2 Взаимодействие СА с сетью Интернет должно быть исключено, а также исключено использование в СА сервисов электронной почты.

15.1.19.3 Информационное взаимодействие СА со смежными и вышестоящими информационными системами (ресурсами) должно осуществляться в объеме, минимально необходимом для обеспечения функционирования технологических объектов (передача из СА необходимой технологической и диагностической информации при необходимости).

15.1.19.4 Для АРМ и серверов, входящих в состав СА, должны быть реализованы технические меры по обеспечению безопасности с использованием средств защиты информации, встроенных в общесистемное и прикладное (специальное) ПО, а также наложенных средств защиты информации (средств антивирусной защиты и др.).

15.1.19.5 Непосредственно в СА должны быть реализованы меры по идентификации и аутентификации, управлению доступом, обеспечению целостности (если предусмотрено ПД на АСУ ТП).

15.1.19.6 Для активного сетевого оборудования, входящего в состав СА, а также обеспечивающего подключение сегмента СА к сети технологического объекта, должны быть реализованы технические меры по обеспечению безопасности, в том числе меры по идентификации и аутентификации, управлению доступом, обеспечению целостности, защите автоматизированной системы и ее компонентов.

15.1.19.7 В АСУ ТП должна быть обеспечена передача информации о событиях, регистрируемых в программном обеспечении и программно-аппаратных средствах АСУ ТП (в том числе встроенными средствами защиты информации), на сервера сбора и анализа событий безопасности.

15.1.19.8 В СА должна быть обеспечена возможность взаимодействия со средствами резервного копирования и восстановления данных, конфигурационной информации, а также (при необходимости) ПО.

15.2 Организация эксплуатации средств и систем автоматизации и телемеханики

15.2.1 Для эксплуатации СА, СЛТМ и средств связи на всех уровнях управления создают соответствующие подразделения. Перечень и состав отделов, служб, участков и групп эксплуатации в технологических, административно-хозяйственных и ремонтных подразделениях ЭО, а также разделение обязанностей, границы эксплуатационной ответственности и объемов обслуживаемого оборудования определяются собственником МГ исходя из назначения используемого оборудования и с учетом его действующих локальных нормативных актов по распределению ответственности между подразделениями и доводятся в ЭО.

15.2.2 Каждый производственный объект для обеспечения нормальных условий эксплуатации систем и средств автоматизации, телемеханизации и связи обеспечивают принципиальными электрическими схемами, которые раз в два года проверяются лицом, ответственным за эксплуатацию соответствующих средств на объекте МГ с записью и отметкой в акте проверки о соответствии схемы ПД фактическому исполнению.

15.2.3 Использование по назначению АСУ ПТК МГ выполняет оперативный персонал ЭО (диспетчер ДС, сменный инженер, оператор и т. д.), использующий АСУ ПТК МГ в круглосуточном режиме для контроля и управления технологическим оборудованием.

15.2.4 Использование по назначению АСУ ПТК МГ оперативным персоналом ЭО осуществляют в соответствии с утвержденными руководством ЭО технологическими схемами, инструкциями и картами.

15.2.5 Использование по назначению АСУ ПТК МГ включает:

- контроль и управление ТП и оборудованием;
- плановые проверки достоверности параметров ТП.

15.2.6 Любые отключения и переключения СЛТМ, в том числе перевод с автоматического управления на ручное, выполняют по разрешению ПДС ЭО с записью в оперативном журнале.

15.2.7 Оперативный персонал периодически осуществляет проверки достоверности показателей ТП в соответствии со своей должностной (рабочей) инструкцией и НД.

15.2.8 Оперативный персонал проводит периодический контроль исправности и работоспособности АСУ ПТК МГ, когда осуществление операций требуется по условиям эксплуатации, с записью результатов в оперативном журнале.

15.2.9 Оперативный персонал принимает участие в проверках, проводимых эксплуатационным персоналом, при необходимости.

15.2.10 Эксплуатационный персонал обеспечивает техническую эксплуатацию АСУ ПТК МГ.

15.2.11 Техническую эксплуатацию СПА должны выполнять специалисты ЭО, прошедшие соответствующую подготовку, или подрядные организации, имеющие соответствующие лицензии по монтажу, ТОиР средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений.

15.2.12 На каждый компонент АСУ ПТК МГ составляют технологическую карту обслуживания (регламент технического обслуживания) СИ и автоматики, в которой указывают содержание работ и методику выполнения.

15.2.13 Техническая эксплуатация АСУ ПТК МГ включает, в том числе, техническое диагностирование, контроль технического состояния и ТОиР.

15.2.14 Эксплуатационный персонал для организации работ по оценке технического состояния систем и СА ТП, телемеханизации и связи:

- осуществляет сбор, анализ, хранение и актуализацию сведений о сроках службы систем и СА ТП, телемеханизации и связи и отражает указанные сроки в формулярах;
- формирует и предоставляет руководству ЭО заявку на выполнение работ по диагностированию, оценке технического состояния и продлению срока службы систем и СА ТП, телемеханизации и связи на планируемый период;
- привлекает в установленном порядке специализированные организации к выполнению работ по диагностированию.

15.2.15 Основные показатели работы АСУ ПТК МГ определяют и учитывают в соответствии с действующей НД.

15.2.16 При отказах компонента или оборудования АСУ ПТК МГ после восстановления работоспособности проводят внеплановую проверку функционирования системы, объем которой, в зависимости от характера отказа, соответствует полной или частичной проверке.

15.2.17 Каждый случай отказа компонентов СПА должен быть зафиксирован в оперативном журнале и журнале учета отказов средств измерений и автоматизации, а информация о каждом срабатывании системы, за исключением ложного, должна направляться в подразделение ЭО, осуществляющее контроль за соблюдением требований промышленной безопасности.

15.2.18 В ЭО разрабатывают руководящий документ, определяющий единые требования к классификации и учету отказов, правила ведения и заполнения регистрационных и отчетных документов.

15.2.19 Информацию по отказам и дефектам средств и систем автоматизации регистрируют в соответствующей оперативной и ТД, разрабатываемой ЭО.

15.2.20 Для организации сопровождения ПО АСУ ПТК МГ ЭО разрабатывает НД, определяющую процедуры приемки, внесения изменений, подключения пользователей, обеспечения информационной безопасности, учитывающие особенности систем автоматизации и структуру ЭО.

15.2.21 Эксплуатационный персонал для сохранения показателей надежности ПО в течение срока эксплуатации обеспечивает дублирование эталонного ПО и регулярный контроль сохранности носителей ПО и информации, регистрацию и накопление всех изменений, а также верификацию функционирующего ПО в АСУ ТП МГ по эталонному ПО.

15.2.22 Для уменьшения риска случайного внесения изменений или несанкционированного доступа к рабочему ПО обеспечивают разделение программных средств, находящихся в разработке или тестировании, и рабочих программ.

15.2.23 Результаты технической эксплуатации АСУ ПТК МГ, выявленные отклонения и неисправности, а также принятые меры фиксируют в документах установленной формы.

15.2.24 Службу, эксплуатирующую СЛТМ, оснащают стационарными и специализированными передвижными лабораториями телемеханики с необходимым составом метрологических, диагностических, тарировочных и других необходимых средств измерений, инструментов, приспособлений.

15.3 Метрологическое обеспечение

15.3.1 Организационной основой метрологического обеспечения является метрологическая служба собственника МГ, включающая структурное подразделение собственника МГ, ответственное за формирование и реализацию единой технической политики в области обеспечения единства измерений, метрологические службы ЭО, корпоративные и региональные метрологические центры.

15.3.1.1 Организацию и проведение работ по метрологическому обеспечению вновь вводимых и находящихся в эксплуатации объектов, сооружений и оборудования МГ осуществляют в соответствии с требованиями национального законодательства, собственника МГ и настоящим стандартом.

15.3.1.2 Метрологическое обеспечение объектов МГ включает 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.

15.3.1.3 Метрологическое обеспечение осуществляют в соответствии с требованиями международных договоров и технических регламентов, принятых в государствах, принявших настоящий стандарт, национального законодательства и НД собственника МГ.

15.3.1.4 Организационной основой метрологического обеспечения является структурное подразделение собственника МГ, функциональными обязанностями которого является организация работ в области обеспечения единства измерений метрологические службы ЭО; базовые организации метрологической службы; отраслевой и региональные метрологические центры.

15.3.1.5 Метрологическое обеспечение объектов МГ включает следующие мероприятия:

- систематический анализ состояния и применения СИ, аттестованных методик (методов) измерений, рабочих эталонов, соблюдения метрологических правил и норм, разработку на его основе мероприятий по совершенствованию метрологического обеспечения;
- создание и внедрение современных методов измерений и СИ;
- разработку и внедрение документов системы стандартизации;
- метрологическую экспертизу проектов стандартов, технических заданий на проектирование, конструкторской, технологической и другой НД;
- аттестацию методик (методов) измерений;
- испытания и внедрение СИ;
- контроль за состоянием, применением и ремонтом СИ, за соблюдением метрологических правил и норм;
- информационное обеспечение метрологических служб собственника МГ;
- поверку, калибровку и эксплуатацию СИ;
- обеспечение производств метрологическим оборудованием и СИ;
- подготовку и повышение квалификации кадров.

15.3.1.6 На объектах МГ к эксплуатации допускают СИ, прошедшие государственные испытания в целях утверждения типа (имеющие сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ) в соответствии с требованиями национального законодательства и допущенные в установленном собственником МГ порядке к применению на объектах МГ.

Вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений (сферы законодательной метрологии) в добровольном порядке могут применяться как СИ утвержденных типов, так и СИ неутвержденных типов, сертифицированные в системах добровольной сертификации.

В сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (сфере законодательной метрологии), устанавливаемого национальным законодательством, оценку на соответствие СИ установленным метрологическим требованиям при их эксплуатации проводят в формах поверки.

Вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений (сферы законодательной метрологии) порядок метрологического контроля СИ определятся собственником МГ.

15.3.1.7 Требования к проведению измерений с применением аттестованных или стандартизованных методик (методов), а также требования к методикам (методам) выполнения измерений устанавливает национальное законодательство, нормативные правовые акты и документы системы стандартизации.

15.3.1.8 ТОиР СИ осуществляют службы, участки или группы производственных подразделений ЭО и/или филиалов ЭО в пределах границ обслуживания с привлечением при необходимости специализированных организаций.

Ремонт СИ проводят при обнаружении неисправности СИ, 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 — ремонтными предприятиями или силами производителя. СИ, прошедшие ремонт, подлежат внеочередной поверке/калибровке.

15.3.1.9 Руководители подразделений, в ведении которых находятся СИ, обеспечивают:

- надлежащие условия применения, эксплуатации и хранения СИ;

- ремонт и замену неисправных СИ;
- немедленное изъятие из обращения СИ, признанных непригодными к применению;
- передачу СИ в метрологическую службу для поверки (калибровки) СИ в соответствии с графиками;
- подменный фонд для обеспечения непрерывности измерений на время поверки/ремонта СИ.

Подразделения ЭО и филиалов ЭО, эксплуатирующие СИ, должны иметь следующую ТД:

- эксплуатационные документы на СИ;
- журнал/ведомость учета СИ;
- методики измерений или иные руководящие документы по измерениям;
- документы о поверке/калибровке.

