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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ 34741— 2021

Системы газораспределительные

ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

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 Акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа» (АО «Гипрониигаз»), Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром межрегионгаз» (ООО «Газпром межрегионгаз»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 523 «Техника и технология добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 июня 2021 г. № 141-П)

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
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Туркменистан	TM	Главгосслужба «Туркменстандартлары»
Узбекистан	UZ	Узстандарт

(Поправка)

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2021 г. № 1191-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34741—2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июня 2022 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

6 ИЗДАНИЕ (декабрь 2023 г.) с Поправками (ИУС № 5 2023 г.; ИУС № 9 2023 г.)

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 «РСТ», 2021
© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

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, определения и сокращения 2
4 Общие положения 6
5 Организация эксплуатации сетей газораспределения 7
6 Эксплуатация газопроводов 24
7 Эксплуатация средств электрохимической защиты стальных подземных газопроводов 36
8 Эксплуатация пунктов редуцирования газа 40
9 Эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами 46
10 Оперативно-диспетчерское управление сетями газораспределения 47
Приложение А (рекомендуемое) Наряд-допуск на производство газоопасных работ 51
Приложение Б (рекомендуемое) Журнал регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ 53
Приложение В (рекомендуемое) Специальный план организации и производства газоопасных работ 55
Приложение Г (обязательное) Эксплуатационный паспорт газопровода 57
Приложение Д (рекомендуемое) Эксплуатационный паспорт установки электрохимической защиты . 62
Приложение Е (рекомендуемое) Эксплуатационный паспорт протекторной установки электрохимической защиты 65
Приложение Ж (обязательное) Эксплуатационный паспорт пункта редуцирования газа 67
Приложение И (рекомендуемое) Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту 70
Приложение К (рекомендуемое) Эксплуатационный журнал установки электрохимической защиты . . 71
Приложение Л (рекомендуемое) Эксплуатационный журнал пункта редуцирования газа 72
Приложение М (рекомендуемое) Эксплуатационный журнал средств автоматизированной системы управления технологическими процессами 73
Приложение Н (рекомендуемое) Форма плана по восстановлению документации 74
Приложение П (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию законченного строительством распределительного газопровода, газопровода-ввода 75
Приложение Р (рекомендуемое) Акт технического обследования подземного газопровода 76
Приложение С (рекомендуемое) Эксплуатационный журнал проверки состояния охранных зон по маршруту 78
Приложение Т (рекомендуемое) Акт контроля интенсивности запаха газа 79
Приложение У (рекомендуемое) Специальный эксплуатационный журнал результатов измерений давления газа 80
Приложение Ф (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию установки электрохимической защиты . . 81
Приложение Х (рекомендуемое) Акт внепланового (аварийного) ремонта установки ЭХЗ 82
Приложение Ц (рекомендуемое) Акт текущего ремонта установки ЭХЗ 83
Приложение Ш (рекомендуемое) Акт шурфового обследования подземного газопровода 84
Приложение Щ (рекомендуемое) Режимная карта настройки оборудования пункта редуцирования газа 86
Приложение Э (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию пункта редуцирования газа 87
Приложение Ю (рекомендуемое) Акт приемки автоматизированной системы управления технологическим процессом в эксплуатацию 89
Приложение Я (рекомендуемое) Примерный перечень оснащения аварийно-диспетчерской службы материально-техническими средствами 90

Приложение 1 (рекомендуемое) Примерный перечень документации аварийно-диспетчерской службы 92
Приложение 2 (рекомендуемое) Журнал аварийных заявок 93
Приложение 3 (рекомендуемое) Примерный план локализации и ликвидации аварий в процессе эксплуатации объектов сетей газораспределения 94
Приложение 4 (рекомендуемое) Журнал регистрации тренировочных занятий с персоналом аварийно-диспетчерской службы 103
Приложение 5 (рекомендуемое) Оперативный журнал аварийно-диспетчерской службы 104
Приложение 6 (рекомендуемое) Акт результатов анализа аварийных заявок 105
Приложение 7 (рекомендуемое) Акт аварийно-диспетчерского обслуживания сети газораспределения 106
Библиография 108

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

Системы газораспределительные

ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Gas distribution systems. Requirements for operation of natural gas distribution networks

Дата введения — 2022—06—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к эксплуатации сетей газораспределения, транспортирующих природный газ по ГОСТ 5542 давлением до 1,2 МПа включительно, а также к составу и оформлению эксплуатационной документации в процессе их эксплуатации.

1.2 Настоящий стандарт распространяется:

- на распределительные газопроводы и газопроводы-вводы;
- технологические устройства;
- противокоррозионную защиту стальных подземных газопроводов;
- технические устройства и сооружения, установленные на газопроводах.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 2.501 Единая система конструкторской документации. Правила учета и хранения

ГОСТ 2.702 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем

ГОСТ 8.612 Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок обеспечения внутреннего метрологического надзора на предприятиях с промышленно опасными объектами

ГОСТ 9.602—2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 12.0.004 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.2.063 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности

ГОСТ 21.206 Система проектной документации для строительства. Условные обозначения трубопроводов

ГОСТ 21.501 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструктивных решений

ГОСТ 21.602 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации систем отопления, вентиляции и кондиционирования

ГОСТ 21.609 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации внутренних систем газоснабжения

ГОСТ 21.610 Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи

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

Издание официальное

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

ГОСТ 24297 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 25100 Грунты. Классификация

ГОСТ 26433.0 Система обеспечения точности геометрических параметров в строительстве. Правила выполнения измерений. Общие положения

ГОСТ 26433.2 Система обеспечения точности геометрических параметров в строительстве. Правила выполнения измерений параметров зданий и сооружений

ГОСТ 31937 Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния

ГОСТ 33979 Системы газораспределительные. Системы управления сетями газораспределения

ГОСТ 34715.0 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования

ГОСТ 34670 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Основные положения

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 ссылочный 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, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 24856, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **аварийно-диспетчерское обслуживание [обеспечение] сети газораспределения и газопотребления:** Комплекс мероприятий по локализации и ликвидации аварий и инцидентов, возникающих в процессе эксплуатации сети газораспределения и газопотребления, направленных на устранение непосредственной угрозы жизни или здоровью граждан, причинения вреда имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

Примечание — В аварийно-диспетчерское обслуживание сети газораспределения и газопотребления входит также прием аварийных заявок.

3.1.2 **авария:** Неконтролируемый взрыв и/или выброс опасных веществ, разрушение зданий, сооружений и/или технических и технологических устройств сети газораспределения.

3.1.3 **газоопасные работы:** Работы, выполняемые в загазованной среде, или в процессе выполнения которых возможен выход газа.

Примечание — При объемной доле газа в воздухе более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП) по показанию прибора и/или содержании кислорода менее 20 %, выполнение работ не допускается.

3.1.4 **газопровод:** Линейное сооружение, состоящее из соединенных между собой труб, предназначенное для транспортирования газа.

Примечание — Под транспортированием газа понимают его перемещение по газопроводам.

3.1.5 **газопровод-ввод:** Газопровод сети газораспределения, проложенный от места присоединения к распределительному газопроводу до вводного газопровода.

Примечание — При наличии запорной арматуры перед вводным газопроводом, она будет являться границей между сетью газораспределения и сетью газопотребления.

3.1.6 **вводной газопровод:** Газопровод сети газопотребления в границах земельного участка, на котором находится газифицируемый объект капитального строительства, проложенный от места присоединения к газопроводу-вводу до внутреннего газопровода.

Примечание — При наличии запорной арматуры перед вводным газопроводом она будет являться границей между сетью газораспределения и сетью газопотребления

3.1.7 **газораспределительная организация**; ГРО: Юридическое лицо, обеспечивающее подачу газа потребителям, а также оказывающее услуги по транспортировке газа.

Примечание — Газораспределительная организация может одновременно выполнять функции эксплуатационной организации.

3.1.8 **газораспределительная система** (Нрк. *система газораспределения*): Имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям.

3.1.9 **инцидент:** Отказ или повреждение технических и/или технологических устройств на сетях газораспределения, отклонение от установленного режима технологического процесса.

3.1.10 **исполнительная документация:** Текстовые и графические материалы, отражающие фактическое исполнение проектных решений и фактическое положение объектов сети газораспределения или сети газопотребления и их элементов в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта по мере завершения определенных в проектной документации работ.

3.1.11

исправное состояние (исправность): Состояние объекта, в котором он соответствует всем требованиям, установленным в документации на него.

[ГОСТ 27.002—2015, статья 3.2.1]

3.1.12 **маршрутная карта:** Условная схема части сети газораспределения, нанесенная на план населенного пункта или план местности, содержащая маршрут обхода трассы газопровода с указанием контролируемых объектов с учетом объемов работ и периодичности их выполнения в течение одного рабочего дня, с учетом факторов, влияющих на трудоемкость работ.

3.1.13 **межпоселковый газопровод:** Распределительный газопровод, проложенный вне территорий поселений.

3.1.14 **наряд-допуск:** Задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы.

3.1.15 **особые условия:** Наличие горных массивов, водных объектов, специфических по составу и состоянию грунтов, в том числе многолетнемерзлых, и/или рисков возникновения (развития) опасных процессов (явлений), которые могут привести к возникновению непроектных нагрузок и воздействий на газопровод и/или явиться причиной аварии газопровода.

3.1.16 **охранная зона сети газораспределения:** Территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трасс газопроводов, вокруг технологических устройств сети газораспределения в целях обеспечения нормальных условий их эксплуатации и исключения возможности их повреждения.

3.1.17

пикет трассы: Точка оси трассы, предназначенная для закрепления заданного интервала.

[ГОСТ 22268—76, статья 138]

3.1.18 **инженерно-топографический план:** Топографический план, на котором отображены рельеф местности, объекты ситуации, включая подземные и надземные коммуникации и сооружения, с техническими характеристиками, необходимыми для их проектирования, строительства, эксплуатации и сноса (демонтажа).

3.1.19 **планшет аварийно-диспетчерской службы;** планшет АДС: Схема сети газораспределения, нанесенная на план населенного пункта или план местности в масштабе не менее 1:500 для застроенной части населенных пунктов и не менее 1:5000 для незастроенной.

3.1.20 **поставщик газа:** Собственник газа или уполномоченное им лицо, осуществляющие поставки газа потребителям по договорам.

3.1.21

предельное состояние: Состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

[ГОСТ 27.002—2015, статья 3.2.7]

3.1.22

работоспособное состояние: Состояние объекта, в котором он способен выполнять требуемые функции.

[ГОСТ 27.002—2015, статья 3.2.3]

3.1.23 **распределительный газопровод:** Газопровод сети газораспределения, участвующий в транспортировке газа, обеспечивающий подачу газа от источника газа до газопроводов-вводов к потребителям.

3.1.24 **регламентные работы:** Работы, выполняемые в процессе эксплуатации объектов сети газораспределения с периодичностью и в объеме, установленными нормативными требованиями независимо от технического состояния объектов.

Примечание — Под объектом сети газораспределения понимают газопроводы, ПРГ, ЭХЗ, АСУ ТП.

3.1.25 **сеть газопотребления природного газа:** Технологический комплекс газораспределительной системы, включающий в себя наружные и внутренние газопроводы, а также другие сооружения, технические и технологические устройства, предназначенный для транспортирования газа от газопровода-ввода до газоиспользующего оборудования.

3.1.26 **сеть газораспределения природного газа** (Нрк. *газораспределительная сеть*)**:** Технологический комплекс газораспределительной системы, включающий в себя наружные газопроводы и другие сооружения, а также технические и технологические устройства, предназначенный для транспортировки природного газа от запорной арматуры на выходе от источника газа, а при ее отсутствии от источника газа до сети газопотребления.

Примечание — К сооружениям на сети газораспределения относятся колодцы, футляры с контрольными трубками и т. п.

3.1.27 **технологическая схема оборудования ПРГ:** Графическое представление конфигурации оборудования пункта редуцирования газа, его состава, взаимного расположения с указанием основных технических характеристик.

3.1.28 **техническое диагностирование:** Комплекс работ, выполняемый в рамках мониторинга технического состояния сетей газораспределения и/или газопотребления для разработки рекомендаций по обеспечению их безопасной эксплуатации до прогнозируемого перехода в предельное состояние.

3.1.29 **техническое обследование:** Комплекс работ, выполняемый в рамках мониторинга технического состояния сетей газораспределения и/или газопотребления, включающий выявление мест повреждений защитных покрытий стальных газопроводов и мест утечек газа приборным методом.

3.1.30 **технологическое устройство:** Комплекс технических устройств, соединенных газопроводами, обеспечивающий получение заданных параметров газа в сети газораспределения, определенных проектной документацией и условиями эксплуатации, включающий в том числе газорегуляторные пункты, газорегуляторные пункты блочные, пункты редуцирования газа шкафные, газорегуляторные установки и узел измерений расхода газа в блочном или шкафном исполнении.

3.1.31

топографический план: Картографическое изображение на плоскости в ортогональной проекции в крупном масштабе ограниченного участка.

[ГОСТ 21667—76, статья 14]

3.1.32 **транспортировка газа:** Перемещение и передача газа по газотранспортной и газораспределительной системе.

Примечание — Транспортировка газа является услугой, за которую взимается соответствующая плата.

3.1.33 **узел измерений расхода [объема] газа** (Нрк. *узел учета газа*): Средство измерений или совокупность средств измерений, вспомогательных устройств, которая предназначена для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Примечания

1 Узел измерений расхода (объема) газа может быть выполнен в шкафном или блочном исполнении.

2 На сетях газораспределения допускается применение приборов учета газа.

3.1.34 **эксплуатационная документация:** Документация, которая в отдельности или в совокупности с другой документацией определяет правила эксплуатации продукции и/или отражает сведения, удостоверяющие гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) продукции, а также гарантии и сведения по ее эксплуатации в течение установленного срока службы.

3.1.35 **эксплуатационная организация (сети газораспределения и/или сети газопотребления):** Юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию сети газораспределения и/или сети газопотребления или оказывающее услуги по их техническому обслуживанию и ремонту на законных основаниях.

3.1.36 **эксплуатация (сети газораспределения и/или сети газопотребления):** Комплекс мероприятий по обеспечению использования сети газораспределения по функциональному назначению, определенному в проектной и/или рабочей документации.

Примечание — Эксплуатация, как правило, включает в себя ввод в эксплуатацию, мониторинг технического состояния, техническое обслуживание, техническое диагностирование, текущий и капитальный ремонты, аварийно-диспетчерское обслуживание, консервацию и вывод из эксплуатации сети газораспределения (газопотребления).

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

GPS — глобальная система позиционирования (global positioning system);

МОР — максимальное рабочее давление (maximum operating pressure);

SDR — стандартное размерное отношение (standart dimension ratio);

АДО — аварийно-диспетчерское обслуживание;

АДС — аварийно-диспетчерская служба;

АРМ — автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГЛОНАСС — глобальная навигационная спутниковая система;

ГРП — газорегуляторный пункт;

ГРПБ — газорегуляторный пункт блочный;

ГРПШ — пункт редуцирования газа шкафной;

ЗН — закладные нагреватели;

ПЛА — план локализации и ликвидации аварий;

ПРГ — пункт редуцирования газа;

ПРГП — пункт редуцирования газа подземный;

ГРС — газораспределительная станция;

ЕСКД — единая система конструкторской документации;

КИП — контрольно-измерительный пункт;

НКПРП — нижний концентрационный предел распространения пламени;

ОПО — опасный производственный объект;

СКЗ — станция катодной защиты;

СПДС — система проектной документации для строительства;

ЦДС — центральная диспетчерская служба;

ЭХЗ — электрохимическая защита.

4 Общие положения

4.1 Эксплуатацию сетей газораспределения осуществляют в соответствии с нормативными документами государств, принявших настоящий стандарт (далее — нормативные документы), и настоящим стандартом[1)].