15.3.2 Проведение работ в области метрологического обеспечения

15.3.2.1 Установление перечня измеряемых величин, диапазона измерений, норм точности измерений и выбор СИ осуществляют в соответствии с требованиями стандартов собственника МГ и другой НД.

15.3.2.2 Организацию и порядок проведения поверки СИ, метрологическое обеспечение измерительных систем, разработку и аттестацию методик (методов) измерений, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, проводят в соответствии с требованиями национального законодательства и документами системы стандартизации.

Государственный метрологический надзор за состоянием и применением СИ, аттестованными методиками (методами) выполнения измерений, эталонами и с соблюдением метрологических правил и норм, проводят в соответствии с требованиями национального законодательства.

Калибровку СИ выполняют в соответствии с требованиями национального законодательства и НД собственника МГ.

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 единицы величины от государственного первичного эталона либо от национального эталона единицы величины другой страны в соответствии с порядком, установленным национальным органом, уполномоченным в сфере технического регулирования и метрологии.

15.3.2.3 Разрабатываемая нормативная, конструкторская и технологическая документация, в которой устанавливают нормы точности, методики (методы), средства, условия выполнения измерений, должна быть подвергнута метрологической экспертизе.

15.3.3 Планирование работ

15.3.3.1 Планирование работ по разработке НД по метрологическому обеспечению объектов МГ осуществляют в соответствии с основными положениями планирования стандартизации национального уровня и в рамках программ метрологического обеспечения и стандартизации собственника МГ.

15.3.3.2 Программы метрологического обеспечения собственника МГ разрабатывают на основе результатов анализа состояния измерений, выполняемых на объектах МГ, на период, необходимый для реализации работ.

15.3.4 Организация работ

Подразделение администрации собственника МГ, ответственное за формирование и реализацию единой технической политики в области обеспечения единства измерений, осуществляет организацию проведения:

- мероприятий по совершенствованию метрологического обеспечения на основе анализа состояния и применения СИ, аттестованных методик (методов) измерений, рабочих эталонов и соблюдения метрологических правил и норм;
- внедрения современных методов измерений и СИ;
- разработки и внедрения документов системы стандартизации;
- метрологической экспертизы проектов стандартов, технических заданий на проектирование конструкторской, технологической и другой НД;
- метрологического надзора за состоянием, применением и ремонтом СИ, за соблюдением установленных метрологических правил и норм;
- поверки и калибровки СИ, измерительных каналов и систем;
- информационного обеспечения метрологических служб ЭО;
- ведомственных испытаний и внедрения СИ;
- подготовки и повышения квалификации кадров.

15.3.5 Метрологические службы ЭО

Метрологическая служба ЭО при выполнении работ по метрологическому обеспечению осуществляет:

- планирование, организацию и проведение проверок состояния метрологического обеспечения в филиалах ЭО;
- участие в работах по метрологической экспертизе проектной, конструкторской и технологической документации создаваемых и эксплуатируемых объектов ЭО;
- анализ потребности филиалов ЭО в эталонах, СИ;
- организацию и (или) проведение аттестации эталонов, применяемых ЭО;
- организацию технического учета средств измерений и измерительных каналов, используемых в ЭО;
- участие в проведении аттестации применяемого испытательного оборудования;
- обеспечение соблюдения требований НД в области обеспечения единства измерений и метрологического обеспечения и методик (методов) измерений, применяемых в ЭО;
- контроль правильности монтажа СИ на газоизмерительных объектах (ГИС, пунктах измерений расхода газа, УИ в составе ГРС и т. д.) и оценку характеристик точности (качества) измерений количества газа и показателей качества природного газа;
- участие в совместных с контрагентами проверках узлов измерений количества и контроля качественных показателей газа и жидких углеводородов в части требований по метрологическому обеспечению, указанных в договорах на транспортирование газа;
- координацию деятельности ЭО с контрагентами по вопросу измерений расхода и показателей качества природного газа.

15.4 Диагностирование, техническое обслуживание и ремонт систем и средств автоматизации

15.4.1 ТОиР АСУ ПТК МГ осуществляют службы, участки или группы производственных подразделений ЭО и/или филиалов ЭО в пределах границ обслуживания с привлечением при необходимости специализированных организаций.

15.4.2 Эксплуатационный персонал в процессе ТО АСУ ПТК МГ проводит:

- технический осмотр;
- контроль технического состояния;
- сезонное ТО;
- регламентное ТО;
- внеплановое ТО;
- сопровождение ПО АСУ ПТК МГ.

15.4.3 Техническое диагностирование и контроль технического состояния выполняют с целью получения объективных данных для оценки технического состояния (возможных дефектов и их причин) АСУ ПТК МГ методом визуального и инструментального контроля.

15.4.4 Результаты технического диагностирования и контроля технического состояния оформляют соответствующим актом по форме, утвержденной в ЭО.

15.4.5 По результатам анализа технического состояния компонента и оборудования АСУ ПТК МГ и соответствия требованиям ТД производителей принимают решения о продлении срока безопасной эксплуатации оборудования.

15.4.6 Оценку технического состояния оборудования АСУ ПТК МГ выполняет ЭО на основе анализа документации и материалов технического диагностирования.

15.4.7 Диагностирование систем и средств АСУ ПТК МГ проводят по методикам для видов оборудования в установленном собственником МГ порядке с привлечением специализированных организаций, имеющих необходимые организационно-технические возможности (наличие лицензий, аттестованные лаборатории, персонал). Диагностирование систем и средств АСУ ПТК МГ целесообразно проводить комплексно в составе технологического оборудования.

15.4.8 Регламентное ТО проводят в соответствии с технологическим регламентом (технологическими картами), разрабатываемым производителем оборудования, либо ЭО на основании РЭ на оборудование.

15.4.9 Внеплановое ТО проводят по техническому состоянию при ухудшении характеристик АСУ ПТК МГ. Объем работ определяется из фактического технического состояния оборудования.

15.4.10 В рамках регламентного и внепланового обслуживания выполняют проверку технического состояния компонента и оборудования АСУ ПТК МГ, плановую и внеплановую проверку функционирования АСУ ПТК МГ при различных режимах работы технологического оборудования.

15.4.11 Вид, периодичность и содержание плановой проверки компонента и оборудования АСУ ПТК МГ устанавливает национальное законодательство, РЭ на оборудование и НД собственника МГ. Плановую проверку компонента и оборудования АСУ ПТК МГ проводят согласно технологической карте или регламенту технического обслуживания.

15.4.12 Внеплановую проверку компонента и оборудования АСУ ПТК МГ проводят в следующих случаях:

- при отказе устройств;
- после замены отдельных КИП или элементов перед вводом соответствующего компонента в работу;
- при наличии замечаний к функционированию компонентов со стороны оперативного персонала;
- при внесении изменений (корректировке или обновлении) в ПО и алгоритмы управления;
- по распоряжению руководства ЭО.

15.4.13 После регламентного, внепланового, сезонного ТО, а также проведения текущего и капитального ремонтов выполняют полные и частичные проверки функционирования и технического состояния СЛТМ.

15.4.14 После проведения работ, способных повлиять на работоспособность компонентов СПА, должна проводиться внеплановая проверка и/или ТО, объем которой определяют в соответствии с требованиями ЭД.

15.4.15 Внеплановый текущий ремонт СЛТМ выполняют незамедлительно при обнаружении критических дефектов и отказов. Эксплуатационный персонал оперативно локализует или устраняет следующие виды отказов АСУ ПТК МГ:

- отказы и (или) нарушения в конструктивных элементах оборудования, задержка в устранении которых может стать причиной аварийного режима работы ПТК (исчезновение напряжения питания на элементе устройства, отказ датчика или первичного преобразователя в цепях защит и др.);
- отказ средств ДУ, в т. ч. в схеме ДУ регулирующим или запорным органом;
- нарушение соединений в разъемах устройств, на рядах зажимов устройств, щитов управления, шкафов и т. д.;
- отказ, устранение которого необходимо производить заменой дефектного устройства резервным.

15.4.16 Решение о необходимости вывода устройств телемеханики в текущий или капитальный ремонт или о дальнейшей эксплуатации без ремонта выносят по совокупности данных технических осмотров и проверок.

15.4.17 После каждого ремонта осуществляют полную проверку СЛТМ.

15.4.18 Ремонтируемые устройства СЛТМ при текущем и капитальном ремонтах временно заменяют резервными.

15.4.19 СЛТМ, отключенные по распоряжению оперативного персонала ЭО в связи с проведением определенных работ, включают по требованию лица, подавшего заявку на отключение, а также лица, сменившего или заменяющего его.

15.4.20 В процессе технической эксплуатации запрещается отключать установки СПА, а также вводить изменения в принятую схему защиты без корректировки ПД. Перевод установок с автоматического пуска на ручной или отключение запрещается, за исключением случаев, предусмотренных НД по пожарной безопасности.

15.4.21 В период выполнения работ ТОиР, проведение которых связано с отключением СПА, ЭО должна обеспечить безопасность защищаемых объектов.

15.4.22 Для исключения срабатывания установки пожаротушения запрещается производить техническое обслуживание системы пожарной сигнализации без принятия мер по предотвращению автоматического запуска системы пожаротушения. ТОиР установок пожаротушения проводится согласно разработанной инструкции по эксплуатации и утвержденному плану-графику по ТОиР.

15.4.23 Замену или ремонт КИП и А на работающем оборудовании, если подобные работы допускаются инструкциями по безопасности и условиям ТП, проводят с разрешения вышестоящего оперативного персонала, в управлении или в ведении которого находится оборудование.

15.4.24 Вывод из работы основных средств связи и каналов телемеханики для осмотра, проверки и ремонта осуществляют в соответствии с инструкциями ЭО. На время отключения средств связи и телемеханики предоставляют резервные средства и каналы связи.

15.4.25 Проверку сложной многоуровневой системы управления на соответствие техническим характеристикам производят при комплексных испытаниях по программе, разработанной проектной или специализированной организацией, согласованной оперативным персоналом ЭО.

15.5 Техническая документация

15.5.1 Эксплуатационные подразделения ЭО используют в работе производственную документацию, которая подразделяется на организационную и техническую.

15.5.2 К организационной документации относят:

- свод правил, инструкций и регламентов, выпущенных ЭО, филиалами ЭО;
- распорядительные документы руководства ЭО, филиалов ЭО;
- директивные указания вышестоящих организаций;
- положения об отделе, службе, группе, участке;
- должностные (рабочие) инструкции персонала;
- методологические документы;
- планы и графики контрольных измерений, ремонтно-технического обслуживания и метрологического обеспечения;
- журналы учета и проверки технических средств.

15.5.3 Обязательными являются следующие графики:

- обслуживания технических средств;
- проверки аварийных защит;
- поверки (калибровки) СИ.

15.5.4 При выполнении ТОиР специализированными организациями графики на эти работы составляют отдельно и согласовывают с исполнителями.

15.5.5 К ТД относят:

- государственные и отраслевые нормативно-справочные документы (стандарты, правила, инструкции, положения, нормы и т. д.) по перечню, утвержденному ЭО;
- исполнительную ТД, принятую по окончании строительства;
- приемо-сдаточную документацию при вводе объекта в эксплуатацию;
- проектно-сметную документацию;
- ЭД на технические средства;
- документацию на информационное и ПО;
- структурные, функциональные, принципиальные и другие необходимые схемы систем и средств;
- инструкции по эксплуатации (технологические регламенты);
- инструкции по охране труда и пожарной безопасности;
- учебные пособия, техническую литературу;
- комплект программных средств на электронных носителях.