4.2 Организации или физические лица, владеющие сетями газораспределения, отдельными сооружениями или технологическими устройствами сетей газораспределения на праве собственности или другом законном основании, обеспечивают их содержание в исправном состоянии путем выполнения комплекса работ, предусмотренных настоящим стандартом, а также проведения экспертизы промышленной безопасности, в случае отнесения указанных сетей к ОПО в соответствии с нормативными документами[2)].

4.3 Эксплуатацию сетей газораспределения осуществляют ГРО, имеющие в своем составе АДС, или эксплуатационные организации при условии обеспечения АДО путем заключения договоров с ГРО[3)].

В организациях, владеющих сетями газораспределения (сооружениями или технологическими устройствами) и/или оказывающих услуги по эксплуатации, систему управления сетями газораспределения нужно принимать в соответствии с ГОСТ 33979.

4.4 Технические и технологические устройства, оборудование, приборы и материалы, используемые в процессе эксплуатации сетей газораспределения, должны соответствовать установленным нормативным требованиям к их транспортированию, хранению и области применения. Сварочные работы на сетях газораспределения выполняют в соответствии с нормативными документами[4)].

Техническое обслуживание, ремонты и техническое диагностирование трубопроводной арматуры осуществляют в соответствии с ГОСТ 12.2.063 и эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя.

Эксплуатацию ПРГ и отдельно стоящих узлов измерений расхода газа осуществляют в соответствии с эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя. Эксплуатацию ПРГ также осуществляют с учетом требований ГОСТ 34670.

Приборы и средства измерений, применяемые в процессе эксплуатации сетей газораспределения, содержат в исправном состоянии в соответствии с документацией предприятия-изготовителя, должны проходить своевременную поверку в соответствии с нормативными документами[5)]. Приказом руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала) из числа руководителей или специалистов назначают лицо, ответственное за метрологическое обеспечение и исправное состояние применяемых приборов и средств измерений.

Эксплуатацию электрооборудования (в том числе во взрывозащищенном исполнении) осуществляют в соответствии с документацией предприятия-изготовителя и нормативными документами[6)].

[1)] В Российской Федерации эксплуатацию сетей газораспределения осуществляют в соответствии с Техническим регламентом «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870), Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 531).

[2)] В Российской Федерации отнесение сетей газораспределения к категории ОПО осуществляют в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

[3)] В Российской Федерации требования по формированию АДС установлены в Федеральном законе от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» и Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 531).

[4)] В Российской Федерации сварочные работы на ОПО проводят в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (утверждены приказом Ростехнадзора от 11 декабря 2020 г. № 519).

[5)] В Российской Федерации поверку приборов и средств измерений осуществляют в соответствии с Федеральным законом от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

[6)] В Российской Федерации эксплуатацию электрооборудования осуществляют в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 6).

4.5 Технологии, применяемые при эксплуатации сетей газораспределения, а также методы контроля качества выполняемых работ, должны:

- соответствовать положениям настоящего стандарта и нормативным документам;
- предусматривать соблюдение эксплуатационной документации предприятия-изготовителя технических и технологических устройств, обеспечивать оптимизацию производственной деятельности персонала ГРО или эксплуатационных организаций[1)].

4.6 АДО сетей газораспределения проводят круглосуточно (включая выходные и праздничные дни).

По факту возникновения аварии и/или инцидента, произошедших в процессе эксплуатации сетей газораспределения, проводят техническое расследование причин их возникновения в соответствии с нормативными документами[2)].

По результатам технического расследования владельцы отдельных соответствующих сооружений или технологических устройств сетей газораспределения разрабатывают организационно-технические мероприятия и принимают своевременные меры по предупреждению подобных аварий и/или инцидентов. Повторный пуск газа потребителям проводят после выявления и устранения причин возникновения аварии и/или инцидента.

4.7 Расследование несчастных случаев на производстве при эксплуатации сетей газораспределения проводят в соответствии с нормативными документами[3)].

5 Организация эксплуатации сетей газораспределения

5.1 Общие положения

5.1.1 При эксплуатации сетей газораспределения выполняют следующие виды работ:

- ввод в эксплуатацию законченных строительством газопроводов, ПРГ, средств ЭХЗ и АСУ ТП;
- мониторинг технического состояния газопроводов и ПРГ, включая проверку состояния охранных зон, технический осмотр, техническое обследование газопроводов и зданий ГРП, оценку технического состояния, техническое диагностирование;
- техническое обслуживание газопроводов, ПРГ, средств ЭХЗ и АСУ ТП;
- текущий и капитальный ремонты газопроводов, ПРГ, средств ЭХЗ и АСУ ТП;
- проверка наличия и удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов;
- контроль интенсивности запаха газа в конечных точках сети газораспределения;
- контроль давления газа в сети газораспределения;
- контроль и управление режимами сетей газораспределения;
- АДО объектов сетей газораспределения;
- утилизация (ликвидация) и консервация газопроводов и ПРГ при выводе их из эксплуатации;
- утилизация (ликвидация) средств ЭХЗ и АСУ ТП.

5.1.2 Организационно-управленческие структуры и кадровый состав ГРО или эксплуатационных организаций формируют в зависимости от состава и объема работ по эксплуатации объектов сетей газораспределения, выполняемых собственными силами.

В ГРО или эксплуатационных организациях разрабатывают и утверждают руководителем организации (филиала организации):

- положения о структурных подразделениях (филиалах, службах, отделах) организации;
- должностные инструкции, устанавливающие обязанности, права и ответственность руководителей и специалистов;
- инструкции по охране труда по видам работ;

[1)] В Российской Федерации методы контроля качества выполняемых работ принимают в соответствии с СП 62.13330.2011.

[2)] В Российской Федерации техническое расследование причин возникновения аварий и/или инцидентов на сетях газораспределения, относящихся к ОПО, проводят в соответствии с «Порядком проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения» (утвержден приказом Ростехнадзора от 8 декабря 2020 г. № 503).

[3)] В Российской Федерации расследование несчастных случаев на производстве при эксплуатации сетей газораспределения проводят в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. № 197-ФЗ.

- инструкции по охране труда для конкретных профессий (должностей) работников;
- перечни инструкций по охране труда для структурных подразделений (служб, отделов) и для конкретных профессий (должностей) работников.

В ГРО или эксплуатационных организациях разрабатывают и утверждают техническим руководителем организации (филиала) перечень производственных (технологических) инструкций и производственные (технологические) инструкции, устанавливающие последовательность выполнения технологических операций при производстве работ, методы и объемы проверки качества работ и условий обеспечения их безопасного проведения.

Производственная инструкция на проведение работ по присоединению газопроводов без снижения давления должна учитывать рекомендации предприятий—изготовителей оборудования для врезки и содержать технологическую последовательность операций.

5.1.3 В ГРО или эксплуатационных организациях в соответствии с нормативными документами должно быть обеспечено проведение:

- производственного контроля за соблюдением норм промышленной безопасности на ОПО (производственный контроль)[1)];
- верификации технических и технологических устройств, сварочных, изоляционных и других материалов в соответствии с ГОСТ 24297[2)];
- приемочного контроля качества выполняемых сварочных и изоляционных работ;
- контроля соблюдения обеспечения единства измерений в соответствии с ГОСТ 8.612;
- контроля соблюдения охраны труда на производстве;
- контроля соблюдения пожарной безопасности;
- контроля выбросов (инвентаризации источников выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу в процессе производственно-хозяйственной деятельности.

Лиц, ответственных за соблюдение промышленной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды, электробезопасности и пожарной безопасности, назначают приказом руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

5.1.4 Сети газораспределения, введенные в эксплуатацию, подлежат регистрации в государственном реестре объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду в порядке, установленном в соответствии с национальным законодательством в области охраны окружающей среды.

ГРО или эксплуатационная организация разрабатывает нормативы в области охраны окружающей среды в соответствии с национальным законодательством в области охраны окружающей среды[3)].

5.1.5 Регламентные газоопасные работы на сетях газораспределения, выполняют по графикам, утвержденным техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала) и содержащим планируемые даты их проведения. Планируемые даты проведения регламентных работ допускается уточнять (корректировать при необходимости) до начала календарного периода их проведения (месяца, квартала). Графики выполнения регламентных работ по техническому осмотру газопроводов и ПРГ, техническому обслуживанию установок ЭХЗ и электроизолирующих соединений, а также работ по контролю интенсивности запаха газа в конечных точках сети газораспределения должны ежегодно корректироваться по результатам работ, выполненных в предыдущий период.

Графики регламентных работ ведут на бумажном и/или (при условии обеспечения архивирования) электронном носителе.

Работы по капитальному ремонту газопроводов, ПРГ, средств ЭХЗ и АСУ ТП выполняют по планам, утвержденным техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

[1)] В Российской Федерации производственный контроль за соблюдением норм промышленной безопасности на ОПО проводят в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 10 марта 1999 г. № 263 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте».

[2)] В Российской Федерации верификацию технических и технологических устройств, сварочных, изоляционных и других материалов проводят также в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. № 468 «О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства», СП 48.13330.2019 и СП 62.13330.2011.

[3)] В Российской Федерации регистрацию в государственном реестре объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, а также разработку нормативов осуществляют в соответствии с Федеральным законом от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

В случае проведения капитального ремонта осуществляют подготовку отдельных разделов проектной документации в соответствии с нормативными документами[1)].

Планы и графики выполнения работ, предусмотренных договорами оказания услуг по техническому обслуживанию и ремонту отдельных сооружений или технологических устройств сетей газораспределения, согласовывают с заказчиками.

Перспективное (среднесрочное и долгосрочное) планирование работ по эксплуатации отдельных сооружений или технологических устройств сети газораспределения выполняют ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно с учетом положений настоящего стандарта и нормативными документами.

5.1.6 Подготовку к эксплуатации сетей газораспределения в осенне-зимний период осуществляют в соответствии с планами, утвержденными техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (в случае наличия объектов сети газораспределения или ее части, находящихся в собственности ГРО, на которые заключены договоры с эксплуатационной организацией, план разрабатывает эксплуатационная организация, согласовывает с ГРО; план утверждает технический руководитель ГРО). Планы по подготовке к работе в осенне-зимний период должны предусматривать выполнение комплекса организационно-технических мероприятий, обеспечивающих надежность и безопасность эксплуатации сетей газораспределения с учетом технического состояния сетей газораспределения, местных климатических и гидрогеологических условий их эксплуатации, структуры и объема производственной деятельности ГРО или эксплуатационной организации. Мероприятия по подготовке ГРО или эксплуатационной организации к работе в осенне-зимний период, выполняемые с приостановлением подачи газа потребителям, должны быть закончены до планируемой даты начала отопительного периода.

Минимально необходимый объем организационно-технических мероприятий должен предусматривать:

- поддержание исправного состояния трубопроводной арматуры на газопроводах и ПРГ;
- проверку наличия и удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов;
- проведение текущего и капитального ремонтов газопроводов, ПРГ и установок ЭХЗ;
- проведение оценки технического состояния газопроводов и ПРГ;
- проведение технического диагностирования объектов сетей газораспределения;
- проведение технического обследования участков газопроводов на переходах через водные преграды;
- проведение технического обследования подземных стальных и полиэтиленовых газопроводов, устранение выявленных повреждений защитных покрытий стальных газопроводов;
- актуализацию технологических схем сетей газораспределения; планшетов АДС, маршрутных карт, схем расположения средств ЭХЗ, технологических схем оборудования ПРГ, схем контроля давления газа в сети газораспределения, схем контроля интенсивности запаха газа в сетях газораспределения;
- обеспечение аварийного запаса труб, оборудования, материалов в соответствии с нормативными документами ГРО или эксплуатационной организации;
- обеспечение персонала производственных подразделений специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с нормативными требованиями охраны труда;
- подготовку автотранспорта и строительной техники;
- обеспечение запаса горюче-смазочных материалов в соответствии с нормативными документами ГРО или эксплуатационной организации;
- подготовку к работе сетей газопотребления котельных ГРО или эксплуатационной организации;
- подготовку к работе сетей газопотребления производственных, административных зданий и сооружений ГРО или эксплуатационной организации;
- проверку работоспособности систем пожарной сигнализации, автоматических установок пожаротушения, систем оповещения о пожаре и управления эвакуацией, водо- и теплоснабжения, электроснабжения, аварийного освещения и средств связи;
- проверку работоспособности АСУ ТП.

5.1.7 В осенне-зимний период предусматривают мероприятия по подготовке сетей газораспределения к паводку.

[1)] В Российской Федерации подготовку отдельных разделов проектной документации осуществляют в соответствии Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ.

В весенне-летний период предусматривают для сетей газораспределения противопожарные мероприятия (удаление древесно-кустарниковой растительности и др.).

5.1.8 При эксплуатации полиэтиленовых газопроводов, построенных из труб, изготовленных до 1 июля 1996 г., не должна превышаться величина МОР, установленная при проектировании.

5.2 Подготовка персонала

5.2.1 Руководители и специалисты организаций, осуществляющие эксплуатацию сетей газораспределения, должны проходить подготовку и аттестацию по вопросам безопасности в порядке, установленном нормативными документами[1)].

Лица, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, должны пройти проверку знаний в соответствии с нормативными документами[2)].

Лица, ответственные за соблюдение охраны окружающей среды, должны пройти аттестацию в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции.

Лица, ответственные за пожарную безопасность, должны пройти подготовку и аттестацию (при необходимости) в соответствии с нормативными документами.

5.2.2 Рабочие организаций, осуществляющие эксплуатацию сетей газораспределения, должны проходить обучение и проверку знаний по вопросам безопасности, приемам выполнения работ, инструктаж по безопасности, а также стажировку на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе и необходимые виды инструктажей в порядке, установленном ГОСТ 12.0.004 и нормативными документами.

Программы теоретической подготовки рабочих к выполнению газоопасных работ должны предусматривать обучение пользованию средствами индивидуальной защиты и оказанию первой помощи пострадавшим. Допуск рабочих к самостоятельному выполнению газоопасных работ оформляют распорядительным документом ГРО или эксплуатационной организации (филиала) после проведения их теоретического обучения, проверки знаний безопасных методов и приемов выполнения работ и прохождения стажировки на рабочем месте. Порядок проведения стажировки должен устанавливаться приказом технического руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

5.2.3 Работники организаций, осуществляющие эксплуатацию сетей газораспределения, должны проходить обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в порядке, установленном нормативными документами[3)].

5.2.4 К выполнению сварочных работ допускают сварщиков и специалистов сварочного производства, аттестованных в соответствии с нормативными документами[4)].

5.2.5 Электротехнический персонал ГРО или эксплуатационной организации, осуществляющий обслуживание и ремонт электроустановок, должен пройти обучение и проверку знаний правил устройства, технической эксплуатации и правил по охране труда при эксплуатации электроустановок в пределах требований, предъявляемых к должности или профессии, с присвоением соответствующей группы по электробезопасности[5)].

[1)] В Российской Федерации подготовку и аттестацию по вопросам безопасности осуществляют в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

[2)] В Российской Федерации проверку знаний электротехнического и электротехнологического персонала осуществляют в соответствии с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены приказом Минтруда России от 15 декабря 2020 г. № 903н).

[3)] В Российской Федерации обучение и проверку знаний по охране труда осуществляют в соответствии с «Порядком обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» (утвержден постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации, Министерства образования Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 1/29).

[4)] В Российской Федерации аттестацию специалистов сварочного производства на ОПО осуществляют в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (утверждены приказом Ростехнадзора от 11 декабря 2020 г. № 519).

[5)] В Российской Федерации проверку знаний электротехнического и электротехнологического персонала осуществляют в соответствии с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены приказом Минтруда России от 15 декабря 2020 г. № 903н).

5.2.6 Обслуживание средств автоматизации, средств измерений осуществляет квалифицированный персонал, прошедший специальную подготовку с учетом объема и сложности выполняемых работ по техническому обслуживанию и ремонту АСУ ТП.

Персонал, обслуживающий АСУ ТП, должен иметь соответствующую квалификационную группу по электробезопасности на право проведения работ при эксплуатации электроустановок.

5.2.7 Профессиональное обучение (подготовка, переподготовка и повышение квалификации) персонала ГРО или эксплуатационных организаций должно осуществляться в организациях, осуществляющих образовательную деятельность, в том числе в учебных центрах профессиональной квалификации.

Повышение квалификации руководителей и специалистов производственных подразделений ГРО или эксплуатационных организаций проводят не реже 1 раза в 5 лет.

5.3 Производство газоопасных работ

5.3.1 Газоопасные работы на сетях газораспределения проводят в соответствии с нормативными документами и настоящим стандартом[1)].

Газоопасные работы, за исключением периодически повторяющихся, выполняют по наряду-допуску. Наряд-допуск на производство газоопасных работ оформляют в соответствии с приложением А или нормативными документами.

5.3.2 К газоопасным работам, выполняемым по наряду-допуску, относятся:

- технологическое присоединение (врезка) вновь построенных газопроводов к действующим;
- пуск газа и проведение пусконаладочных работ при вводе в эксплуатацию газопроводов, ПРГ;
- повторный пуск газа в газопроводы, ПРГ после их отключения, ремонта или расконсервации;
- техническое обслуживание ПРГ, осуществляемое с отключением или снижением давления газа у потребителей;
- виды работ при текущем и капитальном ремонтах газопроводов и ПРГ, выполняемые с отключением подачи или снижением давления газа у потребителей;
- снижение и восстановление давления газа в газопроводах;
- установка и снятие заглушек на действующих газопроводах;
- удаление закупорок на действующих газопроводах;
- выполнение работ на действующих газопроводах в шурфах, траншеях и котлованах или технических устройствах в газовых колодцах;
- консервация и ликвидация газопроводов, ПРГ;
- ремонтные работы с применением сварки и газовой резки на действующих газопроводах, технологических и технических устройствах сетей газораспределения.

Газоопасные работы, выполняемые по наряду-допуску, регистрируют в журнале по форме, приведенной в приложении Б.

Наряды-допуски выдает руководитель или специалист производственных подразделений, назначенный приказом руководителя или технического руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала), имеющие опыт работы на объектах сетей газораспределения не менее одного года. Наряды-допуски выдают заблаговременно для организации подготовки к проведению работ. В наряде-допуске указывают срок его действия, время начала и окончания работы.

При невозможности окончить работу в установленный срок наряд-допуск на газоопасные работы подлежит продлению лицом, выдавшим его.

5.3.3 На технологически сложные работы, требующие координации взаимодействия бригад, выполняющих газоопасные работы по отдельным нарядам-допускам, дополнительно разрабатывают специальный план организации и производства газоопасных работ по форме, приведенной в приложении В.

К технологически сложным работам, выполняемым в соответствии со специальным планом организации и производства газоопасных работ, относятся:

- пуск газа в сети газораспределения поселений при первичной газификации, в газопроводы высокого давления;
- работы по присоединению газопроводов высокого и среднего давления;

[1)] В Российской Федерации газоопасные работы на сетях газораспределения, относящихся к ОПО, проводят в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 531).

- ремонтные работы в ПРГ с применением сварки и газовой резки;
- ремонтные работы на газопроводах среднего и высокого давлений (под газом) с применением сварки и газовой резки;
- снижение и восстановление давления газа в газопроводах среднего и высокого давлений, связанные с отключением потребителей;
- отключение и последующий пуск газа на промышленные предприятия;
- ремонтные работы на газопроводах низкого давления, связанные с отключением и последующим пуском газа в группы жилых домов, если для выполнения работ требуется привлечение более одной бригады.

В специальном плане указывают:
- последовательность проведения операций;
- расстановку персонала;
- техническое оснащение;
- мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность;
- лиц, ответственных за проведение газоопасных работ (отдельно на каждом участке работы) и за общее руководство и координацию действий.

Специальные планы организации и производства газоопасных работ утверждает технический руководитель ГРО или эксплуатационной организации (филиала). К специальным планам организации и производства газоопасных работ на подземных газопроводах прилагают ситуационный план (план трассы) и копии исполнительной документации.

Специальные планы организации и производства газоопасных работ с отключением подачи газа или изменением режимов давления газа в сети газораспределения, технологически связанной с сетью газораспределения ГРО, должны своевременно доводиться до сведения эксплуатационной организации или АДС ГРО (филиала). ГРО или эксплуатационная организация должны заблаговременно извещать поставщика газа и потребителей о проведении работ, связанных с сокращением или приостановлением подачи газа, с указанием даты и продолжительности.

5.3.4 Периодически повторяющиеся газоопасные работы, выполняемые постоянным составом работающих, проводят по производственным инструкциям без оформления наряда-допуска и регистрируют в журнале по форме, приведенной в приложении Б.

К периодически повторяющимся газоопасным работам, выполняемым без наряда-допуска, относятся:
- мониторинг (обход), включающий проверку состояния охранных зон наружных газопроводов, техническое обследование подземных газопроводов и технический осмотр газопроводов и ПРГ;
- ремонтные работы без применения сварки и газовой резки на газопроводах низкого давления диаметром не более 50 мм;
- техническое обслуживание ПРГ, осуществляемое без отключения или снижения давления газа у потребителей;
- ремонт, осмотр и проветривание газовых колодцев (без спуска в них);
- проверка и откачка конденсата из конденсатосборников;
- техническое обслуживание газопроводов без отключения газа;
- техническое обслуживание запорной арматуры и компенсаторов, расположенных вне колодцев и в колодцах глубиной менее 1 м;
- контроль интенсивности запаха газа в конечных точках сети газораспределения;
- контроль давления газа в сети газораспределения.

Без наряда-допуска также проводят работы по локализации и ликвидации аварий до устранения угрозы причинения вреда жизни и здоровью людей, окружающей среде, имуществу физических и юридических лиц и аварийно-восстановительные работы при их выполнении в срок не более суток.

5.3.5 Газоопасные работы проводят в дневное время. Работы по локализации и ликвидации аварий, а также газоопасные работы в районах северной климатической зоны проводят независимо от времени суток.

Газоопасные работы выполняет бригада в составе не менее двух рабочих под руководством специалиста производственного подразделения. Газоопасные работы, не требующие оформления наряда-допуска на их производство, могут выполнять два рабочих, один из которых назначается руководителем работ.

Работы в газовых колодцах, туннелях, коллекторах, а также в траншеях и котлованах глубиной более 1 м выполняет бригада в составе не менее трех рабочих под руководством специалиста. Для

обеспечения безопасности проведения работ и страховки работающих на поверхности земли должны находиться не менее двух человек на каждого работающего в колодце, туннеле, коллекторе, а также в траншее и котловане глубиной более 1 м.

Все распоряжения при проведении газоопасной работы выдает лицо, ответственное за проведение газоопасных работ. Другие должностные лица и руководители, присутствующие при проведении работы, могут давать указания только через лицо, ответственное за проведение работ.

5.3.6 Бригады в составе специалистов и рабочих, выполняющие газоопасные работы, должны быть обеспечены инструментами, исключающими искрообразование, переносными светильниками во взрывозащищенном исполнении, приборами контроля загазованности, средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, обувью и др.), а также сигнальными жилетами и предупреждающими знаками для выполнения работ на проезжей части.

До начала выполнения газоопасных работ в помещениях ГРП, колодцах, туннелях, коллекторах проводят анализ газовоздушной смеси с помощью газоанализатора. Выполнение газоопасных работ в помещениях ГРП, колодцах, туннелях, коллекторах при объемной доле газа в воздухе более 20 % от НКПРП и/или содержании кислорода менее 20 % не допускается.

5.3.7 Перечень газоопасных работ, выполняемых по наряду-допуску, без наряда-допуска, по плану организации и производства газоопасных работ, а также порядок выдачи, получения, оформления, продления, хранения и срок действия нарядов-допусков должны быть уточнены с учетом местных условий и утверждены руководителем или техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

5.4 Организация эксплуатации средств защиты стальных подземных газопроводов от коррозии

5.4.1 Работы по эксплуатации средств ЭХЗ и контролю коррозионного состояния стальных подземных газопроводов (в том числе стальных защитных футляров газопроводов) выполняют специализированные службы (филиалы, отделы) ГРО или эксплуатационных организаций. Допускается выполнение указанных работ специализированными сторонними организациями на основании соответствующих договоров.

5.4.2 Организация, осуществляющая эксплуатацию средств ЭХЗ, в границах эксплуатационной ответственности должна иметь:

- проектную документацию;
- схемы трасс защищаемых подземных газопроводов с расположением установок ЭХЗ, включая места расположения контактных устройств и анодных заземлителей, а также опорных точек измерения потенциалов;
- данные о наладке средств ЭХЗ;
- данные о коррозионной (включая биокоррозионную) агрессивности грунта по трассе газопровода, подлежащего защите;
- данные об источниках блуждающих токов (постоянного и переменного) в местах прокладки стальных подземных газопроводов;
- данные об установленных электроизолирующих соединениях;
- данные об установленных блоках совместной защиты;
- данные о наличии и состоянии переходов газопроводов через естественные и искусственные преграды (автомобильные и железные дороги).

5.4.3 Работы по защите стальных подземных газопроводов от коррозии должны обеспечивать:

- своевременное проведение технического обслуживания и ремонт установок ЭХЗ;
- поддержание нормируемой величины защитного потенциала непрерывно во времени и по протяженности газопровода, подлежащего защите;
- проведение периодической проверки эффективности средств ЭХЗ;
- определение наличия блуждающих токов и коррозионной агрессивности грунтов на участках газопроводов, не требующих защиты в соответствии с ГОСТ 9.602—2016 (пункт 6.6);
- контроль состояния защитных покрытий и коррозионного состояния газопроводов в процессе их эксплуатации;
- выявление не обеспеченных защитой участков газопроводов, подлежащих защите;
- контроль исправности электроизолирующих соединений;
- проведение оценки эффективности противокоррозионной защиты газопроводов, подлежащих защите;

- внедрение современных технологий, средств измерений и методов обследования защитных покрытий и коррозионного состояния газопроводов, подлежащих электрохимической защите, а также газопроводов, не требующих электрохимической защиты;
- внедрение автоматизированных систем контроля и управления процессом защиты от коррозии, создание АРМ.

5.5 Организация эксплуатации автоматизированных систем управления технологическими процессами

5.5.1 АСУ ТП должна обеспечивать круглосуточную бесперебойную работу и передачу текущей достоверной информации в АДС и профильным специалистам ГРО или эксплуатационной организации.

Аварийно-диспетчерский персонал ГРО или профильные специалисты эксплуатационной организации осуществляет круглосуточный мониторинг аварийных и предаварийных сообщений АСУ ТП, а также текущих технологических параметров.

5.5.2 Приказом руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала) из числа руководителей или специалистов назначают лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию АСУ ТП.

5.5.3 Для выполнения работ по сервисному обслуживанию и ремонту АСУ ТП на договорной основе могут привлекаться сторонние специализированные организации.

5.5.4 Метрологическое обеспечение средств измерений, входящих в состав АСУ ТП, осуществляют в соответствии с нормативными документами[1)].

5.6 Эксплуатационная документация, восстановление эксплуатационной документации

5.6.1 Собственники сетей газораспределения, ГРО, а также эксплуатационные организации должны иметь и хранить в течение всего срока эксплуатации комплект проектной и/или рабочей, исполнительной документации на введенные в эксплуатацию сети газораспределения или копию такой документации при оказании услуг по эксплуатации или АДО сооружений или технологических устройств сетей газораспределения в соответствии с ГОСТ 2.501 и нормативными документами[2)].

5.6.2 В процессе эксплуатации сетей газораспределения, по результатам работ, выполняемых ГРО или эксплуатационными организациями, оформляют и ведут эксплуатационную документацию, предусмотренную настоящим стандартом.

Результаты выполнения работ по верификации качества материалов и технических и технологических устройств, а также приемочному контролю качества сварочных, изоляционных и других строительно-монтажных работ, выполняемых при эксплуатации сетей газораспределения, оформляют соответствующими документами (актами, протоколами и др.).

5.6.3 Для организации эксплуатации газопроводов и установленных на них технических и технологических устройств, а также сооружений, разрабатывают маршрутные карты газопроводов.

Маршрутные карты газопроводов составляют в двух экземплярах, один из которых с личными подписями рабочих, закрепленных за данным маршрутом, об ознакомлении с маршрутом (корректировкой) хранится у мастера. Маршрутные карты корректируют ежегодно, а также по факту изменений на трассе газопровода, выявленных при эксплуатации (вновь введенных в эксплуатацию газопроводов, ликвидацией участков газопроводов и т. д.). Маршрутные карты должны содержать информацию о дате корректировок и подпись специалиста, вносившего изменения в карту. Маршрутные карты разрабатывают с учетом объемов работ и периодичности их выполнения в течение одного рабочего дня, с учетом факторов, влияющих на трудоемкость работ (удаленность трасс, протяженность газопроводов, число объектов, подлежащих проверке на загазованность, интенсивность движения транспорта на маршруте и др.).

На каждый, введенный в эксплуатацию газопровод, ПРГ, установку ЭХЗ составляют эксплуатационный паспорт, содержащий основные технические характеристики по формам, приведенным в приложениях Г, Д, Е, Ж.

[1)] В Российской Федерации метрологическое обеспечение средств измерений осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.596—2002 и Федеральным законом от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

[2)] В Российской Федерации учет и хранение документации осуществляют также в соответствии с Федеральным законом от 27 октября 2004 г. № 125-ФЗ «Об архивном деле в Российской Федерации» и ГОСТ Р 21.1003—2009.

К эксплуатационным паспортам газопроводов прилагают копии плана, профиля (для газопроводов, прокладываемых на местности со сложным рельефом, при пересечениях газопроводов с естественными и искусственными преградами, различными сооружениями и коммуникациями и т. д.) и схемы сварных стыков газопровода (для подземных газопроводов), акт ввода в эксплуатацию законченного строительством распределительного газопровода, газопровода-ввода. К эксплуатационным паспортам ПРГ прилагают технологические схемы оборудования ПРГ и режимные карты с параметрами настройки редукционной, отключающей и предохранительной арматуры, акт ввода в эксплуатацию ПРГ. Копии технологических схем оборудования ПРГ и режимных карт должны находиться в соответствующих ПРГ. В ПРГ, оснащенных АСУ ТП, должны находиться схемы размещения средств АСУ ТП (далее — схемы АСУ ТП). В схеме АСУ ТП указывают элементы АСУ ТП, в том числе первичные датчики параметров, контроллер системы телеметрии, исполнительные устройства и механизмы (при наличии) и т.п. Нумерация оборудования на схеме АСУ ТП не должна дублировать нумерацию оборудования на технологической схеме оборудования ПРГ. Схемы АСУ ТП составляет специалист, ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию АСУ ТП, и утверждает технический руководитель ГРО или эксплуатационной организации (филиала). Допускается ведение (хранение) ГРО или эксплуатационной организацией (филиалом) эксплуатационной документации в электронном виде на электронных носителях, при наличии ее копии на бумажном носителе.

Сведения о проведенных капитальных ремонтах, а также работах по консервации (расконсервации) и ликвидации в процессе эксплуатации газопроводов, ПРГ и средств ЭХЗ оформляют записями в эксплуатационных паспортах.

Результаты работ по оценке технического состояния и техническому диагностированию ПРГ оформляют записями в эксплуатационных паспортах.

Результаты работ по техническому обследованию, оценке технического состояния и техническому диагностированию газопроводов оформляют записями в эксплуатационных паспортах.

Результаты работ в охранных зонах оформляют в соответствии с нормативными документами[1)].