15.5.6 Должностные (рабочие) и технологические инструкции разрабатываются в филиалах ЭО с учетом ПД службами, ответственными за эксплуатацию технических средств, и утверждаются руководством филиалов ЭО.

15.5.7 Обозначения и терминология ТД должны соответствовать НД.

15.5.8 ТД (включая схемы), разрабатываемую в филиалах ЭО, утверждает главный инженер (технический руководитель) филиала ЭО с указанием срока действия.

15.5.9 ТД ведется на различных видах носителей, включая возможность создания электронных архивов.

15.5.10 Для импортных технических и программных средств обеспечивают наличие экземпляров документации на языке оригинала, с предпочтением издания на английском языке.

15.5.11 Основные экземпляры документации должны быть переведены на русский язык поставщиком оборудования или программных средств. Количество основных экземпляров документации должно быть не менее трех.

15.5.12 Полный перечень документации (номенклатура дел) по службе (отделу, участку, группе) филиала ЭО разрабатывается соответствующим структурным подразделением и утверждается руководством филиала ЭО. Службы филиалов ЭО обязаны вести следующие журналы:

- оперативный журнал;
- учета отказов технических средств;
- ТОиР;
- другие журналы в соответствии с перечнем документации, утвержденным руководством филиала ЭО.

15.5.13 В составе ЭД СА должны быть представлены:

- руководства (инструкции, правила) по настройке, применению и эксплуатации СА, в том числе для встроенных средств защиты информации;
- документы, подтверждающие, что средства защиты информации, встроенные в специальное (прикладное) ПО и/или в программно-аппаратные средства автоматизированной системы, прошли оценку соответствия требованиям безопасности;
- заключения о совместимости общего и специального (прикладного) ПО системы автоматизации со средствами защиты информации, включая заключения на совместимость со средствами предотвращения проникновения, обнаружения внедрения и нейтрализации вредоносного ПО (антивирусного ПО);
- документы, подтверждающие проведение мероприятий по безопасной разработке специального (прикладного) ПО, анализу программного кода на выявление ошибок, уязвимостей и недекларированных возможностей специального (прикладного) ПО, сведения о методах, средствах и «инструментах», используемых для проведения указанных мероприятий.

16 Технологическая связь

16.1 Организация эксплуатации технологической связи

16.1.1 Технологическая связь собственника МГ предназначена для обеспечения производственной деятельности, управления ТП транспортирования газа и обеспечивает:

- диспетчерскую связь;
- телефонную (голосовую и видео) связь;
- подвижную радиотелефонную связь;
- селекторную (голосовую и видео-) связь;
- передачу данных, в том числе АСУ ТП и СЛТМ.

16.1.2 Состав видов технологической связи для конкретного участка МГ определяют нормативными требованиями и условиями эксплуатации.

16.1.3 Технологическую связь МГ составляют первичные и вторичные сети, которые обеспечивают функционирование комплекса оборудования, технических средств и сооружений связи.

16.1.4 Техническую эксплуатацию и управление технологическими сетями связи МГ осуществляют эксплуатационные подразделения связи ЭО или филиалов ЭО.

16.1.5 Состав первичной и вторичной сетей технологической связи МГ определяет собственник МГ.

В состав первичной сети технологической связи объектов МГ, как правило, входят:

- волоконно-оптические линии связи;
- радиорелейные линии связи;
- кабельные линии связи.

В состав вторичных сетей технологической связи объектов МГ, как правило, входят:

- сеть диспетчерской связи;
- сеть фиксированной телефонной связи;
- сеть передачи данных;
- сеть видеотелефонной и видеоконференцсвязи;
- сеть связи совещаний;
- сеть подвижной радиосвязи;
- сеть передачи данных СЛТМ;
- локальная вычислительная сеть;
- структурированная кабельная система;
- система громкоговорящей связи, оповещения и радиофикации;
- система электрочасофикации;
- системы связи обеспечения безопасности объектов и ИТСО.

16.1.6 Назначение и применение сетей технологической связи на объектах МГ определяет собственник МГ исходя из условий расположения объекта МГ и других факторов.

16.1.7 В зависимости от конкретных условий эксплуатации и масштабов эксплуатируемого участка сети связи трубопровода в системе технической эксплуатации ЭО создают отдельные эксплуатационные подразделения:

- линейные ремонтно-восстановительные бригады или производственные лаборатории;
- сервисные и ремонтные центры.

16.1.7.1 Эксплуатационные подразделения связи ЭО обеспечивают:

- бесперебойную работу технологической сети, средств, линий и сооружений связи в пределах закрепленных границ;
- содержание эксплуатируемых сооружений, средств и линий связи в соответствии с техническими нормами и правилами;
- оперативное устранение повреждений средств, линий и сооружений технологической связи;
- проведение мероприятий по предотвращению аварий, несчастных случаев и нарушений правил безопасности;
- организацию временной связи на объектах трубопровода при производстве аварийных и плановых работ на обслуживаемых объектах;
- ТОиР средств и линий технологических сетей связи;
- ведение производственной документации и статистической отчетности в соответствии с утвержденными нормами и инструкциями.

16.1.7.2 При ликвидации аварий на ЛЧ трубопроводов подразделения связи ЭО обеспечивают организацию связи между ремонтными бригадами, штабом ликвидации аварий и ДС.

16.1.7.3 При эксплуатации сетей и средств технологической связи руководствуются:

- НД, приказами, указаниями вышестоящих органов по разработке, внедрению и эксплуатации технологической связи на трубопроводах;
- документами системы стандартизации.

16.1.7.4 Техническая эксплуатация технологических сетей связи включает:

- ввод в эксплуатацию;
- планирование эксплуатации;
- техническое обслуживание;
- контроль за техническим состоянием;
- ремонт;
- учет средств связи;
- хранение;
- материально-техническое обеспечение.

16.1.7.5 При организации эксплуатации технологической связи обязанности структурных подразделений по обслуживанию комплекса технических средств, ПО определяют положениями о подразделении, приказами, распоряжениями руководства ЭО, филиалов ЭО.

16.1.8 Оперативно-техническую документацию по технической эксплуатации технологических сетей связи разрабатывают эксплуатационные подразделения ЭО с учетом ПД, условий эксплуатации, организационной структурой и утверждением руководителем эксплуатационного подразделения (технический руководитель) ЭО или филиала ЭО.

16.1.9 Эксплуатационный персонал по каждой системе линии связи, кроме проектной и заводской, ведет ТД и ЭД по утвержденному техническим руководителем эксплуатационного подразделения перечню.

16.1.10 Схему, объем и порядок организации технологической связи на месте производства аварийно-восстановительных работ на трубопроводах устанавливают соответствующие разработанные планы и мероприятия, утвержденные руководителем (техническим руководителем) ЭО.

16.1.11 Перед грозовым сезоном должна проводиться проверка состояния защиты от перенапряжений распределительных устройств и линий электропередачи и обеспечиваться готовность защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

16.1.12 Ввод линий, сетей и сооружений технологической связи в эксплуатацию производят в установленном порядке на основании акта приемочной комиссии.

16.1.13 При подготовке систем и линий связи, телемеханики к осенне-зимнему периоду и периоду весеннего паводка ЭО и филиалы ЭО обеспечивают:

- устойчивость ВЛ на участках, подверженных осадкам, гололеду, ураганам путем установки противоветренных и усиленных опор;
- предупреждение обрыва проводов, подверженных вибрации, путем устройства рессорных вязок;
- проверку соответствия установленным требованиям состояния линий связи в районах пересечения или сближения линий связи с различными сооружениями и ЛЭП;
- проверку технического состояния и профилактику систем и сооружений связи;
- защиту от проникновения влаги в местах вводов в клеммные коробки;
- очистку от снега сооружений телемеханики;
- открытие/закрытие клапанов на воздуховодах систем вентиляции (кондиционирования).

16.1.14 На переходах линий связи через реки необходимо осматривать и приводить в порядок переходные опоры. При наличии кабельных вставок скалывают лед на береговых концах у кабелей и проверяют исправность береговых укреплений.

После вскрытия рек в местах кабельных переходов, находящихся под угрозой разрушения, организуют аварийные посты. Между аварийными постами и ДС филиала ЭО обеспечивают постоянную телефонную или радиосвязь.

16.2 Техническое обслуживание и ремонт систем и средств связи

16.2.1 Персонал, осуществляющий техническую эксплуатацию систем и средств связи в процессе ТО, проводит:

- контроль технического состояния;
- корректирующее обслуживание;
- планово-профилактическое обслуживание;
- сопровождение ПО систем и оборудования связи.

16.2.2 Срок, объем и периодичность технического обслуживания устанавливают в соответствии с ЭД на технические средства и НД по эксплуатации линий и систем связи.

16.2.3 Перечень обслуживаемого каждым подразделением оборудования с указанием границ обслуживания утверждает технический руководитель подразделения, обеспечивающего эксплуатацию соответствующего участка трубопровода или организации.

16.2.4 Порядок организации, проведения и объем операций, выполняемый при ТО, а также организацию обходных (резервных) каналов связи определяют графиками, технологическими, маршрутными картами, инструкциями и другой оперативно-технической документацией.

16.2.5 Сроки проведения ТО линий и средств, обеспечивающих технологическую связь на ЛЧ трубопровода, согласовывают с графиками ТО основного технологического оборудования и систем автоматизации и телемеханизации.

16.2.6 Ремонт линий, сетей и средств связи включает комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на восстановление исправности или работоспособности линий, систем и оборудования, восстановление его ресурса или его составных частей.

16.2.7 Текущий и капитальный ремонт линий, сетей и средств связи осуществляют эксплуатационные подразделения ЭО и/или филиалов ЭО в пределах границ обслуживания с привлечением при необходимости специализированных организаций.

16.2.8 Отключение каналов или сервисов технологических сетей связи на период проведения ТОиР линий, сетей и средств связи производят по согласованию и/или разрешению оперативного (диспетчерского) персонала ЭО, в управлении или ведении которого находится производственный объект или участок МГ.

17 Выполнение отдельных видов работ

17.1 Общие положения

17.1.1 ЭО, филиал ЭО организует работу по обеспечению эксплуатации объектов МГ в соответствии с требованиями соответствующих технических регламентов Таможенного союза, национального законодательства, нормативных правовых актов, документов системы стандартизации и иной НД.

17.1.2 Надзор и контроль за соблюдением национального законодательства, стандартов и иной НД в пределах полномочий осуществляют:

- уполномоченные государственные органы надзора и контроля;

- собственник объекта МГ и (или) уполномоченные собственником объекта МГ органы корпоративного (ведомственного) надзора и контроля организации собственника МГ.

17.1.3 ЭО (филиал ЭО) разрабатывает перечень производственных инструкций, включая технологические инструкции и инструкции по эксплуатации, инструкций по охране труда и по пожарной безопасности.

17.1.4 Филиалы ЭО разрабатывают:

- производственные инструкции, включая технологические инструкции и инструкции по эксплуатации, с учетом конкретных условий, специфики эксплуатируемых объектов МГ;
- должностные (рабочие) инструкции;
- инструкции по охране труда;
- инструкции по пожарной безопасности.