5.6.4 Организация, осуществляющая работы по эксплуатации сетей газораспределения, должна вести учет введенных в эксплуатацию газопроводов, ПРГ, средств ЭХЗ, трубопроводной арматуры, АСУ ТП и средств измерений. Ведение учета газопроводов, ПРГ, средств ЭХЗ, трубопроводной арматуры, АСУ ТП и средств измерений осуществляется в журналах подразделений, выполняющих работы по их эксплуатации или в журналах производственных отделов ГРО или эксплуатационных организаций. Журналы учета оформляют на бумажном или электронном носителе (при условии обеспечения архивирования).

5.6.5 Результаты работ по техническому осмотру, техническому обслуживанию и текущему ремонту газопроводов, ПРГ, средств ЭХЗ, техническому обслуживанию, текущему ремонту АСУ ТП, проведению поверок средств измерений оформляют записями в эксплуатационных журналах по формам, приведенным в приложениях И, К, Л, М.

5.6.6 Эксплуатационную документацию оформляет персонал производственного подразделения, выполняющий соответствующие работы по эксплуатации сетей газораспределения.

Эксплуатационные паспорта и журналы оформляют на бумажном или электронном носителе (при наличии копии на бумаге). Эксплуатационные журналы ПРГ оформляют на бумажном носителе и размещают в соответствующих ПРГ с учетом 8.1.6.

5.6.7 При необходимости в формы эксплуатационной документации допускается вносить изменения с учетом местных условий эксплуатации сетей газораспределения.

Виды и/или формы эксплуатационной документации, не предусмотренной настоящим стандартом, могут устанавливаться ГРО или эксплуатационной организацией (филиалом) самостоятельно.

5.6.8 Порядок и условия хранения эксплуатационной документации устанавливают приказом (распоряжением) руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

5.6.9 Восстановление отсутствующей (утраченной) в процессе эксплуатации объектов сетей газораспределения ранее составленной эксплуатационной документации, а также ранее составленной и переданной в установленном порядке в ГРО или эксплуатационную организацию исполнительной документации выполняют ГРО или эксплуатационная организация собственными силами.

Восстановление отсутствующей (утраченной) ранее составленной исполнительной документации, которая в нарушение установленного порядка не была передана в ГРО или эксплуатационную

[1)] В Российской Федерации результаты работ в охранных зонах оформляют в соответствии с ГОСТ Р 56880—2016.

организацию, выполняют ГРО или эксплуатационная организация, как правило, за счет средств владельца (арендатора) соответствующего объекта сети газораспределения.

Целесообразность восстановления отсутствующей (утраченной) эксплуатационной и исполнительной документации на газопроводы, ПРГ и средства ЭХЗ стальных подземных газопроводов, для которых разработана документация на капитальный ремонт или реконструкцию (техническое перевооружение), определяют ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно, с учетом сроков проведения работ по капитальному ремонту, реконструкции (техническому перевооружению).

5.6.10 Отсутствующую (утраченную) эксплуатационную и исполнительную документацию восстанавливают по утвержденному техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации плану по восстановлению документации на основании достоверно установленных сведений о характеристиках объектов сетей газораспределения, определенных в 5.6.28—5.6.54.

5.6.11 План по восстановлению документации должен содержать:

- перечень документации, подлежащей восстановлению;
- перечень характеристик объекта, установленных в ходе работ по сбору, систематизации и анализу сохранившейся эксплуатационной и исполнительной документации;
- перечень характеристик объекта, подлежащих установлению;
- сведения о составе и порядке выполнения работ по установлению недостающих характеристик, восстановлению документации, исполнителях и сроках выполнения работ.

Рекомендуемая форма плана по восстановлению документации приведена в приложении Н.

5.6.12 Актуализацию ранее составленного документа из числа эксплуатационной или исполнительной документации выполняет ГРО или эксплуатационная организация при обнаружении в процессе эксплуатации несоответствия приведенных в этом документе сведений об объекте (характеристик объекта) сети газораспределения.

В утративший актуальность ранее составленный документ вносят необходимые изменения, уточнения или дополнения. Допускается заменять утративший актуальность ранее составленный документ новым, составленным в соответствии с настоящим стандартом.

5.6.13 При полном или частичном отсутствии (утрате) ранее составленной эксплуатационной документации восстановлению подлежат:

- эксплуатационные паспорта газопроводов, ЭХЗ и ПРГ;
- маршрутные карты газопроводов;
- планшеты АДС;
- технологические схемы сетей газораспределения;
- схемы трасс подземных газопроводов с указанием мест расположения установок ЭХЗ и опорных точек измерения потенциалов;
- схемы размещения АСУ ТП;
- схемы трасс подземных газопроводов, не требующих защиты от электрохимической коррозии в соответствии с ГОСТ 9.602, с точками отбора проб грунта и измерения потенциалов для оценки опасности коррозии;
- схемы трасс подземных газопроводов, защита которых осуществляется средствами ЭХЗ владельцев смежных подземных коммуникаций;
- таблицы результатов наладочных работ средств ЭХЗ;
- технологические схемы оборудования ПРГ;
- режимные карты настройки оборудования ПРГ.

Отсутствующие (утраченные) ранее составленные эксплуатационные журналы объектов сетей газораспределения и другие журналы, оформляемые в процессе эксплуатации по результатам выполняемых на объектах сетей газораспределения работ, должны быть вновь составлены в соответствии с настоящим стандартом и начаты с даты восстановления.

Отсутствующие (утраченные) ранее составленные наряды-допуски на производство газоопасных работ, акты, протоколы и прочая документация, за исключением указанной выше, восстановлению не подлежат.

5.6.14 Эксплуатационные паспорта газопроводов при их восстановлении рекомендуется составлять так, чтобы каждый паспорт содержал информацию о газопроводе со следующими, общими для его участков признаками:

- владелец;
- место прокладки;

- назначение;
- рабочее давление и диаметр газопровода.

При наличии сохранившейся проектной документации (рабочего проекта) на сеть газораспределения (либо на часть сети газораспределения) эксплуатационные паспорта газопроводов следует составлять таким образом, чтобы паспорт содержал информацию о газопроводе, построенном по одному проекту, с учетом общих для его участков признаков.

5.6.15 При составлении восстанавливаемой эксплуатационной документации на бумажных носителях графы, в которые требуется внести неустановленные характеристики, оставляют незаполненными. В графы документов на электронных носителях допускается делать запись «не установлено».

В процессе дальнейшей эксплуатации объектов сетей газораспределения восстановленная эксплуатационная документация уточняется и дополняется по мере установления отсутствующих и актуализации ранее установленных характеристик.

5.6.16 При полном или частичном отсутствии, или утрате проектной документации (рабочего проекта) и исполнительной документации в процессе эксплуатации сетей газораспределения восстанавливают исполнительные чертежи и схемы (исполнительная геодезическая документация).

5.6.17 Копии исполнительных чертежей и схем (исполнительной геодезической документации) объектов сетей газораспределения, составленных по результатам исполнительной съемки при строительстве, реконструкции или капитальном ремонте, могут быть получены ГРО или эксплуатационной организацией от организации—держателя геодезических фондов или организации-исполнителя строительно-монтажных работ, осуществляющих хранение оригиналов исполнительной геодезической документации.

5.6.18 В случае невозможности получения копий исполнительных чертежей и схем (исполнительной геодезической документации), составленных при строительстве, реконструкции или капитальном ремонте объектов сетей газораспределения, эксплуатационная организация составляет чертежи и схемы, отражающие действительные (на момент составления) значения геометрических параметров характерных точек и линий объектов сетей газораспределения, мест расположения технических и технологических устройств и другие параметры, согласно требованиям нормативных документов к содержанию исполнительного чертежа, в следующем объеме:

- для надземных и подземных газопроводов составляют планы газопроводов с привязками характерных точек газопровода к постоянным ориентирам, указанием для надземных газопроводов местоположения опор (в том числе неподвижных), компенсаторов и электроизолирующих соединений;
- для средств ЭХЗ стальных подземных газопроводов составляют планы размещения элементов системы ЭХЗ, электрические схемы (электроснабжения и внешних электрических соединений);
- для АСУ ТП составляют планы размещения средств системы АСУ ТП, составляют перечень смонтированного оборудования, планы кабельных проводок и заземлений. Проводят повторные индивидуальные испытания и комплексное опробование АСУ ТП вместе с технологическим оборудованием в течение не менее 72 ч, по результатам оформляют технический отчет, содержащий сведения о настройке и регулировке АСУ ТП. В случае невозможности установления даты произведенного пуска АСУ ТП в эксплуатацию, за первичную дату приемки в эксплуатацию принимают дату изготовления контроллера;
- для ПРГ составляют планы пунктов редуцирования, схемы расположения технических устройств и газопроводов, схемы систем инженерно-технического обеспечения, местоположение и габариты ПРГ указывают на плане газопровода с привязкой к пикету трассы газопровода[1)].

5.6.19 Для отдельно стоящих, пристроенных или встроенных ПРГ, в случае отсутствия (утраты) чертежей архитектурных и/или конструктивных решений зданий составляют соответственно план здания или план этажа здания, схемы расположения элементов строительных конструкций и другие чертежи, предусмотренные ГОСТ 21.501. При необходимости выполняют техническое обследование зданий ПРГ в соответствии с 8.5.3.

5.6.20 Чертежи и схемы могут быть составлены на бумажных или (при условии обеспечения архивирования) на электронных носителях в масштабах, принятых для соответствующих рабочих чертежей:

- для надземных, подземных газопроводов и средств ЭХЗ стальных подземных газопроводов — по ГОСТ 21.610;
- пунктов редуцирования газа — по ГОСТ 21.609;

[1)] В Российской Федерации правила выполнения исполнительной геодезической документации приведены в ГОСТ Р 51872—2019.

- систем инженерно-технического обеспечения пунктов редуцирования газа — по ГОСТ 21.602;
- строительных конструкций зданий ПРГ — по ГОСТ 21.501.

Электрические схемы выполняют по ГОСТ 2.702.

5.6.21 В качестве основы для составления планов газопроводов и средств ЭХЗ рекомендуется использовать актуальные инженерно-топографические и/или топографические планы соответствующего участка местности. Допускается использование общедоступных карт местности, а также ситуационных планов и планов, использованных для разработки проектной документации (рабочего проекта), при условии их актуализации (дополнения новыми зданиями, сооружениями и другими постоянными ориентирами, используемыми для привязки сетей газораспределения).

В случае отсутствия указанных планов (карт) для соответствующего участка местности рекомендуется провести инженерно-геодезические изыскания и выполнить топографическую съемку существующих подземных коммуникаций.

5.6.22 Газопроводы на планах показывают условными графическими обозначениями по ГОСТ 21.206 и буквенно-цифровыми обозначениями по ГОСТ 21.609. Способы прокладки и конструктивные элементы газопроводов, технические и технологические устройства показывают по действующим стандартам ЕСКД и СПДС.

5.6.23 Документация восстановленная, вновь составленная взамен утратившей актуальность, должна быть отмечена соответствующей надписью.

5.6.24 Документы, восстановленные в связи с отсутствием или утратой, должны иметь надпись «Восстановлен взамен утраченного». Рекомендуемый образец оттиска штампа для таких документов на бумажных носителях приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 — Образец оттиска штампа «Восстановлен взамен утраченного»

5.6.25 Документы, составленные вновь взамен ранее составленных и утративших актуальность, должны иметь надпись «Взамен утратившего актуальность». Рекомендуемый образец оттиска штампа для таких документов на бумажных носителях приведен на рисунке 2.



Рисунок 2 — Образец оттиска штампа «Взамен утратившего актуальность»

5.6.26 Документы, которые утратили актуальность и были заменены вновь составленными, должны иметь надпись «Заменен — недействителен». Рекомендуемый образец оттиска штампа для таких документов на бумажных носителях приведен на рисунке 3.



Рисунок 3 — Образец оттиска штампа «Заменен — недействителен»

5.6.27 Надписи в виде штампов проставляют на первые листы документов на бумажных носителях в правый верхний угол, рекомендуемые размеры оттиска штампов 47 × 18 мм или 58 × 22 мм.

Надписи в виде текста, выполненного большими буквами контрастного цвета, проставляют на первые листы документов на электронных носителях в правый верхний колонтитул, рекомендуемый компьютерный шрифт Arial размером 12 кегль или 14 кегль.

5.6.28 При восстановлении отсутствующей (утраченной) эксплуатационной и/или исполнительной документации на распределительные газопроводы природного газа, газопроводы-вводы и средства ЭХЗ стальных подземных газопроводов устанавливают характеристики, отражающие действительное местоположение соответствующего объекта сети газораспределения, его назначение и основные конструктивные особенности.

5.6.29 Для подземных газопроводов устанавливают:

- местоположение газопровода на местности по отношению к ближайшим сетям инженерно-технического обеспечения, зданиям, сооружениям и другим постоянным ориентирам;
- назначение газопровода;
- способ прокладки и протяженность газопровода;
- дату завершения строительства (ввода в эксплуатацию) газопровода;
- рабочее давление в газопроводе;
- глубину заложения газопровода от уровня земли;
- местоположение точек поворота газопровода, переходов из подземного положения в надземное, места изменения диаметра и материала труб;
- тип установки (в колодце, надземно, подземно) и наименование (марка) установленных технических и технологических устройств;
- местоположение технических и технологических устройств с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- глубину заложения технического устройства в подземном исполнении;
- номинальный диаметр (условный проход) и способ присоединения технического устройства;
- материал основных элементов и тип привода трубопроводной арматуры;
- наличие и наименование естественной/искусственной преграды;
- местоположение и длину пересечения/параллельной прокладки с естественной/искусственной преградой с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- тип пересечения/параллельной прокладки с естественной/искусственной преградой;
- материал, длину и наружный диаметр футляра;
- материал и наружный диаметр труб газопровода;
- толщину стенки стальных труб;
- SDR, номинальный диаметр, толщину стенки, обозначение нормативного документа на изготовление, дату изготовления полиэтиленовых труб;
- наличие и расположение средств обозначения трассы полиэтиленового газопровода для определения его местоположения (опознавательные знаки, провод-спутник, электронные маркеры и т. п.), а также КИП;
- границы охранных зон сетей газораспределения;
- местоположение газового колодца/ковера с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- геометрические параметры газового колодца/ковера;
- коррозионную агрессивность грунта в месте расположения стального газопровода и/или на участках газопровода из стальных труб;
- удельное электрическое сопротивление грунта по трассе стального газопровода и/или на участках газопровода из стальных труб;
- наличие блуждающих токов в месте расположения стального газопровода и/или на участках газопровода из стальных труб и источник их возникновения;
- тип и материал защитного покрытия стальных труб;
- показатели свойств защитного покрытия стальных труб (толщина, переходное сопротивление, адгезия);
- наличие и местоположение устройств ЭХЗ стального газопровода и/или участков газопровода из стальных труб с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- тип и марку устройств ЭХЗ стального газопровода и/или участков газопровода из стальных труб;
- местоположение электроизолирующих соединений с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода.

5.6.30 Для газопроводов на участках подводных переходов дополнительно к 5.6.29 необходимо установить:

- метод (способ) прокладки (с заглублением в дно пересекаемой преграды, горизонтально-направленное бурение и др.);
- наличие/отсутствие балластировки;
- глубину заложения газопровода в русловой и береговой частях перехода. 5.6.31 Для надземных газопроводов устанавливают:
- местоположение газопровода на местности по отношению к ближайшим сетям инженерно-технического обеспечения, зданиям, сооружениям и другим постоянным ориентирам;
- назначение газопровода;
- высоту прокладки и протяженность газопровода;
- материал, количество и конструкцию опор газопровода;
- дату завершения строительства (ввода в эксплуатацию) газопровода;
- рабочее давление в газопроводе;
- материал, наружный диаметр и толщину стенки трубы;
- местоположение точек поворота газопровода, переходов из надземного положения в подземное, места изменения диаметра труб;
- тип и наименование установленных технических и технологических устройств;
- местоположение технических и технологических устройств с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- номинальный диаметр (условный проход) и тип присоединения технического устройства;
- материал основных элементов и тип привода трубопроводной арматуры;
- наличие и наименование естественной/искусственной преграды;
- местоположение и длину пересечения/параллельной прокладки с естественной/искусственной преградой с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- местоположение электроизолирующих соединений с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода.

5.6.32 Для катодных и дренажных установок ЭХЗ стальных подземных газопроводов необходимо установить:

- местоположение, тип установки защиты и марку преобразователя (дренажа);
- местоположение источника блуждающих токов (рельсовые пути железнодорожного транспорта, трамвая, метро и др.);
- наименование и протяженность участка газопровода, подлежащего защите (зону защиты);
- характеристики анодного заземления (местоположение, тип заложения, сопротивление растеканию тока);
- характеристики кабельных линий (назначение, марка кабеля, способ прокладки, длина);
- рабочие параметры средств ЭХЗ (ток, напряжение);
- значение защитного потенциала в контрольных (опорных) пунктах измерения на защищаемом участке газопровода;
- значение потенциала «рельс-земля»;
- наличие, марку и количество блоков совместной защиты;
- критерии коррозионной опасности в месте расположения газопровода (коррозионная агрессивность среды, включая биокоррозионную агрессивность среды, опасное действие блуждающего постоянного и переменного токов);
- местоположение точки подключения и напряжение источника электроснабжения;
- местоположение точки подключения к источнику блуждающих токов;
- местоположение контрольных (опорных) пунктов измерения по трассе сооружения, подлежащего защите.

5.6.33 Для протекторных установок защиты стальных подземных газопроводов устанавливают:

- местоположение гальванических анодов (протекторов);
- наименование и протяженность участка газопровода, подлежащего защите (зона защиты);
- расстояние до газопровода, подлежащего защите;
- характеристики кабельных линий (назначение, марка кабеля, способ прокладки, длина);
- силу тока в цепи «протектор-защищаемое сооружение»;
- местоположение контрольных (опорных) пунктов измерения.

5.6.34 Для газопроводов кроме характеристик, определенных в 5.6.29—5.6.31, рекомендуется установить последнюю дату выполнения и результаты работ по мониторингу технического состояния и/или техническому обслуживанию газопровода.

Для средств ЭХЗ кроме характеристик, определенных в 5.6.32 и 5.6.33, рекомендуется установить последнюю дату и результаты работ по техническому обслуживанию, проверке эффективности и/или ремонта средств ЭХЗ.

При невозможности установления указанных дат необходимо провести соответствующие работы в порядке, установленном 7.2 и 7.3.

5.6.35 Применяемые при установлении характеристик объектов сетей газораспределения технологии и методы не должны противоречить настоящему стандарту и должны обеспечивать соблюдение требований промышленной безопасности, правил охраны труда, а также документации предприятий—изготовителей технических и технологических устройств.

5.6.36 К работам по установлению характеристик объектов сетей газораспределения должен допускаться квалифицированный персонал ГРО или эксплуатационной организации, прошедший обучение и проверку знаний в соответствии с 5.2 и аттестованный в области неразрушающего контроля. Допускается привлечение специализированных организаций, имеющих соответствующее оборудование и аттестованный персонал.

На участках подводных переходов через судоходные водные преграды, как правило, работы выполняют одновременно с проведением технического обследования газопроводов с привлечением специализированных организаций, имеющих соответствующее оборудование и снаряжение.

5.6.37 Установление характеристик, определенных в 5.6.29—5.6.34, осуществляют в соответствии с 5.6.35 и 5.6.36 путем выполнения:

- сбора, систематизации и анализа имеющейся в наличии (сохранившейся) документации по объекту на бумажных и электронных носителях;
- визуального осмотра местности в зоне расположения объекта;
- обследований, замеров и измерений без вскрытия грунта с помощью приборов неразрушающего контроля;
- обследований, замеров и измерений в шурфах.

5.6.38 Сбор, систематизация и анализ имеющейся в наличии (сохранившейся) документации проводит персонал производственного подразделения организации, осуществляющей эксплуатацию соответствующего объекта. По результатам работ устанавливается объем утраченной и/или отсутствующей информации, определяется перечень работ и разрабатывается план по восстановлению документации для соответствующего объекта в соответствии с 5.6.11.

5.6.39 Состав и порядок выполнения работ в плане по восстановлению документации можно корректировать (уточнять, дополнять) по результатам визуального осмотра местности в зоне расположения объекта.

5.6.40 Допускается восстановление отсутствующей (утраченной) документации выполнять по сведениям о характеристиках соответствующего объекта, установленным по результатам анализа имеющейся в наличии (сохранившейся) документации, если эти сведения достоверны.

Достоверными следует считать сведения, отражающие действительное (фактическое) местоположение, назначение и другие характеристики (основные конструктивные особенности) объекта, приведенные в 5.6.29—5.6.33.

5.6.41 Дату завершения строительства (ввода в эксплуатацию) газопровода допускается принимать по известной дате завершения строительства (ввода в эксплуатацию) газопровода, к которому он присоединен, если иным способом фактическую дату достоверно установить невозможно.

5.6.42 При визуальном осмотре по внешним признакам (опознавательным и сигнальным знакам, постоянных реперам и табличкам-указателям) устанавливают местоположение и назначение надземных и подземных газопроводов, технических и технологических устройств, а также смежных коммуникаций. Определяют участки для последующего обнаружения (уточнения) трасс подземных газопроводов и кабельных линий средств ЭХЗ с использованием специального оборудования и приборов для поиска подземных коммуникаций, а также сооружения, подлежащие проверке на загазованность при проведении технического осмотра подземных газопроводов в соответствии с 6.2.4—6.2.6.

5.6.43 По результатам визуального осмотра проводят очистку от загрязнений обнаруженных технических устройств, устанавливают их характеристики по знакам маркировки, определяют контрольные (опорные) пункты измерения потенциалов по трассе стальных подземных газопроводов. Определяют геометрические параметры обнаруженных объектов, расстояния, координаты по ГЛОНАСС или GPS;

также могут выполнять эскизы, содержащие упрощенное изображение оси трассы и основные параметры газопровода, технических и технологических устройств, необходимые для последующего составления чертежей (планов и схем).

5.6.44 Эскизы выполняют по правилам прямоугольного проецирования, от руки, с соблюдением пропорций между частями изображаемого предмета на глаз.

Геометрические параметры объектов и расстояния определяют (уточняют) при помощи измерительных приборов и инструментов (теодолитов, дальномеров, мерных лент, рулеток, линеек и т. п.) по ГОСТ 26433.0 и ГОСТ 26433.2.

5.6.45 Ось трассы подземного газопровода, местоположение углов поворота и других скрытых точек подземного газопровода, технических устройств и кабельных линий средств ЭХЗ, а также глубину их заложения определяют (уточняют) с помощью специального оборудования и приборов для поиска подземных коммуникаций (металлоискателей, трассоискателей, трубокабелеискателей, георадаров и др.). При невозможности использования указанного оборудования и приборов характеристики подземных газопроводов, сооружений и технических устройств определяют (уточняют) при обследованиях в шурфах.

5.6.46 Обследования в шурфах выполняют по 7.3.2. По результатам обследований составляют акт шурфового обследования подземного газопровода установленной формы. При составлении акта шурфового обследования подземного газопровода в качестве основания для проведения обследования указывают «Восстановление отсутствующей документации».

5.6.47 При восстановлении эксплуатационной или исполнительной документации на ПРГ устанавливают следующие характеристики, отражающие действительное местоположение, техническое состояние и основные конструктивные особенности ПРГ:

- тип (обозначение) ПРГ;
- местоположение с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- расположение ближайшей запорной арматуры до и после ПРГ (по ходу газа) с привязкой к ближайшему пикету трассы газопровода;
- диаметр газопровода на входе и выходе;
- количество линий редуцирования;
- наименование (тип) технических устройств и их местоположение по технологической схеме оборудования ПРГ;
- номинальные диаметры (условные проходы) технических устройств;
- способ присоединения технических устройств;
- тип редукционной арматуры, рабочее давление на входе и выходе;
- тип предохранительной арматуры, параметры настройки;
- тип защитной арматуры, параметры настройки;
- тип и номинальный диаметр присоединительных патрубков фильтра;
- устройство молниезащиты (внешняя и/или внутренняя система, материал, сечение молниеприемника, токоотвода, заземлителя);
- наличие и устройство систем отопления и вентиляции;
- наличие и устройство систем электроснабжения и пожарной сигнализации, автоматических установок пожаротушения, систем оповещения о пожаре и управления эвакуацией (при наличии);
- площадь отдельно стоящего здания или помещения встроенного ПРГ, площадь вспомогательных помещений;
- геометрические параметры строительных конструкций здания или помещения (стен, фундаментов, перегородок и т. д.), блоков контейнерного типа или шкафа.

5.6.48 Кроме характеристик, определенных в 5.6.47, рекомендуется установить дату завершения строительства (ввода в эксплуатацию), последнюю дату выполнения и результаты работ по мониторингу технического состояния и/или техническому обслуживанию ПРГ.

При невозможности установления указанных дат необходимо провести соответствующие работы в порядке, установленном настоящим стандартом.

5.6.49 Установление определенных в 5.6.47 и 5.6.48 характеристик осуществляют в соответствии с 5.6.35 и 5.6.36 путем выполнения:

- сбора, систематизации и анализа имеющейся в наличии (сохранившейся) документации по ПРГ на бумажных и электронных носителях;
- визуального осмотра ПРГ, в том числе прилегающей территории;
- работ по техническому осмотру и/или оценке технического состояния ПРГ;
- измерений геометрических параметров строительных конструкций ПРГ.

5.6.50 Сбор, систематизацию и анализ имеющейся в наличии (сохранившейся) документации проводят в соответствии с 5.6.38. План по восстановлению документации разрабатывают в соответствии с 5.6.11.

Копии документации на изделия заводской готовности могут быть получены от предприятия-изготовителя. Допускается принять за основу имеющуюся в наличии документацию на изделия аналогичного типа.

5.6.51 Не допускается для ПРГ восстановление отсутствующей (утраченной) документации по характеристикам, установленным в результате анализа имеющейся в наличии (полученной от предприятия-изготовителя) документации, без подтверждения их соответствия действительности. Соответствие характеристик должно быть подтверждено результатами технического осмотра.

5.6.52 При визуальном осмотре ПРГ, в том числе прилегающей территории, устанавливают (уточняют) местоположение и координаты ПРГ по ГЛОНАСС и GPS, места расположения на газопроводе ближайшей запорной арматуры.

5.6.53 В процессе выполнения работ по техническому осмотру и/или оценке технического состояния ПРГ устанавливают (уточняют) тип ПРГ, по знакам маркировки технических устройств определяют их характеристики, параметры настройки редукционной, предохранительной и защитной арматуры. Определяют (уточняют) геометрические параметры и местоположение газопроводов обвязки и технических устройств, характеристики элементов строительных конструкций зданий и систем инженерно-технического обеспечения, а также другие работы, определенные в плане по восстановлению документации.

При необходимости выполняются эскизы, содержащие упрощенное изображение и основные параметры технических устройств, элементов строительных конструкций здания, систем инженерно-технического обеспечения. Эскизы и измерения геометрических параметров выполняют согласно 5.6.41.

5.6.54 По окончании работ, выполняемых в целях установления характеристик соответствующего объекта сетей газораспределения, отсутствующую (утраченную) документацию восстанавливают в объеме, определенном планом по восстановлению документации:

- эксплуатационную документацию, подлежащую восстановлению, составляют (имеющуюся в наличии дополняют установленными характеристиками) в соответствии с 5.6.13—5.6.15;
- чертежи (планы и схемы) составляют в соответствии с 5.6.16—5.6.22.

5.7 Организация оперативно-диспетчерского управления сетями газораспределения

5.7.1 Оперативно-диспетчерское управление сетями газораспределения должно обеспечивать:

- контроль и управление режимами работы сетей газораспределения;
- АДО сетей газораспределения.

5.7.2 Оперативно-диспетчерское управление сетями газораспределения осуществляют ЦДС, АДС ГРО (филиалов), выполняющих следующие основные функции:

- контроль и оперативное управление режимами работы сетей газораспределения, в том числе изменение параметров и режимов работы объектов, изменение положения запорной и запорно-регулирующей арматуры, отключение и ввод в работу участков сетей газораспределения;
- круглосуточный прием, регистрация, обработка и передача оперативной информации об авариях и инцидентах, произошедших в процессе эксплуатации сетей газораспределения, в том числе и на соответствующих объектах газопотребления;
- координация работы аварийных бригад и производственных подразделений ГРО или эксплуатационной организации при локализации и ликвидации аварий;
- взаимодействие со службами различных ведомств при локализации и ликвидации аварий;
- контроль выполнения аварийно-восстановительных работ;
- учет и анализ аварий, разработка предложений, направленных на сокращение аварийности.

5.7.3 Аварийно-восстановительные работы в зависимости от объема их выполнения проводит персонал производственных подразделений ГРО, эксплуатационных организаций и/или персонал АДС. С целью обеспечения возможности своевременной локализации и ликвидации аварий АДС может иметь в своем составе территориально удаленные структурные подразделения (филиалы и участки АДС с круглосуточным дежурством аварийных бригад), находящиеся в ее оперативном подчинении. Зоны обслуживания и места размещения в них АДС и их структурных подразделений определяют с учетом времени прибытия аварийной бригады к месту аварии не позднее, чем через 1 ч после поступления оперативной информации (аварийной заявки) об аварии.

5.7.4 Локализация и ликвидация аварий на сетях газораспределения, не принадлежащих ГРО или эксплуатационной организации на праве собственности или другом законном основании, осуществляет АДС на основании договоров оказания услуг по АДО объектов. В договорах определяют:

- порядок взаимодействия сторон при поступлении оперативной информации о происшествии на сетях газораспределения;
- перечень должностных лиц сторон и других организаций, подлежащих незамедлительному информированию, с указанием номеров телефонов и других способов связи;
- порядок взаимодействия сторон при локализации и ликвидации аварий, в том числе порядок обеспечения доступа к сетям газораспределения;
- условия выполнения аварийно-восстановительных работ, связанных с возобновлением подачи газа;
- порядок компенсации затрат АДС на выполнение работ по локализации и ликвидации аварий, в том числе затрат на обеспечение круглосуточного АДО контрагента.

5.7.5 В АДС ГРО, граничащих с другими ГРО, должны храниться копии актов разграничения эксплуатационной ответственности сетей газораспределения и схемы с обозначением разграничения.

6 Эксплуатация газопроводов

6.1 Ввод в эксплуатацию законченных строительством распределительных газопроводов и газопроводов-вводов

6.1.1 Ввод в эксплуатацию законченных строительством распределительных газопроводов и газопроводов-вводов проводят при их подключении (технологическом присоединении) к действующему распределительному газопроводу или источнику газа.

6.1.2 Технологическое присоединение вновь построенных и принятых комиссией газопроводов к действующим выполняют ГРО в соответствии с нормативными документами[1)].

6.1.3 До врезки газопровода выполняют следующие подготовительные работы:

- подготовку комплекта необходимой проектной и исполнительной документации;
- проверку выполнения технических условий;
- разработку плана организации работ, схемы узла присоединения;
- подготовку монтажного узла присоединения;
- подготовку инструмента, механизмов, приспособлений, материалов, приборов, транспортных средств;
- разработку котлованов (при необходимости);
- очистку участка трубы от изоляции (при необходимости);
- внешний осмотр присоединяемого газопровода и места врезки;
- отключение средств ЭХЗ на действующем и присоединяемом газопроводе;
- установку продувочных газопроводов и манометров (при необходимости) на присоединяемом газопроводе;
- проверку установки заглушки (или при ее отсутствии установка заглушки) на запорной арматуре присоединяемого газопровода-ввода;
- контрольную опрессовку воздухом или инертным газом присоединяемого газопровода.

6.1.4 Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольной опрессовке давлением 0,02 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0001 МПа за 1 ч.