Инструкции пересматривают и переутверждают не реже одного раза в пять лет, если иное не установлено национальным законодательством, собственником МГ и настоящим стандартом, а также в следующих случаях:

- при изменении ТП;
- при пересмотре или введении новых требований законодательства или НД;
- по результатам расследования имевших место аварий, пожаров или несчастных случаев.

17.1.5 Инструкции по 17.1.4 размещают в доступном для работников месте, определенном руководителями подразделений филиалов ЭО.

17.1.6 Выдачу производственных заданий работникам подразделений филиала ЭО фиксируют записью в журнале выдачи заданий. Форма журнала выдачи заданий приведена в Ж.5. Журнал ведут в каждом производственном подразделении филиала ЭО.

17.1.7 При выдаче заданий группе работников, состоящей из двух и более работников, одного назначают старшим с записью в журнале выдачи заданий. Старший группы контролирует исполнение производственного задания и соблюдение требований безопасности при выполнении работ.

17.1.8 Работники, выполняющие ТОиР элементов и оборудования объекта МГ, должны знать обслуживаемый участок (элемент) объекта МГ, технологические схемы сооружений, устройство и работу элементов и оборудования.

17.1.9 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 собственником МГ.

17.1.10 Допуск специализированных организаций на объекты МГ осуществляют в порядке, установленном ЭО.

17.1.11 На объектах и рабочих местах устанавливают и вывешивают необходимые знаки и плакаты безопасности.

17.2 Эксплуатационный персонал

17.2.1 К эксплуатации, обслуживанию и ремонту объектов МГ допускают работников, которые соответствуют следующим требованиям:

- не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- не моложе 18 лет;
- имеющих требуемые уровни квалификации согласно национальному законодательству, соответствующие профессиональным стандартам, утвержденным инструкциям;
- прошедших соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний на допуск к самостоятельной работе в порядке, установленном собственником МГ и государственными органами контроля и надзора в сфере охраны труда, промышленной и пожарной безопасности;
- обученных действиям при ликвидации аварий и их последствий, имеющих соответствующую группу по электробезопасности и навыки применения соответствующих СИЗ, оказания первой помощи.

17.2.2 К эксплуатации, обслуживанию и ремонту объектов МГ допускают руководителей и специалистов, которые соответствуют следующим требованиям:

- не моложе 18 лет;
- не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- имеющих требуемую квалификацию согласно национальному законодательству, а также соответствующих профессиональным стандартам и утвержденным должностным инструкциям;
- прошедшим проверку знаний по охране труда и промышленной безопасности в соответствии с требованиями национального законодательства;

- обученных действиям при ликвидации аварий и их последствий;
- имеющих соответствующую группу по электробезопасности.

17.2.3 Работники ЭО (филиала ЭО), выполняющие работы на объектах 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 ТПА в порядке, определенном действующими на данном объекте инструкциями, и по указанию соответствующих руководителей (начальников служб, диспетчеров, сменных инженеров, мастеров) назначенных ответственными за выполнение данного вида работ.

17.2.4 Работники, совмещающие несколько должностей служащих (профессий рабочих), проходят обучение и проверку знаний по совмещаемым должностям служащих (профессиям рабочих) в случаях, если это требуется по совмещаемым должностям служащих (профессиям рабочих).

17.2.5 Работники, привлекаемые к аварийно-восстановительным работам, проходят теоретические и практические занятия по ПМЛА в установленном порядке в соответствии с утвержденным в ЭО графиком.

17.2.6 Работники ЭО и филиала ЭО должны владеть знаниями в области:

- свойств газа, этана, пирофорных соединений, ТУГ, газового конденсата, а также других опасных и вредных веществ, наличие которых возможно на объектах МГ, требований безопасности при обращении с ними и их утилизации;
- потенциально возможных опасностей и профессиональных рисков, возникающих при ТП.

Свойства отдельных веществ приведены в приложении И.

17.2.7 Руководство ЭО, филиала ЭО и эксплуатационный персонал:

- выполняют в установленные сроки предписания и указания собственника МГ, предписания уполномоченных государственных органов контроля и надзора, а также органов контроля и надзора собственника МГ;
- расследуют в установленном порядке несчастные случаи на производстве, аварии и инциденты и другие события в соответствии с национальным законодательством и требованиями собственника МГ;
- принимают меры, исключающие их повторение.

17.2.8 Руководство ЭО (филиалов ЭО):

- обеспечивает соблюдение требований безопасности при эксплуатации объектов МГ;
- обеспечивает проверку знаний в соответствии с требованиями собственника МГ;
- обеспечивает разработку и пересмотр инструкций (см. 17.1.4);
- обеспечивает разработку и пересмотр ПМЛА, деклараций промышленной и пожарной безопасности (при наличии соответствующих требований в национальном законодательстве);
- обеспечивает персонал исправным инструментом и приспособлениями, соответствующими условиям производства работ, необходимыми материалами;
- обеспечивает персонал СИЗ, моющими, дезинфицирующими и профилактическими средствами;
- назначает лиц, ответственных за обеспечение охраны труда и пожарной безопасности в отдельных цехах, на участках и объектах;
- организует и контролирует обучение и повышение квалификации персонала по охране труда, промышленной и пожарной безопасности;
- обеспечивает проверку состояния охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, наличие и готовность средств индивидуальной и коллективной защиты персонала и средств пожаротушения;
- обеспечивает подведомственные объекты необходимыми документами по вопросам охраны труда, промышленной и пожарной безопасности;
- обеспечивает проведение необходимых экспертиз в установленном собственником МГ порядке в соответствии с национальным законодательством;
- обеспечивает сохранность документации по охране труда промышленной и пожарной безопасности (протоколы проверки знаний, журналы инструктажа, приказы и распоряжения, связанные с охраной труда, промышленной и пожарной безопасностью и т. д.);
- обеспечивает постоянную охрану и пропускной режим на территориях объектов МГ;
- обеспечивает обучение и необходимый уровень квалификации работников.

17.2.9 Руководство подразделений филиала ЭО обеспечивает:

- ознакомление работников филиала ЭО с производственными инструкциями, инструкциями по охране труда и пожарной безопасности в порядке, установленном в ЭО;

- хранение документации по охране труда, промышленной и пожарной безопасности (протоколы проверки знаний, журналы инструктажа, распорядительные документы, связанные с охраной труда, промышленной и пожарной безопасностью и т. д.);
- выполнение требований по 17.2.2—17.2.6 по отношению к находящимся в ведении объектам и подчиненному персоналу;
- проверку знаний работников в установленном национальным законодательством и собственником МГ порядке;
- хранение и работоспособность инструмента и приспособлений;
- контроль за использованием инструмента и приспособлений по назначению, изъятие неисправного инструмента;
- контроль навыков персонала по использованию СИЗ;
- контроль за своевременным выполнением указаний уполномоченных государственных органов контроля и надзора, а также надзорных органов собственника МГ;
- проверку работоспособности средств индивидуальной и коллективной защиты, а также противопожарной защиты;
- информирование руководства филиала ЭО обо всех обнаруженных нарушениях охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, а также о неисправностях средств индивидуальной и коллективной защиты, систем противопожарной защиты и средств пожаротушения, принимая одновременно возможные меры к их устранению;
- контроль за соблюдением установленных сроков проведения испытаний средств индивидуальной и коллективной защиты персонала, а также средств противопожарной защиты объекта;
- разработку программ проведения противоаварийных и противопожарных тренировок;
- руководство проведением противоаварийных и противопожарных тренировок;
- информирование руководства ЭО и филиала ЭО о возникновении инцидента, аварии или другого события, требующего принятия неотложных мер, одновременно, при необходимости, с немедленным вызовом аварийно-ремонтного персонала, пожарной охраны и принятием других необходимых мер по ликвидации инцидента, аварии или события имеющимися в наличии силами и средствами, при необходимости организовывая эвакуацию персонала и оказание первой помощи пострадавшим.

17.2.10 Работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны проходить соответствующую проверку знаний в области требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности. Перечень должностей и профессий электротехнического и электротехнологического персонала, которым необходимо иметь соответствующую группу по электробезопасности, утверждает руководитель ЭО и (или) филиала ЭО в соответствии с НД.

17.2.11 Работники, осуществляющие отдельные виды деятельности, в т. ч. связанные с источниками повышенной опасности, работающие в условиях повышенной опасности, занятые на работах с вредными и/или опасными условиями труда, проходят предварительные (при поступлении на работу), периодические и внеочередные медицинские осмотры (обследования) в порядке и сроки, определяемые национальным законодательством и НД.

17.2.12 К работе на объектах МГ не допускают лиц, не прошедших предварительный или периодический медицинский осмотр либо имеющих медицинские противопоказания.

17.2.13 Работники, вновь прибывшие на объекты МГ для проведения работ, проходят вводный инструктаж с записью в журнале вводного инструктажа с подписями инструктируемого и инструктирующего.

17.2.14 Исполнение обязанностей руководителей и специалистов подразделений филиалов ЭО на период временного отсутствия могут возлагать распорядительным документом на работников (в т. ч. рабочих профессий), имеющих соответствующую квалификацию, обученных и аттестованных в соответствии с требованиями для руководителей и специалистов.

17.3 Работы повышенной опасности

17.3.1 Общие положения

17.3.1.1 На объектах МГ работами повышенной опасности являются:
- газоопасные;

- огневые;
- земляные;
- работы на высоте;
- работы в горных условиях;
- испытания газопроводов и оборудования;
- работы в электроустановках;
- другие работы, определенные в установленном национальным законодательством и собственником МГ порядке.

17.3.1.2 К работам повышенной опасности допускают лиц не моложе 18 лет, не имеющих медицинских противопоказаний к данному виду работ, прошедших обучение безопасным приемам и методам работы, стажировку, инструктаж, проверку знаний по охране труда. Участие в выполнении работ повышенной опасности стажерам, ученикам, практикантам запрещается.

17.3.1.3 Работы повышенной опасности выполняют в соответствии с требованиями национального законодательства, нормативных правовых актов, документов системы стандартизации, настоящего стандарта, документов собственника МГ и ЭО (филиала ЭО) и НД, утвержденной в установленном порядке.

17.3.1.4 Перечень работ повышенной опасности разрабатывает ЭО и (или) филиал ЭО и утверждает главный инженер (технический руководитель) ЭО и (или) филиала ЭО в соответствии с национальным законодательством.

17.3.1.5 На проведение работ повышенной опасности оформляют разрешительные документы (наряд-допуск, разрешение и пр.) согласно национальному законодательству и требованиям собственника МГ. Оформленные разрешительные документы регистрируют в специальных журналах.

17.3.1.6 В разрешительных документах отражают:

- место выполнения и содержание работ;
- перечень и объем подготовительных работ;
- условия безопасного проведения работ;
- места и периодичность контроля загазованности;
- перечень работников, принимающих участие в проведении работ;
- время начала и окончания работ;
- меры безопасности для лиц, занятых на работах и работающих на прилегающей территории и соседних объектах (для газоопасных работ);
- применяемое оборудование, механизмы и приспособления, в том числе СИЗ;
- состав исполнителей и лиц, ответственных за проведение подготовительных работ;
- места расстановки первичных средств пожаротушения, точки отбора анализа воздушной среды;
- состав исполнителей и лиц, ответственных за безопасное выполнение работ.