Для наружных газопроводов давлением до 0,005 МПа включительно с гидрозатворами допускается проведение контрольной опрессовки давлением 0,004 МПа. Падение не должно превышать 0,00005 МПа за 10 мин. Для проведения контрольной опрессовки применяют манометры в соответствии с нормативными документами[2)].

Результаты контрольной опрессовки записывают в наряды-допуски на выполнение газоопасных работ.

[1)] В Российской Федерации технологическое присоединение осуществляют в соответствии с «Правилами подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2013 г. № 1314) и Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ.

[2)] В Российской Федерации тип и класс точности манометров принимают в соответствии с СП 62.13330.2011.

При выполнении работ по врезке более чем через шесть мес со дня последнего испытания газопровода проводят его повторное испытание на герметичность в соответствии с нормативными документами[1)].

6.1.5 Работы по врезке газопроводов проводят, как правило, без прекращения подачи газа. Способ врезки определяется ГРО или эксплуатационной организацией.

Допускается осуществлять работы по врезке газопроводов при снижении давления газа в действующем газопроводе в пределах от 0,0004 до 0,002 МПа.

Для обеспечения безопасности при проведении работ по врезке газопроводов без прекращения подачи газа используют специальное оборудование.

6.1.6 Первичный пуск газа при вводе газопроводов в эксплуатацию проводят после их продувки газом. Давление газа при продувке газопровода с установленным проектной документацией рабочим давлением газа до 0,005 МПа принимают не более рабочего давления, газопровода с рабочим давлением газа свыше 0,005 МПа — не более 0,1 МПа.

Окончание продувки газопровода газом определяют путем проведения анализа состава или сжиганием отобранных проб газовоздушной смеси.

По окончании продувки газопроводов газом объемная доля кислорода в пробах газовоздушной смеси не должна превышать 1 %, а сгорание газовоздушной смеси при сжигании проб должно проходить спокойно, без хлопков.

6.1.7 По окончании продувки газом вводимого в эксплуатацию газопровода и установления в нем рабочего давления в соответствии с проектной документацией выполняют (при необходимости) следующие работы:

- восстановление режимов давления газа в действующем газопроводе и проверка параметров настройки технологических устройств ПРГ на участке присоединения вводимого в эксплуатацию газопровода;
- включение и регулирование режимов работы средств ЭХЗ на действующем и вводимом в эксплуатацию стальном подземном газопроводе.

В месте врезки газопровода проводят проверку герметичности сварного соединения приборным методом или пенообразующим раствором при рабочем давлении газа.

Сварное соединение проверяют методом неразрушающего контроля.

Место врезки стального подземного газопровода изолируют. Толщину и сплошность защитного покрытия проверяют приборным методом перед восстановлением засыпки газопровода. Качество защитного покрытия должно быть проверено приборным методом после восстановления засыпки газопровода.

6.1.8 Окончание работ по вводу газопроводов в эксплуатацию оформляют актом по форме, приведенной в приложении П, и подписывают представители ГРО и заказчика строительства объекта.

6.2 Мониторинг технического состояния газопроводов

6.2.1 В процессе эксплуатации сети газораспределения выполняют следующие регламентные работы по мониторингу технического состояния газопроводов:

- проверку состояния охранных зон газопроводов;
- технический осмотр (осмотр технического состояния) газопроводов;
- техническое обследование подземных газопроводов;
- оценку технического состояния газопроводов;
- техническое диагностирование газопроводов.

6.2.2 Проверку состояния охранных зон газопроводов выполняют путем визуального осмотра относящихся к ним земельных участков с целью выявления:

- утечек газа из газопроводов по внешним признакам: пожелтению растительности на трассе, появлению пузырей на поверхности воды, запаху одоранта, шипению газа, появлению бурых пятен на снегу и др.;
- нарушения установленных нормативными документами[2)] ограничений использования земельного участка в зоне прокладки газопровода;

[1)] В Российской Федерации испытание на герметичность проводят в соответствии с СП 62.13330.2011.

[2)] В Российской Федерации работы в охранных зонах проводят в соответствии с «Правилами охраны газораспределительных сетей» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878).

- нарушения условий выполнения сторонними организациями или физическими лицами земляных и строительных работ, установленных выданными ГРО или эксплуатационной организацией разрешениями на производство работ, или несанкционированного выполнения этих работ;

- нарушения состояния грунта на трассе подземного газопровода вследствие его просадки, обрушения, эрозии, пучения, размыва паводковыми или дождевыми водами.

При выявлении несанкционированного производства сторонними организациями или физическими лицами земляных и строительных работ в охранной зоне подземного или наземного газопровода принимают оперативные меры:

- по прекращению работ до получения разрешения на их проведение от ГРО или эксплуатационной организации сети газораспределения;

- привлечению к ответственности лиц, виновных в нарушении ограничений, в соответствии с нормативными документами;

- проверке герметичности и состояния защитного покрытия газопровода в месте производства работ.

Лицо, выдавшее задание на проверку состояния охранных зон газопроводов, должно довести до работника информацию о выданных разрешениях (действующих) на производство работ в охранной зоне газопровода, характере работ, условиях их безопасного выполнения и продолжительности.

6.2.3 Периодичность проведения проверок состояния охранных зон газопроводов устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно с учетом плотности застройки территории, условий эксплуатации и прокладки газопроводов, но не реже сроков проведения технического осмотра газопроводов.

Проверку охранных зон газопроводов проводят ежедневно:

- при выполнении на них работ (в том числе строительных или земляных);

- в период паводка в местах переходов через водные преграды и овраги.

6.2.4 При техническом осмотре подземных газопроводов выполняют работы, предусмотренные при проверке состояния охранных зон, а также следующие работы:

- выявление утечек газа приборным методом и по внешним признакам;

- проверку внешним осмотром состояния сооружений и технических устройств надземной установки (защитных футляров газовых вводов, средств ЭХЗ, трубопроводной арматуры, коверов, контрольных трубок и др.), отдельно стоящих опознавательных знаков и настенных знаков привязок газопровода, крышек газовых колодцев;

- очистку крышек газовых колодцев и коверов от снега, льда и загрязнений;

- выявление деформаций грунта вдоль трассы газопровода.

При техническом осмотре надземных газопроводов выполняют внешним осмотром следующие работы:

- выявление утечек газа;

- проверку состояния газопроводов (на предмет наличия их перемещений от оси газопровода, вибраций и деформаций, мест повреждения защитного покрытия), их опор и креплений;

- проверку состояния устройств выхода газопровода из земли, футляров и защитного покрытия газопровода в местах его входа и выхода из земли;

- проверку состояния трубопроводной арматуры, компенсаторов, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электрических проводов, габаритных знаков в местах проезда автотранспорта;

- проверку строительных конструкций надземных переходов;

- выявление нарушений состояния грунта в местах установки опор надземного газопровода вследствие его просадки, обрушения, эрозии, размыва паводковыми или дождевыми водами.

6.2.5 Утечки газа при техническом осмотре подземных газопроводов выявляют:

а) по внешним признакам: пожелтению растительности на трассе, появлению пузырей на поверхности воды, запаху одоранта, появлению бурых пятен на снегу и др.;

б) с помощью приборов путем проверки:

- герметичности разъемных соединений технических устройств (при их надземной установке);

- герметичности резьбовых соединений водоотводящих трубок конденсатосборников;

- наличия газа в контрольных трубках защитных футляров подземных газопроводов;

- загазованности газовых колодцев;

- загазованности подвальных и цокольных этажей зданий, не оборудованных средствами контроля загазованности помещений, шахт, коллекторов, подземных переходов, расположенных по обе

стороны от газопровода на расстоянии 15 м, а также ближайших колодцев коммуникаций, пересекающих трассу газопровода:

1) для бесканальных коммуникаций — в радиусе 50 м от места пересечения с газопроводом;

2) для канальных коммуникаций — до ближайшего колодца независимо от расстояния (при отсутствии контрольной трубки в канале коммуникации).

При выявлении внешних признаков утечек газа из подземных газопроводов или загазованности подвальных и цокольных этажей зданий, колодцев и других сооружений делают аварийную заявку в АДС. При выявлении в помещении, в том числе в подвальном и цокольном этаже здания, загазованности свыше 20 % НКПРП до приезда аварийной бригады принимают меры по эвакуации людей из загазованного помещения, организуют его проветривание и предупреждают людей о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.

При необходимости определения состава газа проводят лабораторный анализ пробы газа (или оперативный — с использованием переносных хроматографов), отобранной из загазованного помещения или сооружения.

6.2.6 Технический осмотр газопроводов проводят в сроки, обеспечивающие безопасность их эксплуатации, но не реже приведенных в таблице 1.

Таблица 1 — Сроки проведения технического осмотра газопроводов[1)]

Газопроводы	Сроки проведения технического осмотра		
	на застроенной территории поселений, с давлением газа, МПа		на незастроенной территории и вне поселений
	до 0,005 включ.	св. 0,005 до 1,2 включ.	
1 Стальные подземные со сроком службы свыше 15 лет	1 раз в 2 месяца	1 раз в месяц	1 раз в 6 месяцев
2 Стальные надземные со сроком службы свыше 15 лет	1 раз в 6 месяцев		1 раз в год
3 Полиэтиленовые подземные со сроком службы свыше 15 лет	1 раз в 6 месяцев		1 раз в год
4 Стальные подземные, эксплуатируемые в зоне действия источников блуждающих токов и/или в грунтах высокой коррозионной агрессивности, необеспеченные минимальным защитным потенциалом, а также с неустраненными дефектами защитных покрытий	1 раз в неделю	2 раза в неделю	2 раза в месяц
5 Стальные подземные при наличии анодных и знакопеременных зон	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
6 Стальные и полиэтиленовые подземные, подлежащие капитальному ремонту и реконструкции	1 раз в неделю	2 раза в неделю	2 раза в месяц
7 Стальные надземные, подлежащие капитальному ремонту и реконструкции	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в месяц

[1)] На территории Российской Федерации требования таблицы 1 распространяются на технический осмотр газопроводов в слабопучинистых, слабонабухающих грунтах, грунтах I типа просадочности, слежавшихся насыпных, многолетнемерзлых грунтах по I принципу использования в качестве основания газопроводов, подрабатываемых территориях IV группы, закарстованных территориях VI категории устойчивости, районах с сейсмичностью до 6 баллов.

Окончание таблицы 1

Примечания

1 Сроки проведения технического осмотра газопроводов, указанных в графах 1 и 2, распространяются в том числе и на газопроводы, относящиеся к ОПО, срок службы которых продлен на основании результатов экспертизы промышленной безопасности.

2 Сроки проведения технического осмотра газопроводов, указанных в графе 3, распространяются на газопроводы, восстановленные с применением полиэтиленовых технологий или синтетических тканевых рукавов.

3 Сроки проведения технического осмотра газопроводов, указанных в графах 1—3, при сроке службы газопроводов менее 15 лет устанавливают ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно с учетом их технического состояния, но не реже 1 раза в 6 мес — для стальных подземных газопроводов и 1 раза в год — для полиэтиленовых и надземных стальных газопроводов.

4 Технический осмотр стальных подземных газопроводов может быть заменен техническим обследованием (в части контроля герметичности) с использованием приборов с чувствительностью не менее 0,001 % по объему газа, обеспечивающих возможность выявления мест утечек газа без вскрытия грунта и дорожных покрытий. Техническое обследование должно проводиться:

- ежегодно на газопроводах, находящихся в эксплуатации менее 15 лет;
- 2 раза в год на газопроводах, находящихся в эксплуатации более 15 лет.

При применении метода технического обследования с использованием приборов с чувствительностью не менее 0,001 % по объему газа в период максимального промерзания и последующего оттаивания грунта должен быть обеспечен дополнительный контроль герметичности. Проверке подлежат участки газопроводов в местах неравномерного промерзания грунта (переходы через железные и автомобильные дороги, места резкого изменения снежного покрова и глубины заложения газопровода). Периодичность и сроки таких проверок устанавливают ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно с учетом гидрогеологических и климатических условий региона.

5 Технический осмотр стальных участков газопроводов устройств выхода из земли полиэтиленовых газопроводов проводят в сроки, предусмотренные для стального газопровода.

6 Сроки проведения технических осмотров газопроводов, проложенных в особых условиях, приведены в подразделе 6.9.

6.2.7 При техническом обследовании подземных газопроводов выполняют следующие работы:

- проверку глубины залегания газопроводов на соответствие проектной (исполнительной) документации в характерных точках (места с изменением условий прокладки газопровода и/или напряженно-деформированного состояния);
- выявление мест повреждений защитных покрытий стальных подземных газопроводов;
- выявление утечек газа из газопроводов;
- контроль состояния переходов стальных газопроводов под автомобильными дорогами (в том числе магистральными улицами и дорогами) и железными дорогами, трамвайными путями, в местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения, теплотрассами бесканальной прокладки, с целью определения наличия (отсутствия) контакта «труба-футляр», проводят электрометрическим методом[1)];
- проверку целостности провода-спутника, действия электронных маркеров и т. п. (для полиэтиленовых газопроводов).

Для обнаружения утечек газа без вскрытия грунта и дорожных покрытий применяют приборы с чувствительностью не менее 0,001 % по объему газа.

На участках трасс подземных газопроводов, где использование приборов для выявления мест повреждений защитного покрытия без вскрытия грунта технически затруднено, проводят обследование газопроводов в шурфах (не менее одного на каждые 500 м распределительного газопровода и 200 м газопровода-ввода) длиной не менее 1,5 м.

6.2.8 Первое плановое техническое обследование полиэтиленовых и стальных подземных и подводных газопроводов проводят через 15 лет после ввода их в эксплуатацию.

Последующие плановые технические обследования полиэтиленовых газопроводов проводят не реже 1 раза в 10 лет, стальных подземных газопроводов — не реже 1 раза в 5 лет.

[1)] На территории Российской Федерации электрометрическим методом проводят контроль состояния переходов стальных газопроводов под автомобильными дорогами категорий I—IV.

Техническое обследование участков стальных подземных газопроводов, не обеспеченных минимальным защитным потенциалом, при их эксплуатации в зонах опасного действия источников блуждающих токов или в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, включая биокоррозионную агрессивность, проводят не реже 1 раза в год.

Внеплановое техническое обследование отдельных участков стальных подземных газопроводов проводят:

- при обнаружении сквозных коррозионных повреждений;
- суммарных перерывах в работе установок ЭХЗ (если защита газопровода не была обеспечена другими средствами ЭХЗ) в течение календарного года более 1 мес — в зонах опасного действия блуждающих токов, более 3 мес — в остальных случаях.

6.2.9 Плановое техническое обследование стальных газопроводов на участках подводных переходов через судоходные водные преграды проводят не реже 1 раза в 3 года, через несудоходные водные преграды — не реже 1 раза в 5 лет с момента проведения первого планового обследования.

Периодичность проведения технического обследования газопроводов, проложенных методом горизонтально-направленного бурения, устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно.

Техническое обследование газопроводов на участках подводных переходов через судоходные водные преграды выполняет специализированная организация. При проведении технического обследования выполняют следующие работы:

- установление глубины, рельефа дна водоема в месте прокладки газопровода;
- обнаружение оголенных и всплывших участков газопровода;
- определение соответствия фактического положения газопровода проектной документации;
- определение состояния балластировки газопровода;
- установление наличия посторонних предметов на дне водной преграды в месте прокладки газопровода.

Техническое обследование газопроводов на участках подводных переходов проводят и оформляют в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

6.2.10 Результаты технического обследования подземных газопроводов оформляют актами по форме, приведенной в приложении Р.

После устранения повреждения защитного покрытия стального подземного газопровода проводят повторный контроль защитного покрытия отремонтированного участка газопровода приборным методом (не ранее чем через 14 дней после засыпки газопровода грунтом). Сведения о результатах повторной проверки защитного покрытия газопровода заносят в первоначально выданный акт технического обследования.