При необходимости прилагают схемы организации связи, расстановки людей, постов и установки предупредительных и запрещающих знаков и т. д.

17.3.1.7 Перед выполнением работ повышенной опасности проводят подготовительные мероприятия, обеспечивающие безопасные условия проведения работ:

- проведение целевых инструктажей и проверку знания содержания предстоящей работы и условий выполнения в виде устного опроса исполнителей работ по проведенному инструктажу;
- контроль воздушной среды в газоопасных местах согласно процедуре, установленной ЭО (для газоопасных работ);
- контроль наличия и исправности необходимых для производства работ оборудования, механизмов, инструментов, материалов, СИЗ, средств связи, противопожарных средств, а также проверку соответствующих навыков персонала безопасных методов работы в условиях проводимых работ;
- проверку готовности лестниц, площадок, ограждений, земляных откосов и т. д. к проведению работ;
- непосредственно выполнение технических мероприятий, обеспечивающих безопасные условия проведения работ;
- проверку у исполнителей знания методов оказания первой помощи пострадавшим и владения соответствующими навыками;
- прочие мероприятия, предусмотренные разрешительными документами.

17.3.1.8 Ответственность за безопасное выполнение работ повышенной опасности несут:

- лица, выдавшие, утвердившие и согласовавшие специальные инструкции по безопасному ведению работ;

- лица, выдавшие, утвердившие и согласовавшие разрешительные документы;
- ответственные руководители работ;
- лица, допускающие к работе;
- исполнители работ.

17.3.1.9 Руководитель работ повышенной опасности обеспечивает:

- допуск к проведению работ непосредственных исполнителей, имеющих соответствующую квалификацию;
- полноту и качество их инструктажа на рабочем месте;
- контроль полноты выполнения подготовительных мероприятий, основного и завершающего этапов работ;
- правильное техническое руководство работой;
- соблюдение работающими мер безопасности.

17.3.1.10 Численный состав работников, выполняющих работы повышенной опасности, определяют выданным разрешительным документом.

17.3.1.11 Нахождение в опасной зоне при производстве работ повышенной опасности посторонних лиц и персонала, средств транспорта, механизмов, не принимающих непосредственного участия в этих работах, запрещается.

17.3.1.12 Места производства работ повышенной опасности обеспечивают надежной связью с ДС филиала ЭО.

17.3.1.13 Работы повышенной опасности приостанавливают в случае возникновения в процессе производства работ опасных или вредных производственных факторов, не предусмотренных нарядом-допуском или предусмотренных, но превысивших допустимый уровень (загазованность и т. п.).

Работы также приостанавливают при возникновении угрозы жизни и здоровью работников, стихийных и атмосферных явлений, угрожающих безопасности проведения работ.

Работы могут быть продолжены после устранения факторов, угрожающих безопасности проведения работ.

17.3.1.14 Собственник МГ обеспечивает разработку типовых документов (стандарты, инструкции) по безопасному проведению огневых, земляных и газоопасных и других видов работ. ЭО на основе типовых документов разрабатывает НД по безопасному проведению огневых, земляных, газоопасных и других видов работ с учетом специфики производства и местных условий.

17.3.1.15 Работы по локализации (предотвращению) аварий, инцидентов проводят в соответствии с ПМЛА без оформления разрешительного документа, с обязательным соблюдением комплекса мер по обеспечению безопасности работников. По завершении локализации аварии и устранения опасности для персонала работы по приведению объектов МГ в работоспособное состояние проводят по плану организации работ и наряду-допуску.

17.3.1.16 Ремонт оборудования и систем во взрывоопасных помещениях проводят при постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляции.

17.3.2 Земляные работы

17.3.2.1 Земляные работы на объектах МГ проводят в соответствии с требованиями национального законодательства, документов системы стандартизации, собственника МГ и (или) документов ЭО и настоящим стандартом.

17.3.2.2 В документах ЭО и (или) собственника МГ по 17.3.2.1 отражают специфику выполнения земляных работ в зависимости от особенностей объектов, природно-климатических и геокриологических условий размещения объектов МГ, а также регламентируют положения, обеспечивающие безопасность выполнения земляных работ.

17.3.2.3 Земляные работы выполняют при наличии плана (схемы) их территории с нанесенными коммуникациями и по согласованию между соответствующими подразделениями филиала ЭО и других организаций, чьи коммуникации находятся в зоне проведения земляных работ в соответствии с национальным законодательством.

17.3.2.4 Перед вскрытием подземных газопроводов и других коммуникаций их фактическое положение устанавливают ручным зондированием (шурфовкой) или инструментальными и (или) приборными методами.

17.3.2.5 Во время нахождения рабочих в траншее (котловане) без крепления стенок на поверхности рядом с траншеей не должны проводиться какие-либо работы, а тяжелые механизмы размещают за пределами призмы возможного обрушения грунта.

17.3.2.6 Проведение работ по вскрытию газопроводов, работ в открытых шурфах и обратная засыпка при изменении режима работы газопровода не допускаются.

17.3.2.7 Отвал грунта на трассы действующих газопроводов и коммуникаций при выполнении земляных работ запрещается.

17.3.2.8 Знаки обозначения и закрепления ЛЧ МГ, выкапываемые при земляных работах, после засыпки траншеи устанавливают на место, до установки обеспечивают их сохранность.

17.3.3 Испытания оборудования и газопроводов

17.3.3.1 При проведении испытаний оборудования и газопроводов предусматривают мероприятия по предупреждению воздействия на персонал следующих опасных и вредных производственных факторов, связанных с характером работы:

- разрушение конструкции, в том числе разлет осколков;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- обрушение траншеи;
- движущиеся и вращающиеся части оборудования;
- термические и барические воздействия;
- горячие поверхности оборудования.

17.3.3.2 Технологию и мероприятия по проведению и обеспечению безопасности испытания оборудования и газопроводов предусматривают в документах (стандартах, инструкциях, программах), разработку которых обеспечивает собственник МГ и (или) ЭО (филиал ЭО).

17.3.3.3 Испытания оборудования и газопроводов проводят под непосредственным руководством должностного лица, назначенного приказом, при необходимости создается соответствующая комиссия.

17.3.3.4 Перед испытанием оборудования и газопроводов руководитель обеспечивает:

- определение участников испытания;
- ознакомление персонала, участвующего в испытаниях, с порядком проведения работ и с мероприятиями по безопасному их выполнению;
- предупреждение работающих на смежных участках о времени проведения испытаний;
- визуальную проверку, а при необходимости проверку с помощью средств измерений, крепления оборудования, состояния изоляции и заземления электрической части, наличия и исправности арматуры, КИП и А и заглушек;
- обозначение зоны проведения испытаний соответствующими знаками;
- установку аварийной сигнализации (при необходимости);
- возможность аварийного отключения испытуемого оборудования, газопровода;
- проверку отсутствия внутри и снаружи оборудования и газопроводов посторонних предметов;
- обозначение предупредительными знаками временных заглушек, люков и фланцевых соединений;
- меры по недопущению в зону проведения испытания посторонних лиц, транспортных средств и т. п., в т. ч. выставляют охранные посты, снабженные средствами предупреждения об опасности (световыми, звуковыми сигналами оповещения) и двухсторонней телефонной или радиосвязью с руководителем работ;
- места и условия безопасного пребывания лиц, занятых испытанием;
- готовность средств пожаротушения и персонала к ликвидации пожара (при необходимости);
- связь;
- освещенность рабочих мест;
- назначение лиц, ответственных за выполнение мероприятий по обеспечению безопасности, предусмотренных программой испытаний.

17.3.3.5 Устранение недостатков, обнаруженных в процессе испытания, производят после отключения, полной остановки испытуемого объекта и сброса внутреннего давления и исключения влияния вредных и опасных факторов.

17.4 Проведение работ в особых условиях

17.4.1 Производство работ в сложных природно-климатических условиях

17.4.1.1 Допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, соответствующих климатическим условиям, запрещается.

17.4.1.2 Работникам, выполняющим работы на открытом воздухе в период массового распространения кровососущих насекомых (гнус, комар, клещ энцефалитный и т. д.), дополнительно выдают СИЗ для защиты от вредных биологических факторов и гнуса.

17.4.1.3 При температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающим на открытом воздухе ежечасно обеспечивают обогрев в помещении. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции. Степень опасности обморожения, которую следует учитывать при выполнении работ в трассовых условиях, приведена в приложении К.

17.4.1.4 В зимнее время независимо от состояния погоды выход людей за пределы жилой или производственной зоны допускается группой в составе не менее двух человек по согласованию с непосредственным руководителем.

Транспортные средства и механизмы для работы на удаленных участках выезжают по письменному разрешению колоннами не менее чем из двух машин, следующих друг за другом в пределах прямой видимости, назначая старшего по колонне и обеспечивая возможность возвращения людей в случае поломки техники.

17.4.1.5 Перед выездом на трассу транспортных средств проверяют их техническое состояние. Выезд транспортных средств с выявленными неисправностями, том числе с неисправной системой отопления, в зимнее время запрещается.

17.4.1.6 В местностях со сложными природно-климатическими условиями входы в помещения снабжают тамбурами или другими устройствами (тепловые завесы, калориферы), предохраняющими работающих от сквозняков и резкого понижения температуры при открывании входных дверей.

17.4.1.7 Дороги в снегозаносимых районах с обоих сторон обозначают хорошо видимыми вехами высотой не менее 2 м над поверхностью снега с расстояниями между ними вдоль дороги не более 50 м на автомобильных дорогах и не более 10 м на пешеходных.

17.4.2 Производство работ в трассовых условиях

17.4.2.1 При производстве работ в трассовых условиях назначают лицо, ответственное за безопасное производство работ и участников работ.

17.4.2.2 Технику (автомобиль и др.), используемую для работ в полевых условиях, укомплектовывают согласно табелю оснащения. Табель оснащения устанавливает собственник МГ и (или) ЭО в соответствующем стандарте с учетом специфики производства работ и местных условий.

17.4.2.3 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. Состав неприкосновенного заказа определяет ЭО (филиал ЭО) в зависимости от природно-климатических и погодных условий.

17.4.2.4 В оснащение бригад, работающих в трассовых условиях, входят спальные мешки, медицинская аптечка, запас воды и продуктов питания, средства связи.

17.4.2.5 При работах в трассовых условиях продолжительностью более одной рабочей смены работников обеспечивают временным жильем (кунги специальных автомобилей и т. д.) с учетом количества людей.

17.4.2.6 Выход и выезд на трассу, возвращение или прибытие в контрольные пункты работников объекта МГ регистрируют в оперативном журнале диспетчера ДС филиала ЭО.

17.4.2.7 Лицо, ответственное за производство работ, в согласованные сроки (не реже двух раз в сутки) выходит на связь с диспетчером ДС филиала ЭО, докладывает о состоянии объекта (объеме выполненной работы и т. д.). При ликвидации инцидентов и аварий лицо, ответственное за работы по ликвидации, докладывает о ходе работ диспетчеру ДС филиала ЭО не реже чем каждые 2 часа.

17.4.2.8 В случае неприбытия работников в установленное время в контрольный пункт или отсутствия с ними связи диспетчер ДС филиала ЭО принимает меры к поиску и оказанию необходимой помощи.

17.4.2.9 Движение транспортных средств (работников) осуществляют по утвержденным маршрутным картам с учетом местных условий, метеорологических условий, паводка и других возможных факторов на трассе.

17.4.3 Проведение работ на КС

17.4.3.1 Организацию безопасной эксплуатации КС обеспечивает руководитель филиала ЭО.

17.4.3.2 Распорядительным документом по филиалу ЭО назначают должностных лиц и специалистов, ответственных за техническое состояние и безопасную эксплуатацию КЦ, оборудования, систем, средств измерений и т. д.

17.4.3.3 Работы на КС (как силами персонала ЭО, так и подрядных организаций) проводят с записями в соответствующих журналах о начале и завершении.

17.4.3.4 При выполнении работ по обслуживанию, ремонту движущихся частей АВО руководитель работ обеспечивает согласованность действий сменного персонала с производителями работ на АВО.

Подготовку рабочего места в части отключения и последующего подключения электропривода АВО производит персонал службы, ответственной за электроснабжение КЦ, по письменной заявке руководителя работ.

17.4.3.5 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 ТПА (отключение питания импульсным газом с обеспечением двойного видимого разрыва в импульсном газопроводе (путем демонтажа участка линии), исключение дистанционного и блокировка ручного управления арматурой, установка соответствующих знаков безопасности и плакатов на органах управления: «Не открывать!», «Не закрывать!»);
- установка инвентарных силовых заглушек на газопроводах 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 газопроводах и других внутренних полостях ГПА посторонних предметов.

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

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

17.4.3.8 Во время вскрытия нагнетателя в галерее нагнетателей должны присутствовать исключительно лица, производящие вскрытие, допускается присутствие оперативного персонала, обслуживающего работающие ГПА.

17.4.3.9 Основными требованиями безопасности при вскрытии нагнетателя являются:

- наличие наряда-допуска на проведение газоопасной работы на период разгерметизации нагнетателя;
- установка временных герметизирующих устройств или установка инвентарных силовых заглушек;
- ограждение опасной зоны люков-лазов и полости нагнетателя;
- включение приточно-вытяжной вентиляции;
- периодический КЗ в рабочей зоне.

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

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

17.4.4 Работы на станциях охлаждения газа

17.4.4.1 Безопасность эксплуатации СОГ обеспечивают выполнением требований технологических регламентов, планов проведения ремонтных работ, ПМЛА, должностных (рабочих) инструкций, инструкций по охране труда по видам работ и профессиям и настоящего стандарта.

17.4.4.2 В укрытиях (отсеках) ТКА устанавливают датчики системы газообнаружения, автоматически включающей аварийную вытяжную вентиляцию и сигнализацию при недопустимом согласно требованиям НД содержании паров углеводородов.

В случае образования газовоздушных смесей с различными углеводородами система настраивается на наиболее взрывоопасный компонент.

17.4.4.3 На СОГ дополнительно организуют контроль воздушной среды с учетом состава используемого хладагента, переносными газоанализаторами в укрытиях (отсеках) ТКА и других местах, где возможно образование газовоздушных смесей. Места и порядок контроля определяют в соответствии с утвержденными схемой, инструкцией.

17.4.4.4 При подготовке к освидетельствованию или внеплановому осмотру (ремонту) составные части холодильной системы (компрессоры, аппараты, газопроводы и др.) должны быть подвергнуты внутренней дегазации, а части, содержащие хладагент, отсоединены и надежно герметизированы.

17.4.4.5 Порядок проведения дегазации и применяемые средства должны исключать возможность образования в холодильных системах после дегазации взрывоопасных смесей и опасных концентраций.

17.4.4.6 После слива жидкого хладагента в дренажные емкости пары сбрасывают на факел. Стравливание паров хладагента в атмосферу запрещается.

17.4.4.7 Эксплуатация СОГ с неисправным или потушенным факельным устройством запрещается.

17.4.4.8 ЭО разрабатывают инструкции по организации и безопасному проведению огневых и газоопасных работ на газопроводах, транспортирующих хладагент.

17.4.5 Опасные и вредные производственные факторы, контроль за состоянием воздушной среды на месте производства работ

17.4.5.1 Работники, эксплуатирующие объекты МГ, подвергаются воздействию следующих опасных и вредных производственных факторов:

- движущихся частей машин и механизмов;
- производственного шума и вибрации, высокого давления газа или воздуха в системе, высокого напряжение электрического тока;
- загазованности воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др.;
- метанола (метиловый спирт), антифриза, сорбентов, кислот (соляная, серная и др.), щелочей (едкий натрий — каустическая сода, едкий калий и др.);
- неблагоприятных метеорологических условий — температуры (низкая или высокая), влажности воздуха, скорости движения воздуха (сквозняки), высокого теплового излучения;
- источникам радиоактивного и рентгеновского излучения;
- возможности поражения электрическим током;
- других.

17.4.5.2 При работе с вредными веществами (метанол, одорант, ртуть, радиоактивные изотопы и т. д.) работники должны соблюдать требования инструкций по применению.

17.4.5.3 Применение на объектах МГ вредных или опасных веществ без наличия паспортов, методик контроля и инструкций по применению запрещается.

17.4.5.4 ЭО обеспечивает контроль качества и компонентного состава транспортируемого газа в порядке, установленном собственником МГ.

17.4.5.5 При выявлении в транспортируемом газе превышения содержания ТУГ свыше установленных требований ЭО извещает собственника МГ и смежную ЭО и разрабатывает дополнительные компенсирующие мероприятия при выполнении работ с ТУГ.

17.4.5.6 Дополнительные меры по предотвращению возникновения опасных и вредных производственных факторов в условиях наличия ТУГ предусматривают планами проведения работ, нарядами-допусками, ПМЛА, инструкциями по охране труда по видам работ. Персонал, задействованный в выполнении работ, обеспечивают газоанализаторами, ТУГ и приборами контроля содержания кислорода в воздухе рабочей зоны.

17.4.5.7 При проведении огневых, газоопасных и аварийно-спасательных работ обеспечивают постоянный контроль воздуха на ТУГ в рабочей и опасной зонах, в местах возможного скопления ТУГ.

17.4.5.8 Размер опасной зоны при работе с ТУГ устанавливают не менее 100 м от источника поступления газа в атмосферу.

17.4.5.9 Контроль воздуха осуществляют анализаторами, предназначенными для измерений содержания газа, кислорода и компонентов ТУГ.

17.4.5.10 При обнаружении загазованности рабочей зоны свыше допустимого НД уровня присутствующих в ТУГ компонентов и (или) снижения содержания кислорода ниже нормативных значений работы прекращают, персонал выводят из опасной зоны.

17.4.5.11 Контроль воздуха рабочей зоны осуществляют по разработанной в филиале ЭО инструкции. Распорядительным документом по филиалу ЭО назначают лицо, ответственное за организацию контроля воздуха рабочей зоны.

17.4.5.12 Эксплуатация объектов МГ с выключенной или неисправной системой контроля и сигнализации содержания горючих газов в воздухе помещения запрещается.

Отключение автоматических систем КЗ допускается в случае выявления неисправностей на время, необходимое для устранения или при проведении регламентных работ в соответствии с технологической картой, устанавливая непрерывный контроль концентрации газа в помещениях с помощью переносных средств контроля или аналогичных систем. Отключение автоматических систем КЗ осуществляют с письменного разрешения руководителя объекта и сопровождают записью в оперативном журнале.

17.4.5.13 Работоспособность автоматических систем КЗ и автоматического включения аварийной вентиляции проверяют в соответствии с инструкциями, разработанными производителями и (или) филиалами ЭО с учетом требований производителей.

17.4.5.14 Отбор проб воздуха при измерениях с помощью переносных газоанализаторов проводят в местах возможного скопления газа и вблизи мест возможных утечек продукта и в рабочей зоне по ГОСТ 12.1.005.

17.4.5.15 Эксплуатацию, ТО, диагностирование и ремонт автоматических систем КЗ воздушной среды в производственных помещениях, рабочей зоне открытых площадочных сооружений проводят в соответствии с НД, технологическим регламентом и иной ЭД (инструкциями производителей). По результатам выполненных работ по ТОиР вносят соответствующие записи в формуляр автоматических систем КЗ.

17.4.6 Эксплуатация инструмента и электрооборудования

17.4.6.1 Эксплуатацию электрооборудования производят в соответствии с ПД, национальным законодательством и настоящим стандартом.

17.4.6.2 При ремонте и обслуживании оборудования в колодцах, сосудах используют переносные фонари с уровнем взрывозащиты, соответствующим классу взрывоопасной зоны, и видом взрывозащиты, соответствующим категории и группе взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.13. Работа с неисправными переносными фонарями запрещается. Включение фонаря проводят вне опасной зоны.

17.4.6.3 Установка и эксплуатация электрооборудования, не имеющего маркировки по взрывозащите во взрывоопасных зонах, запрещаются.

17.4.6.4 При необходимости демонтажа электропривода питающую электропроводку предварительно отсоединяют.

17.4.6.5 Ручные электрические машины и электроинструмент применяют в соответствии с инструкцией производителя.

17.4.6.6 При работе во взрывопожароопасной среде используют искробезопасный инструмент.

17.4.6.7 Ручной инструмент и приспособления осматривают непосредственно перед применением. Работа неисправным инструментом не допускается.

Приложение А
(справочное)

Информация о применяемых технических регламентах и нормативных правовых актах государств — участников СНГ

Наименование технического регламента или нормативного правового акта	Государство — участник СНГ
Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 046/2018 «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и/или использованию»	AM, BY, KZ, KG, RU
Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 049/2020 «О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов»	AM, BY, KZ, KG, RU
Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 050/2021 «О безопасности продукции, предназначенной для гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»	AM, BY, KZ, KG, RU
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 014/2011 «Безопасность автомобильных дорог»	AM, BY, KZ, KG, RU
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»	AM, BY, KZ, KG, RU

Приложение Б
(обязательное)

Типовая форма акта разделения границ зон обслуживания газопроводов

Утверждаю

_____
должность уполномоченного представителя собственника газопровода

_____

_____ _____
подпись фамилия, инициалы

«____»_____20___ года

АКТ
разделения границ зон обслуживания МГ между

«_____» и «_____»
наименование ЭО наименование ЭО

_____ «____»_____20___ года
населенный пункт

Мы, нижеподписавшиеся, со стороны «_____»
наименование ЭО

главный инженер/технический руководитель _____,
должность, фамилия, инициалы

начальник отдела по эксплуатации ЛЧ МГ _____,
фамилия, инициалы

начальник _____ _____
наименование филиала ЭО фамилия, инициалы

со стороны «_____»
наименование ЭО

главный инженер/технический руководитель _____,
должность, фамилия, инициалы

начальник отдела по эксплуатации ЛЧ МГ _____,
фамилия, инициалы

начальник _____ _____
наименование филиала ЭО фамилия, инициалы

составили настоящий акт о разделении границ обслуживания МГ между

«_____» и «_____»
наименование ЭО наименование ЭО

_____

наименование трассы газопроводов:

Окончание формы акта

№ п/п	Наименование МГ в соответствии с титулом ПД и бухгалтерской отчетностью (при необходимости в скобках указать условно принятое название МГ)	Граница обслуживания, км, ПК	Географическое расположение/ координаты в системе геодезического позиционирования	Административное расположение

На границе разделения зон обслуживания установлены знаки обозначения границ обслуживания, ответственность за содержание знаков возложена на

«_____»
наименование филиала ЭО

«_____»
наименование ЭО

Приложение: Технологическая схема участков МГ, примыкающих к границе зон обслуживания.