6.2.11 Оценку технического состояния газопроводов проводят в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

Периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно, но не реже 1 раза в 5 лет — для стальных подземных газопроводов, не реже 1 раза в 10 лет — для полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов. Первую плановую оценку технического состояния стальных подземных газопроводов проводят через 30 лет, полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов — через 40 лет после ввода их в эксплуатацию.

Результаты проведения оценки технического состояния газопроводов оформляют документацией по формам, установленным методикой проведения работ, и используют для определения приоритетов при назначении газопроводов на капитальный ремонт (реконструкцию), или могут использовать для определения технической (экономической) целесообразности проведения технического диагностирования газопроводов.

6.2.12 Техническое диагностирование стальных подземных газопроводов проводят в соответствии с нормативными документами[1)].

Техническое диагностирование надземных газопроводов проводят в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

[1)] В Российской Федерации техническое диагностирование стальных подземных газопроводов проводят в соответствии с Руководством по безопасности «Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов» (утверждена приказом Ростехнадзора от 6 февраля 2017 г. № 47).

6.2.13 Результаты проверки состояния охранных зон оформляют записями в эксплуатационных журналах газопроводов по форме, приведенной в приложении С. Результаты технического осмотра газопроводов оформляют записями в эксплуатационных журналах газопроводов по форме, приведенной в приложении И.

6.2.14 Результаты технического обследования, оценки технического состояния и технического диагностирования газопроводов оформляют записями в эксплуатационном паспорте газопровода по форме, приведенной в приложении Г.

6.2.15 При выявлении в процессе мониторинга технического состояния газопроводов утечек газа, дефектов, неисправностей и других нарушений условий безопасной эксплуатации газопроводов принимают меры по их устранению.

Утечки газа на газопроводе устраняют в аварийном порядке.

6.3 Техническое обслуживание газопроводов

6.3.1 При техническом обслуживании газопроводов не реже 1 раза в год проводят совместно техническое обслуживание трубопроводной арматуры, компенсаторов, проверку состояния газовых колодцев, а также следующие работы, направленные на устранение нарушений, выявленных при проведении технического осмотра и проверки состояния охранных зон газопроводов:

- устранение перекосов и оседаний коверов, газовых колодцев;
- наращивание или обрезка контрольных трубок, сифонных трубок конденсатосборников и гидрозатворов на подземных газопроводах;
- замену крышек газовых колодцев;
- восстановление локальных (единичных) мест повреждения лакокрасочного покрытия надземных стальных газопроводов;
- восстановление и замена опознавательных знаков и настенных указателей привязок подземных газопроводов, а также знаков ограничения высоты надземных газопроводов в местах проезда автотранспорта;
- восстановление засыпки грунтом подземных газопроводов, а также фундаментов опор надземных газопроводов;
- очистку охранных зон газопроводов от посторонних предметов и древесно-кустарниковой растительности;
- проверку и откачку конденсата из конденсатосборников;
- проверку интенсивности запаха газа (одоризации);
- контроль давления газа в конечных точках сети газораспределения.

6.3.2 Техническое обслуживание трубопроводной арматуры газопроводов проводят в срок в соответствии с 6.3.1 (если другие сроки не установлены документацией предприятий-изготовителей). В состав выполняемых работ входят следующие работы:

- внешний осмотр;
- очистка от загрязнений и ржавчины;
- смазка подвижных элементов (при необходимости);
- проверка герметичности разъемных соединений приборным методом или пенообразующим раствором и устранение утечек газа (при их выявлении);
- проверка работоспособности затвора частичным перемещением запирающего элемента;
- проверка состояния и замена (при необходимости) поврежденных крепежных элементов фланцевых соединений;
- проверка работоспособности привода и устранение неисправностей (при необходимости) в соответствии с документацией предприятия-изготовителя;
- проверка состояния окраски и (при необходимости) ее восстановление;
- иные работы в соответствии с документацией предприятия-изготовителя.

Устранение утечек газа из разъемных соединений трубопроводной арматуры надземных и подземных газопроводов допускается проводить следующими способами:

- подтягиванием болтов и гаек фланцевых и резьбовых соединений при давлении газа в газопроводе не более 0,3 МПа;
- подтягиванием или заменой сальниковой набивки при рабочем давлении газа в газопроводе не более 0,1 МПа;

- заменой прокладок фланцевых соединений, а также поврежденных крепежных элементов при давлении газа в газопроводе от 0,0004 до 0,002 МПа включительно;

- другими способами, обеспечивающими безопасное проведение работ без снижения давления газа в газопроводе.

При выявлении неисправностей трубопроводной арматуры (или ее частей), требующих устранения в условиях ремонтно-механических мастерских, проводят ее (их) замену.

Техническое обслуживание компенсаторов включает следующие работы:

- внешний осмотр компенсатора с целью выявления деформаций, перекосов;
- очистку от пыли и грязи;
- проверку обмыливанием или приборным методом мест возможных утечек газа.

6.3.3 При проверке состояния газовых колодцев выполняют следующие работы:

- очистку колодцев от грязи, воды и посторонних предметов;
- внешний осмотр состояния стенок колодцев и отмосток;
- внешний осмотр состояния горловин и перекрытий;
- проверку целостности, восстановление и замену скоб и лестниц.

При выявлении необходимости полного или частичного восстановления строительных конструкций газового колодца или его наращивания, замены перекрытий, горловин, полного или частичного восстановления гидроизоляции организуют проведение ремонта.

Работы по проверке состояния газовых колодцев могут совмещаться с проведением регламентных работ по техническому обслуживанию установленной в них трубопроводной арматуры и компенсаторов.

6.3.4 Результаты работ, выполненных при техническом обслуживании, оформляют записями в эксплуатационном журнале газопровода по форме, приведенной в приложении И.

Выполнение работ и оформление результатов контроля интенсивности запаха газа и контроля давления газа в сетях газораспределения проводят в соответствии с 6.6 и 6.7.

6.4 Текущий и капитальный ремонты газопроводов

6.4.1 Текущий и капитальный ремонты газопроводов проводят по результатам мониторинга их технического состояния и проведения технического обслуживания.

6.4.2 Работы, выполняемые при текущем ремонте газопроводов:

- ремонт повреждений труб, в том числе связанный с устранением утечек газа;
- устранение отдельных повреждений защитного покрытия подземного и лакокрасочного покрытия надземного стального газопровода;
- восстановление кирпичной кладки, отдельных повреждений штукатурки стенок, отмосток и гидроизоляции газовых колодцев;
- устранение смещений за пределы опор и деформаций (провиса, прогиба) надземных газопроводов;
- восстановление и замена устройств защиты надземных газопроводов от падения электрических проводов;
- восстановление опор (креплений);
- восстановление и замена уплотнительного материала футляров переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами, в местах их входа и выхода из земли и в газовых колодцах;
- восстановление опознавательных знаков, целостности надписей на опознавательных знаках, изолированного алюминиевого или медного провода, работоспособности электронных маркеров и т. п. (для полиэтиленовых газопроводов);
- замена футляров и защитного покрытия стального газопровода в местах его входа и выхода из земли;
- устранение закупорок газопроводов;
- замена коверов, контрольных трубок, сифонных трубок конденсатосборников подземных газопроводов, восстановление и замена ограждений мест надземной установки трубопроводной арматуры;
- замена прокладок фланцевых соединений технических устройств;
- замена конденсатосборников, гидрозатворов и контрольно-измерительных пунктов.

6.4.3 Сроки выполнения работ по текущему ремонту газопроводов устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно, исходя из характера неисправностей и условий обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов.

Утечки газа из газопровода устраняют в аварийном порядке.

Ремонт мест повреждений защитного покрытия стальных подземных газопроводов проводят в следующие сроки с даты их обнаружения:

- в зонах опасного влияния блуждающих токов — в течение 1 мес;
- при обеспечении средствами ЭХЗ нормируемой величины защитного потенциала (вне зависимости от коррозионной агрессивности грунта) — в течение 1 года;
- в других случаях — не позднее чем через 3 мес.

6.4.4 Ремонт сквозных коррозионных и механических повреждений труб стальных газопроводов, разрывов и трещин сварных соединений, каверн глубиной свыше 30 % толщины стенки трубы проводят врезкой катушек длиной не менее 0,2 м или установкой усилительных муфт. Установку усилительных муфт проводят при давлении газа в газопроводе не выше 0,1 МПа. Ремонт сквозных коррозионных и механических повреждений, восстановление толщины стенки труб стальных газопроводов можно проводить при помощи композитной ремонтной системы в соответствии с рекомендациями предприятия-изготовителя.

Применение лепестковых муфт при ремонте газопроводов с давлением газа свыше 0,6 МПа не допускается.

При выявлении в ходе выполнения ремонтных работ смещения стального газопровода относительно проектного положения по вертикали и/или горизонтали проверяют физическим методом контроля два ближайших сварных стыка в обе стороны от места устранения дефекта. При обнаружении в них повреждений в результате смещения газопровода физическим методом контроля проверяют последующие стыки с устранением выявленных дефектов.

6.4.5 Утечки газа из труб и сварных соединений полиэтиленовых газопроводов (в том числе протянутых в стальных газопроводах) устраняют врезкой катушек длиной не менее 500 мм с применением деталей с ЗН.

Ремонт несквозных механических повреждений труб полиэтиленовых газопроводов можно проводить приваркой усилительных муфт или седловых накладок с ЗН.

6.4.6 Закупорки газопровода устраняют при давлении газа в газопроводе не более 0,005 МПа с использованием:

- заливки в газопровод органических спиртов-растворителей;
- шуровки газопровода.

При устранении закупорок полиэтиленовых газопроводов применяют растворители, к которым полиэтилен химически стоек (этанол, бутанол).

Устранение закупорок газопровода можно проводить путем отогрева мест закупорки горячим паром, гибкими нагревательными элементами или (через слой песка) инфракрасными горелками. Применение открытого огня для отогрева газопровода запрещается.

6.4.7 Работы, выполняемые при капитальном ремонте газопроводов:

- замена участков стальных и полиэтиленовых газопроводов;
- наращивание по высоте газовых колодцев;
- замена перекрытий и горловин газовых колодцев, полное восстановление их гидроизоляции;
- замена (восстановление) защитных покрытий газопроводов;
- замена арматуры и компенсаторов;
- замена опор надземных газопроводов с изменением их конструкции;
- замена соединений «полиэтилен-сталь» и других соединительных деталей полиэтиленовых и стальных газопроводов;
- устранение нарушений условий прокладки газопроводов на участках подводных переходов (восстановление балластирующих устройств и футеровки труб, засыпка размытых участков и др.) и в водонасыщенных грунтах;
- устранение нарушений условий прокладки газопроводов на участках переходов под автомобильными и железными дорогами (устранение контактов «труба-футляр»).

Работы по устранению нарушений условий прокладки и замене газопроводов на участках подводных переходов, в том числе через судоходные реки проводят специализированные организации, имеющие соответствующее оборудование и снаряжение.

При замене стальных футляров на подземных газопроводах рекомендуется применение футляров из полиэтиленовых труб.

6.4.8 Документацию на капитальный ремонт сетей газораспределения, относящихся к ОПО, разрабатывают в соответствии с нормативными документами[1)].

6.4.9 При выполнении работ по ремонту газопроводов соблюдают следующие положения, обеспечивающие качество и безопасное выполнение работ:

- выбор технологий ремонта газопроводов проводят исходя из возможности выполнения работ без снижения давления газа в газопроводе или его отключения. При необходимости снижение и регулирование давления газа в газопроводе проводят перекрытием запорной арматуры на газопроводе, сбросом газа через продувочные газопроводы ближайшего ПРГ или через продувочные газопроводы, установленные на действующем газопроводе в месте производства работ. Давление газа в газопроводе контролируют в течение всего времени производства работ по манометру, установленному не более 100 м от места их выполнения;
- перед установкой трубопроводной арматуры и других технических устройств в мастерских выполняют работы по их расконсервации и предустановочному контролю в соответствии с документацией предприятия-изготовителя;
- технические устройства, устанавливаемые на место демонтированных неисправных или изношенных технических устройств, должны иметь идентичные (или выше) эксплуатационные характеристики;
- газовую резку и сварочные работы в газовых колодцах, а также замену трубопроводной арматуры и компенсаторов выполняют при отключенных средствах ЭХЗ после отключения и продувки газопровода воздухом или инертным газом, установки заглушек, демонтажа перекрытий, проверки загазованности колодцев приборным методом. При объемной доле газа в воздухе более 20 % от НКПРП (по показанию прибора) и/или содержании кислорода менее 20 %, выполнение работ не допускается;
- при замене стальных и полиэтиленовых газопроводов, соединительных деталей полиэтиленовых газопроводов применяют технологии сварки и монтажа как для вновь строящихся газопроводов;
- качество соединений стальных и полиэтиленовых газопроводов, выполненных в процессе проведения ремонтных работ (кроме соединений полиэтиленовых газопроводов, выполненных с помощью деталей с ЗН), проверяют физическими методами контроля, обеспечивающими выявление возможных дефектов с учетом физических свойств материала труб газопроводов;
- герметичность резьбовых и фланцевых соединений технических устройств после сборки проверяют приборным методом или пенообразующим раствором;
- состояние защитного покрытия стального подземного газопровода и значения параметров, характеризующих его защитные свойства, наличие коррозии металла трубы проверяют во всех шурфах, отрываемых для ремонта газопровода;
- при ремонте и восстановлении защитного покрытия газопровода используют материалы, соответствующие нормативным требованиям, предъявляемым к основному (заводскому) покрытию газопровода. Контроль качества всех работ по ремонту и восстановлению защитного покрытия стального подземного газопровода проводят в объеме, предусмотренном нормативными документами[2)];
- инвентарные заглушки, применяемые при отключении газопроводов, должны соответствовать максимальному давлению газа в газопроводе, иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев, клеймо с указанием давления газа и диаметра газопровода;
- до начала ремонтных работ на подземных стальных газопроводах, связанных с их разъединением, отключают средства ЭХЗ и устанавливают токопроводящие перемычки в целях предотвращения искрообразования;
- перед вводом в эксплуатацию газопроводов проводят их контрольную опрессовку и продувку.

6.4.10 Сведения о текущем ремонте оформляют записями в эксплуатационных журналах газопроводов.

Сведения о капитальном ремонте оформляют записями в эксплуатационных паспортах газопроводов.

[1)] В Российской Федерации документацию на капитальный ремонт сетей газораспределения, относящихся к ОПО, разрабатывают в соответствии с Техническим регламентом «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870), Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ.

[2)] В Российской Федерации контроль качества всех работ по ремонту и восстановлению защитного покрытия стального подземного газопровода осуществляют в соответствии с СП 42-102-2004.

Документацию на капитальный ремонт газопроводов включают в состав исполнительной документации газопроводов в соответствии с нормативными документами[1)].

6.4.11 Схема сварных стыков, выполненных при ремонте газопровода путем врезки катушек, включается в состав исполнительной документации.

6.5 Удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов

6.5.1 Проверку наличия конденсата в конденсатосборниках и гидрозатворах на подземных газопроводах проводят с периодичностью, исключающей возможность образования закупорок газопроводов. Сроки проведения проверки наличия конденсата в конденсатосборниках и гидрозатворах ГРО или эксплуатационная организация устанавливает самостоятельно с учетом местных условий эксплуатации сетей газораспределения, но не реже 1 раза в год.

6.5.2 Удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов проводят по мере необходимости. Откачку конденсата проводят в специальную емкость или автоцистерну. Слив конденсата на поверхность земли, в системы водостока, канализацию и другие инженерные коммуникации не допускается.

6.5.3 Результаты работ по удалению конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов оформляют записями в эксплуатационных журналах газопроводов.