Подписи:

от «_____»:
наименование ЭО

_____/_____
подпись расшифровка подписи

_____/_____
подпись расшифровка подписи

_____/_____
подпись расшифровка подписи

от «_____»:
наименование ЭО

_____/_____
подпись расшифровка подписи

_____/_____
подпись расшифровка подписи

_____/_____
подпись расшифровка подписи

Приложение В
(рекомендуемое)

Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на линейной части магистральных газопроводов

Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления N ____
(линейная часть магистрального газопровода)

Эксплуатирующая организация _____

Наименование газопровода _____

Дата оформления _____

Дата оформления и номер предыдущего формуляра _____
в случае первичного оформления формуляра в графе ставится прочерк

Линейную часть магистрального газопровода разрешается эксплуатировать при следующих величинах рабочего давления:

Участок линейной части магистрального газопровода		Величина разрешенного рабочего давления, МПа	Необходимость обеспечения предохранительными устройствами для ограничения величины рабочего давления, МПа*
от км/ПК	до км/ПК		
* Поле обязательно для заполнения.			

Подписи:

Руководитель (начальник) диспетчерской службы ЭО _____ (должность, фамилия, инициалы) _____ (дата)

Руководитель (начальник) производственного подразделения ЭО, ответственного за эксплуатацию объекта _____ (должность, фамилия, инициалы) _____ (дата)

Технический руководитель (начальник) филиала ЭО _____ (должность, фамилия, инициалы) _____ (дата)

Ответственный за эксплуатацию объекта филиала ЭО _____ (должность, фамилия, инициалы) _____ (дата)

Приложение Г
(рекомендуемое)

Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на компрессорной станции

Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления N ___
(компрессорная станция)

Эксплуатирующая организация _____

Название газопровода _____

Компрессорная станция (№ или наименование) _____

Дата оформления _____

Дата оформления и номер предыдущего формуляра _____
в случае первичного оформления формуляра в графе ставится прочерк

Участки трубопроводов станции, указанные в чертеже (схеме) N ___, 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

Подписи:

Руководитель (начальник) диспетчерской службы ЭО _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Руководитель (начальник) производственного подразделения ЭО, ответственного за эксплуатацию объекта _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Технический руководитель (начальник) филиала ЭО _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Ответственный за эксплуатацию объекта филиала ЭО _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Примечание — Настоящий «Формуляр подтверждения» неприменим к газопроводам, расположенным до охранных кранов компрессорной станции. При отсутствии предохранительных устройств на смежных участках газопроводов, имеющих различные величины РРД, на оба участка распространяется меньшая величина РРД.

Приложение Д
(рекомендуемое)

Типовая форма формуляра подтверждения величины разрешенного рабочего давления на газораспределительной станции

Формуляр подтверждения величины разрешенного рабочего давления N ___
(газораспределительная станция)

Эксплуатирующая организация _____

Газораспределительная станция _____

Дата оформления _____

Дата оформления и номер предыдущего формуляра _____
в случае первичного оформления формуляра в графе ставится прочерк

Участки газопроводов станции, указанные в чертеже (схемы) N ___, разрешается эксплуатировать при следующих величинах рабочего давления:

Участок газопровода/ наименование трубопровода ГРС	Величина разрешенного рабочего давления, МПа	Необходимость обеспечения предохранительными устройствами для ограничения величины рабочего давления, МПа

Подписи:

Руководитель (начальник) диспетчерской службы ЭО _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Руководитель (начальник) производственного подразделения ЭО, ответственного за эксплуатацию объекта _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Технический руководитель (начальник) филиала ЭО _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Ответственный за эксплуатацию объекта филиала ЭО _____ должность, фамилия, инициалы _____ дата

Примечание — Настоящий формуляр неприменим к газопроводу, расположенному за охранным краном ГРС. При отсутствии предохранительных устройств на смежных участках газопроводов, имеющих различные величины РРД, на оба участка распространяется меньшая величина РРД.

Приложение Е
(рекомендуемое)

Знаки

Е.1 Знак «Закрепление трассы газопровода на местности»

Устанавливают для привязки трассы газопровода к местности, обозначения охранной зоны, наименования газопровода, местоположения его оси, адреса и номера телефона филиала ЭО на поворотах газопровода, ПП МГ, пересечениях другими коммуникациями. Знак «Закрепление трассы газопровода на местности» приведен на рисунке Е.1.



Рисунок Е.1 — Знак «Закрепление трассы газопровода на местности»

Е.2 Знак «Осторожно! Газопровод»

Устанавливают на границах полосы отвода в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, надземными и подземными коммуникациями, 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. Знак «Осторожно! Газопровод» приведен на рисунке Е.2.

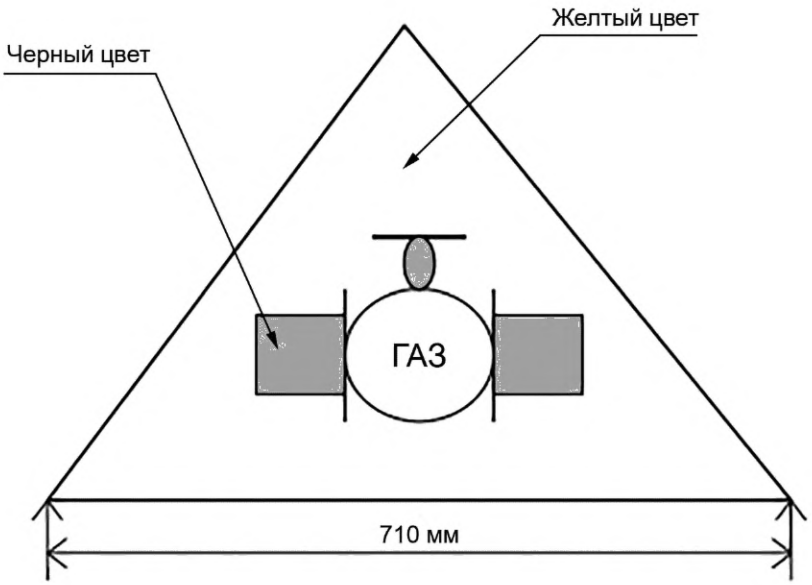

Рисунок Е.2 — Знак «Осторожно! Газопровод»

Е.3 Знак «Газопровод. Переезд запрещен»

Устанавливают в местах неорганизованных переездов через газопроводы. Диаметр знака должен соответствовать дорожным знакам. Знак «Газопровод. Переезд запрещен» приведен на рисунке Е.3.



Рисунок Е.3 — Знак «Газопровод. Переезд запрещен»

Е.4 Знак «Закрепления границ зон обслуживания»

Устанавливают на трассе газопровода для закрепления границ зон обслуживания газопровода между филиалами ЭО, а также между ЭО. Знак «Закрепления границ зон обслуживания» приведен на рисунке Е.4.

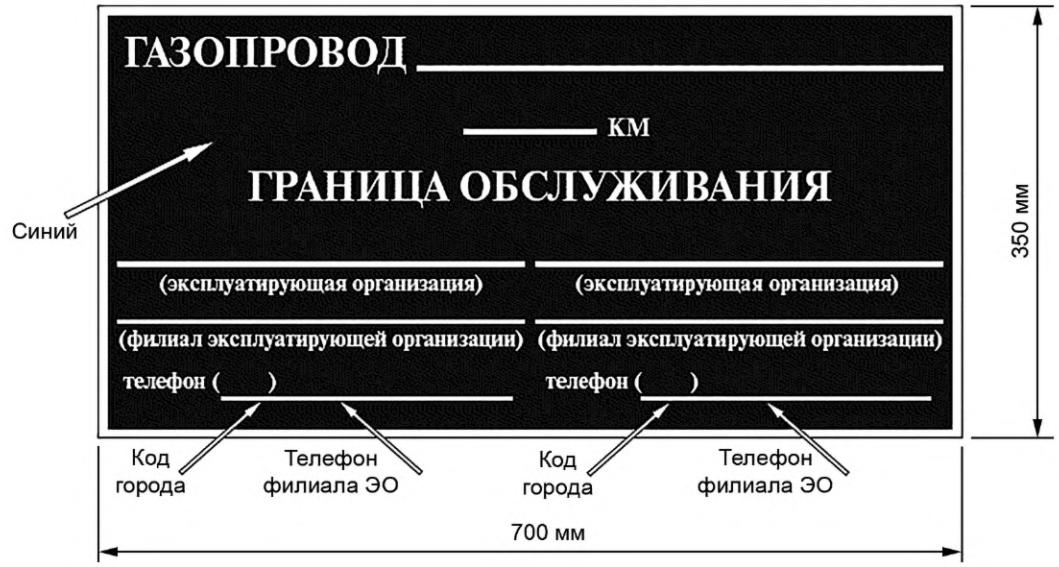

Рисунок Е.4 — Знак «Закрепления границ зон обслуживания»

Е.5 Знак «Газ! Вход запрещен»

Устанавливают на ограждениях мест входа и выхода газопровода из земли, узлов линейной ТПА, узлов приема-запуска ВТУ, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата. Знак «Газ! Вход запрещен» приведен на рисунке Е.5.

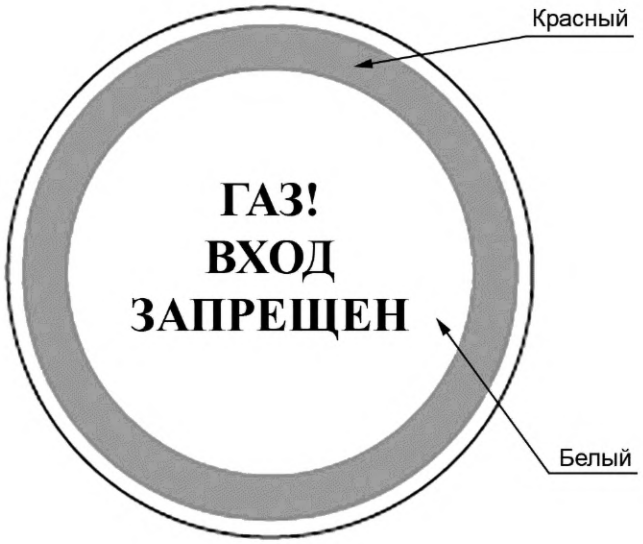

Рисунок Е.5 — Знак «Газ! Вход запрещен»

Е.6 Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить»

Устанавливают в местах входа и выхода газопровода из земли, на ограждениях узлов линейной ТПА, узлов приема-пуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, аварийного сбора конденсата. Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» приведен на рисунке Е.6.



Рисунок Е.6 — Знак «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить»

Е.7 Информационная табличка с указанием ЭО, филиала ЭО и телефона филиала ЭО

Информационная табличка с указанием ЭО, филиала ЭО и телефона филиала ЭО приведена на рисунке Е.7.