6.6 Контроль интенсивности запаха газа в конечных точках сети газораспределения

6.6.1 Контроль интенсивности запаха газа, подаваемого потребителям по сети газораспределения, осуществляют в ее конечных точках с периодичностью не реже 1 раза в 10 календарных дней. В случае определения интенсивности запаха газа потоковыми средствами измерений газа и передачи информации об уровне интенсивности запаха газа средствами АСУ ТП на пульт диспетчера ГРО или эксплуатационной организации периодичность контроля интенсивности запаха газа устанавливает ее технический руководитель самостоятельно, но не реже 2 раз в год (зимний и летний режим) путем соотношения уровня интенсивности запаха газа в контрольных точках и в месте установки прибора контроля.

Контроль интенсивности запаха газа проводят по схеме, ежегодно утверждаемой техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала). Пункты контроля интенсивности запаха газа определяет ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно, с учетом местных условий эксплуатации сетей газораспределения. При изменении местоположения пунктов контроля интенсивности запаха газа схемы пересматривают и переутверждают. Схема контроля интенсивности запаха газа должна соответствовать технологической схеме сети газораспределения.

Проверку интенсивности запаха газа проводят структурные подразделения, назначенные приказом технического руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

6.6.2 Проверку интенсивности запаха газа проводят по ГОСТ 22387.5[2)].

6.6.3 Интенсивность запаха газа сети газораспределения должна быть обеспечена не менее 3 баллов по ГОСТ 22387.5. В случае определения интенсивности запаха газа менее 3 баллов в конечных точках сети газораспределения, контроль интенсивности запаха газа осуществляют не реже 1 раза в 2 дня до восстановления интенсивности запаха газа в пределах от 3 до 4 баллов.

Результаты проверки интенсивности запаха газа оформляют актом по форме, приведенной в приложении Т. Информацию о выявлении недостаточной интенсивности запаха газа направляют в адрес газотранспортной организации и поставщика газа для принятия соответствующих мер по проверке одоризационного оборудования и восстановления уровня интенсивности запаха газа.

[1)] В Российской Федерации документацию на капитальный ремонт газопроводов включают в состав исполнительной документации соответствующих газопроводов в соответствии с РД-11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требований, предъявляемых к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения» (утверждены приказом Ростехнадзора от 26 декабря 2006 г. № 1128).

[2)] На территории Российской Федерации проверку интенсивности запаха газа допускается проводить также приборами контроля интенсивности запаха газа.

6.7 Контроль давления газа в сети газораспределения

6.7.1 Контроль давления газа в сети газораспределения осуществляют его измерением не реже 1 раза в год в часы максимального потребления газа.

Внеплановые измерения давления газа в сети газораспределения проводят для уточнения радиуса действия ПРГ и выявления возможности подключения к ней новых потребителей газа, а также для выявления мест закупорок гидратными и конденсатными пробками.

Контроль давления газа в сети газораспределения осуществляют структурные подразделения, назначенные приказом технического руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

6.7.2 Измерение давления газа одновременно проводят в ПРГ по манометру, установленному после регулятора давления газа, у наиболее удаленных от ПРГ потребителей газа и в других неблагоприятных по условиям подачи газа точках сети газораспределения по схеме, ежегодно утверждаемой техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала). При изменении местоположения пунктов контроля давления газа схемы пересматривают и переутверждают. Схема контроля давления газа в сети газораспределения должна соответствовать технологической схеме сети газораспределения.

Пункты замера давления газа определяет ГРО или эксплуатационная организация, исходя из опыта эксплуатации сети газораспределения, с учетом заявок о снижении давления газа, подаваемого в сети газопотребления.

6.7.3 Результаты измерений давления газа в газопроводах оформляют записями в специальном эксплуатационном журнале по форме, приведенной в приложении У. Полученные данные использует ГРО для оценки фактического режима давления газа в сетях газораспределения с целью принятия мер по его оптимизации.

6.8 Консервация и ликвидация газопроводов

6.8.1 Ликвидацию газопроводов осуществляют в соответствии с ГОСТ 34715.0.

6.8.2 При переводе участков газопроводов в режим консервации проводят следующие работы:

- отключение и освобождение от газа продувкой воздухом действующего газопровода на выводимом из эксплуатации участке газопровода;
- вырезку (при наличии такой возможности) или обрезку выводимого из эксплуатации участка газопровода;
- заполнение инертным газом участка газопровода;
- установку и заварку заглушек на переводимом в режим консервации газопроводе.

При переводе в режим консервации стальных подземных газопроводов при возможности их использования в дальнейшем сохраняют ЭХЗ этих газопроводов путем обустройства электроперемычек или другими техническими решениями от близлежащих установок ЭХЗ, остающихся в работе.

6.8.3 Результаты работ по консервации газопроводов оформляют записями в эксплуатационных паспортах газопроводов. Документацию на консервацию газопроводов включают в состав исполнительной документации.

6.9 Эксплуатация газопроводов, проложенных в особых условиях

6.9.1 При эксплуатации газопроводов, проложенных в особых условиях, ГРО или эксплуатационная организация выполняют дополнительные работы, предусмотренные нормативными документами, проектной документацией (с учетом специфики особых условий) и настоящим разделом.

6.9.2 Для учета особенностей газопроводов, проложенных в особых условиях, кроме работ, указанных в 6.2, проводят внеплановые технические осмотры, по результатам которых определяют необходимость проведения технического обследования или оценки технического состояния (при необходимости).

6.9.3 Внеплановый технический осмотр газопроводов, расположенных на подрабатываемой территории в период активной стадии сдвижения земной поверхности, проводят в следующие сроки:

- надземные газопроводы низкого давления — 1 раз в 7 дней;
- подземные газопроводы и надземные газопроводы среднего и высокого давления — ежедневно.

6.9.4 С целью получения информации о неблагоприятных воздействиях на газопровод осуществляют внеплановый технический осмотр трассы газопроводов, проложенных в особых условиях (кроме сейсмических районов и подрабатываемых территорий), который проводят после аварий на водонесущих коммуникациях и сооружениях, расположенных в районе прокладки газопровода, обильных

дождей, подъема грунтовых вод и уровня воды в реках, ручьях, оврагах, обводнения и заболачивания трассы газопровода. Необходимость проведения внеплановых осмотров устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно в зависимости от возможного негативного влияния.

6.9.5 В осенне-зимний период при резком похолодании проводят внеплановый технический осмотр трассы газопровода, проложенного на территории с пучинистыми грунтами, не реже 1 раза в 7 дней в застроенной части поселения и не реже 1 раза в 15 дней в незастроенной части.

6.9.6 Внеплановый технический осмотр трасс газопроводов, проложенных в сейсмических районах, проводят ежедневно в период колебаний от сейсмического воздействия.

6.9.7 Результаты внепланового технического осмотра оформляют записями в эксплуатационном журнале газопровода по форме, приведенной в приложении И.

6.9.8 При выявлении подвижек (осадок) или выпучивания грунта при подземной прокладке газопровода разрабатывают шурфы для определения состояния изоляции (поверхности газопровода) и выявления причин, приведших к деформациям газопровода.

Результаты обследования газопровода предоставляют проектной организации для принятия решений по дальнейшей его эксплуатации или разработке компенсирующих мероприятий.

6.9.9 В период активной стадии сдвижения земной поверхности на подрабатываемой территории техническое обследование проводят ежегодно.

6.9.10 Результаты технического обследования подземных газопроводов оформляют актами по форме, приведенной в приложении Р, и фиксируют записями в эксплуатационном паспорте газопровода по форме, приведенной в приложении Г.

6.9.11 После окончания сейсмического воздействия на газопровод, проложенный в сейсмических районах, проводят оценку его технического состояния.

Результаты оценки технического состояния газопровода оформляют документацией по форме, установленной методикой проведения работ, утвержденной в установленном порядке, и фиксируют записями в эксплуатационном паспорте газопровода по форме, приведенной в приложении Г.

6.9.12 В случае указания неработоспособного текущего состояния в выводах по результатам технического обследования или оценки технического состояния газопровода их результаты предоставляют проектной организации для принятия решений о возможности дальнейшей его эксплуатации или необходимости разработки документации на капитальный ремонт или реконструкцию.

6.9.13 При эксплуатации газопроводов на закарстованных территориях ГРО или эксплуатационная организация могут привлекаться для проведения карстологического мониторинга (карстомониторинга) по заявкам органов местного самоуправления.

6.9.14 Виды, объем, периодичность работ, проводимых в рамках карстомониторинга, должны быть согласованы органами местного самоуправления и техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации.

7 Эксплуатация средств электрохимической защиты стальных подземных газопроводов

7.1 Ввод в эксплуатацию

7.1.1 Средства ЭХЗ вводят в эксплуатацию в процессе строительства стального подземного газопровода в соответствии с ГОСТ 9.602—2016 (пункт 8.1.3).

Соблюдение указанных сроков обеспечивает заказчик строительства объекта.

7.1.2 Ввод средств ЭХЗ в эксплуатацию осуществляют после проведения пусконаладочных работ и испытания на стабильность в течение 72 ч. К проведению пусконаладочных работ заказчик строительства объекта привлекает организации, имеющие допуск к выполнению данных работ.

До окончания работ по строительству стального подземного газопровода, подлежащего защите, и ввода его в эксплуатацию заказчик строительства обеспечивает проведение технического обслуживания принятых в эксплуатацию установок ЭХЗ.

Для электроустановок, входящих в состав средств ЭХЗ, проводят приемо-сдаточные испытания в соответствии с нормативными документами[1)].

[1)] В Российской Федерации приемо-сдаточные испытания электроустановок проводят в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) (7-е издание, глава 1.8).

7.1.3 Ввод средств ЭХЗ в эксплуатацию осуществляют после подписания комиссией акта о приемке по форме, приведенной в приложении Ф.

7.1.4 Каждой, введенной в эксплуатацию установке ЭХЗ, присваивают порядковый номер и составляют эксплуатационный паспорт.

Эксплуатационные паспорта установок ЭХЗ составляют по формам, приведенным в приложениях Д и Е.

7.1.5 Ввод в эксплуатацию электроизолирующих соединений проводят на основании справок о приемке после окончания монтажа.

7.2 Техническое обслуживание и ремонт средств электрохимической защиты

7.2.1 Техническое обслуживание установок ЭХЗ, не оборудованных АСУ ТП, проводят не реже:

- 2 раза в месяц — для катодных;
- 4 раза в месяц — для дренажных;
- 1 раз в 6 мес — для протекторных.

Периодичность проведения и состав работ по техническому обслуживанию установок ЭХЗ, оснащенных АСУ ТП, а также порядок оформления данных работ может быть установлен ГРО или эксплуатационной организацией самостоятельно.

При техническом обслуживании катодных и дренажных установок ЭХЗ выполняют следующие работы:

- осмотр всех элементов установки с целью выявления внешних дефектов, проверку плотности контактов (в том числе контактов системы защитного заземления), исправности монтажа, отсутствия механических повреждений отдельных элементов, подгаров, следов перегревов, а также раскопок на трассе подземных кабельных линий и по месту расположения анодного заземления, обрывов воздушных кабельных линий;
- визуальный осмотр прибора учета электроэнергии;
- проверку исправности предохранителей защитных и коммутационных аппаратов;
- очистку корпуса дренажного и катодного преобразователя, блока совместной защиты снаружи и внутри;
- контроль режимов работы (измерение тока и напряжения на выходе преобразователя или между гальваническим анодом (протектором) и трубой);
- измерение защитных потенциалов (поляризационного или суммарного) газопровода в точке подключения к защищаемому сооружению;
- восстановление нарушенных информационных надписей (наименование и номер телефона ГРО или эксплуатационной организации, маркировочных бирок кабельных линий и знаков безопасности), проверку наличия и состояния знаков привязки на местности анодного заземления и точек подключения к защищаемым сооружениям;
- устранение выявленных неисправностей;
- проверку исправности КИП.

На протекторных установках защиты выполняют техническое обслуживание с проверкой эффективности их работы.

Результаты технического обслуживания установок ЭХЗ оформляют записями в эксплуатационных журналах по форме, приведенной в приложении К.

7.2.2 Техническое обслуживание электроизолирующих соединений и проверку их диэлектрических свойств проводят со следующей периодичностью:

- неразъемных по диэлектрику — в сроки, установленные требованиями документации предприятия-изготовителя;
- фланцевых — не реже 1 раза в год.

Результаты технического обслуживания электроизолирующих соединений оформляют документацией по формам, установленным стандартами ГРО или эксплуатационных организаций.

7.2.3 Проверку эффективности работы установок катодной и дренажной защиты проводят не реже, чем 2 раза в год, с интервалом между проверками не менее 4 мес.

При проверке эффективности работы катодных и дренажных установок выполняют следующие работы:

- все работы, предусмотренные при техническом обслуживании;
- измерения защитных потенциалов в опорных точках по трассе сооружения, подлежащего защите;

- контроль распределения тока между защищаемыми сооружениями в блоках совместной защиты.

При техническом обслуживании с проверкой эффективности работы протекторных установок выполняют следующие работы:

- контроль режима работы (измерение силы тока в цепи «протектор-защищаемое сооружение»; разность потенциалов между протектором и защищаемым сооружением);
- измерение защитных потенциалов в точке подключения к защищаемому сооружению и в опорных точках по трассе сооружения, подлежащего защите;
- измерение потенциала «протектор-земля»;
- осмотр контактных соединений.

Порядок проведения и объем необходимых измерений при проверке эффективности установок ЭХЗ определяют методикой, утвержденной в установленном порядке.

Результаты проверки эффективности работы установок ЭХЗ оформляют документацией по формам, установленным методикой проведения работ.

7.2.4 Корректировку режимов работы установок ЭХЗ проводят:

- при изменении рабочих параметров;
- при изменении коррозионных условий эксплуатации газопроводов, связанных с прокладкой новых подземных сооружений, изменением конфигурации газовой и рельсовой сетей в зоне действия ЭХЗ, строительством установок ЭХЗ на смежных коммуникациях.

7.2.5 Контроль работы установок ЭХЗ осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

Дефекты и неисправности, выявленные при техническом обслуживании установок ЭХЗ, устраняют при их текущем или капитальном ремонте. Классификацию ремонтных работ выполняют с учетом требований законодательства и стандартов организаций.

7.2.6 Ремонт установок ЭХЗ проводят по результатам проведения технического обслуживания и проверки эффективности их работы.

Сроки ремонта вышедшей из строя установки ЭХЗ определяет ГРО или эксплуатационная организация; они должны быть не менее сроков, указанных в нормативных документах, исходя из возможности обеспечения защитного потенциала на газопроводе соседними установками ЭХЗ (перекрытие зон защиты)[1)].

Перекрытие зоны защиты вышедшей из строя установки ЭХЗ оформляют документами по формам, установленным нормативными документами ГРО или эксплуатационной организации.

Работу по внеплановому ремонту вышедших из строя установок ЭХЗ классифицируют как аварийную. Внеплановый ремонт установок ЭХЗ проводят для устранения причин отказов, выявленных в процессе их эксплуатации, и оформляют соответствующим актом по форме, приведенной в приложении Х.

7.2.7 ГРО или эксплуатационная организация ведут учет числа и времени простоев установок ЭХЗ в процессе их эксплуатации.

Для обеспечения непрерывности работы установок ЭХЗ в ГРО или эксплуатационных организациях создают аварийный запас преобразователей катодной и дренажной защиты или модулей этих преобразователей (при использовании преобразователей модульной конструкции) в объеме, установленном нормативными документами ГРО или эксплуатационной организации.

7.2.8 Сведения о проведении текущего ремонта установок ЭХЗ оформляют записями в эксплуатационных журналах, о проведении капитального ремонта — в эксплуатационных паспортах установок ЭХЗ.

Объем выполненного ремонта оформляют актом (актами) в соответствии с приложением Ц.

7.2.9 На участках стальных подземных газопроводов, не требующих на стадии их проектирования электрохимической защиты в соответствии с ГОСТ 9.602—2016 (кроме пункта 8.1.5), выполняют работы по проверке коррозионных условий их эксплуатации:

- контроль опасности блуждающих токов с периодичностью не реже 1 раза в