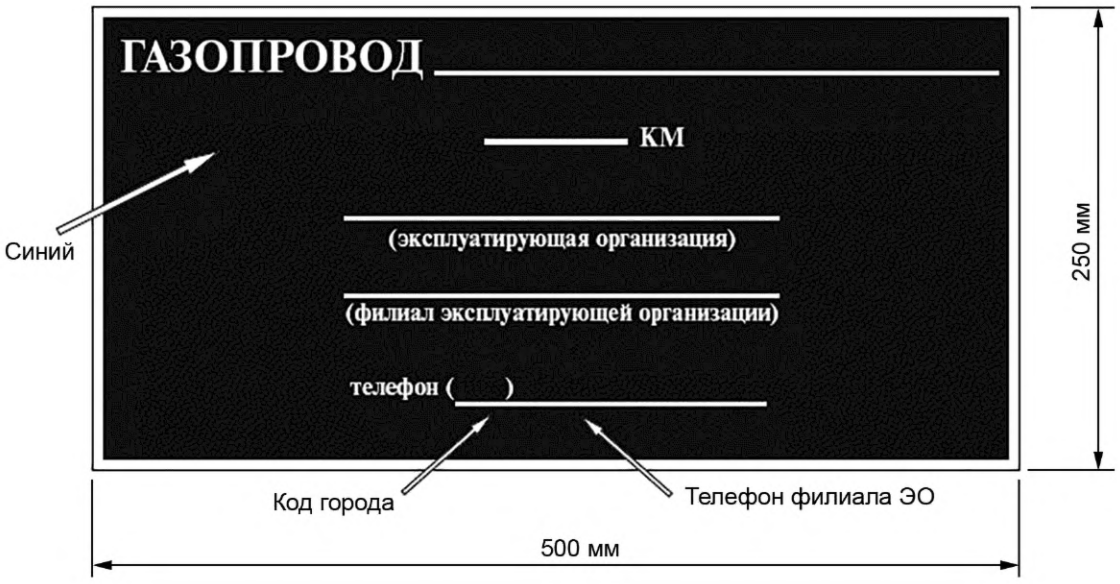

Рисунок Е.7 — Информационная табличка с указанием ЭО, филиала ЭО и телефона филиала ЭО

Е.8 Знак «Осторожно! Газ»

Устанавливают на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы, в т. ч. для обозначения вытяжных и продувочных свечей. Знак «Осторожно! Газ» приведен на рисунке Е.8.



Рисунок Е.8 — Знак «Осторожно! Газ»

Е.9 Информационная табличка ГРС

Устанавливают у входа на ГРС. Информационная табличка «ГРС» приведена на рисунке Е.9.



Рисунок Е.9 — Информационная табличка «ГРС»

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Типовые формы эксплуатационной документации

Ж.1 Форма акта проверки состояния аварийного запаса материалов (труб, СДТ, ТПА и прочее)

Акт проверки состояния аварийного запаса материалов

Дата осмотра	Наименование проверяемого аварийного запаса	Состояние (уд/неуд.)	Замечания по хранению	Мероприятия по устранению замечаний	Дата устранения замечаний	Примечания
1	2	3	4	5	6	7

Кладовщик _____ (подпись) _____ (расшифровка подписи)

Начальник группы материально-технического обслуживания _____ (подпись) _____ (расшифровка подписи)

Начальник подразделения, выполнившего проверку _____ (подпись) _____ (расшифровка подписи)

Ж.2 Форма журнала осмотра трассы

Журнал осмотра трассы
(заполняют в соответствии с графиком осмотров ЛЭС)

№ п/п	Дата проведения осмотра	Наименование газопровода (объекта), км	Результат осмотра, вид и местоположение обнаруженных отклонений	Должность, ФИО проводившего осмотр	Подпись	Отметка об устранении	Должность, ФИО	Подпись, дата
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Ж.3 Форма журнала учета работ, выполняемых на линейной части магистрального газопровода, и требования по оформлению

Ж.3.1 Форма журнала учета работ, выполняемых на ЛЧ МГ

Журнал учета работ, выполняемых на ЛЧ МГ

№ п/п	Дата начала	Дата окончания	Наименование объекта, км	Вид выполненных работ	Организация — исполнитель работ	Ответственный за выполнение работ (должность, ФИО)	Подпись	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Ж.3.2 Требования по оформлению и ведению журнала:

- в столбце 5 журнала фиксируют работы, выполняемые в охранной зоне МГ, в т. ч. по наряду-допуску;
- в столбце 6 указывают полное название организации — исполнителя работ;
- в столбце 7 указывают работника филиала ЭО, ответственного за выполнение работ.

Ж.4 Форма журнала учета выездов аварийной техники ЛЭС и требования по оформлению

Ж.4.1 Форма журнала учета выездов аварийной техники ЛЭС

Журнал учета выездов аварийной техники ЛЭС

№ п/п	Марка аварийной техники (гос. №)	Дата выезда	Цель выезда (номер приказа/ распоряжения)	Количество дней на выезде	Отметка о готовности аварийной техники к следующим выездам	Ответственный за техническое состояние (должность, ФИО)	Подпись ответственного, дата	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Ж.4.2 Требования по оформлению и ведению журнала:

- журнал ведут в электронном и бумажном виде;
- на каждую единицу аварийной техники ведется отдельный учет (своя страница в программном продукте);
- 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 бумажный вариант журнала (папку);
- бумажные варианты журнала хранят в течение календарного года, если время между выездами превышает год, то до следующего выезда;
- по окончании календарного года в последней строке таблицы ведут учет количества выездов и дней на выезде.

Ж.5 Форма журнала выдачи заданий

Журнал выдачи заданий

№ п/п	Дата выдачи задания	Выдавший задание (должность, ФИО)	Наименование объекта	Состав работ по заданию	Исполнитель(ли) работ по заданию	Ответственный за выполнение работ по заданию	Отметка о выполнении задания лицом, его выдавшим (подпись)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание — Столбец 7 заполняется при выполнении работ по заданию бригадой из двух и более человек.

Приложение И
(справочное)

Свойства основных опасных веществ

Таблица И.1 — Свойства основных опасных веществ

Вещество	Отличительное свойство	Плотность паров и газов по воздуху при температуре 0 °С и давлении 0,1 МПа	Предельно допустимая концентрация (ПДК), мг/м^3			Температура (°С)		Предел воспламенения в смеси с воздухом, % об.		Средства пожаротушения	Класс опасности	Общий характер действия на организм
			в рабочем помещении	для населенных пунктов		кипения	самовоспламенения	Нижний	Верхний			
				максимально разовая	среднесуточная							
Метан	Бесцветный, горючий, без запаха, взрывоопасный газ	0,55	7000	200	—	–162	600	4,4	17	Инертные газы	4	В больших концентрациях обладает наркотическим действием
Этан		1,04	300	200	—	–86	515	2,4	15,5		4	
Газ горючий природный		0,555	300	200	—	—	537	4,4	17		4	
Пропан	Бесцветный, горючий, взрывоопасный газ	1,56	300	200	—	–42,06	470	1,7	10,9		4	
Бутан	Горючий и взрывоопасный газ	2,05	300	200	—	–0,5	372	1,4	9,3		4	
ГК стабильный	ЛВЖ	1,60—2,30	300	5	—	50—150	Выше 380	0,76	8,12	Химическая и воздушно-механическая пена, инертные газы	4	

Окончание таблицы И.1

Вещество	Отличительное свойство	Плотность паров и газов по воздуху при температуре 0 °С и давлении 0,1 МПа	Предельно допустимая концентрация (ПДК), мг/м^3			Температура (°С)		Предел воспламенения в смеси с воздухом, % об.		Средства пожаротушения	Класс опасности	Общий характер действия на организм
			в рабочем помещении	для населенных пунктов		кипения	самовоспламенения	Нижний	Верхний			
				максимально разовая	среднесуточная							
Диэтиленгликоль	Бесцветная или желтоватая прозрачная жидкость	—	10	—	—	244,8	345	1,7	10,6	—	3	При попадании в организм вызывает острое отравление, действует на почки, печень. В связи с низкой упругостью паров диэтиленгликоля он не представляет опасности острых ингаляционных отравлений
Метанол	Особо опасная легковоспламеняющаяся жидкость, бесцветная прозрачная, без нерастворимых примесей	1,11	5	1,0	0,5	64,0—65,5	440	6,98	35,5	Химическая пена, вода, водяной пар, инертные газы, распыленная вода, пена, огнетушащие порошки, углекислота, вода	3	Сильный нервно-сосудистый яд. Особенно типичные поражения зрительного нерва и сетчатки глаза. Опасен при поступлении через кожу
Сероводород	Бесцветный горючий взрывоопасный газ	1,19	10 (в смеси с Ci-Cз 3 г/м^3)	0,008	0,008	–60	260	4,0	45,5	Инертные газы	2	Сильный и весьма опасный нервный яд. Опасен при поступлении через кожу
Этилмеркаптан	ГЖ с сильным отвратительным запахом	2,11	1	9—10	—	35	295	2,8	18,0	То же	2	Опасен при длительном воздействии

Примечание — Знак «—» означает отсутствие данных.

Приложение К
(справочное)

Степень опасности обморожения при работе на открытом воздухе

Температурные показатели, которые необходимо учитывать при проведении работ на ЛЧ МГ, приведены в таблице К.1.

Таблица К.1 — Температурные показатели

Температура при отсутствии ветра, °С	Скорость ветра, м/с								Степень опасности
	2	4,5	7	9	11	13,5	15,5	18	
	Температура воздуха, эквивалентная температуре при штиле, °С								
–15	–17	–19	–20	–21	–23	–25	–25	–28	Небольшая
–17	–19	–21	–23	–25	–25	–26	–26	–28	
–19	–20	–23	–25	–26	–28	–28	–29	–29	
–20	–21	–25	–28	–28	–29	–31	–31	–32	
–21	–23	–26	–29	–31	–32	–34	–34	–34	
–23	–25	–28	–31	–32	–34	–34	–37	–37	Значительная: возможно обморожение в течение 1 мин
–25	–26	–31	–34	–35	–37	–37	–37	–39	
–26	–28	–32	–35	–37	–39	–40	–39	–42	
–28	–29	–34	–37	–39	–42	–43	–40	–45	
–29	–31	–35	–40	–42	–43	–45	–43	–46	
–31	–32	–39	–42	–43	–46	–48	–46	–48	
–32	–34	–40	–43	–46	–48	–49	–51	–51	Серьезная: возможно обморожение в течение 30 сек
–34	–36	–42	–46	–48	–51	–52	–52	–54	
–35	–33	–43	–48	–51	–52	–54	–56	–57	
–37	–39	–46	–49	–52	–56	–57	–59	–59	
–39	–40	–48	–52	–54	–57	–58	–60	–60	
–40	–42	–49	–54	–57	–60	–62	–62	–63	
–42	–43	–51	–56	–59	–62	–63	–65	–66	
–43	–45	–52	–59	–62	–65	–66	–68	–68	
–45	–49	–56	–60	–63	–66	–68	–70	–71	
–46	–48	–57	–62	–65	–70	–71	–73	–74	

УДК 621.643.053:006.354 МКС 75.020

Ключевые слова: эксплуатация, ремонт, техническое диагностирование, участок магистрального газопровода, эксплуатирующая организация

Редактор *Е.Ю. Митрофанова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 23.12.2024. Подписано в печать 10.01.2025. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 14,42. Уч.-изд. л. 11,97.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 35236—2024 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Магистральные газопроводы. Правила эксплуатации

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru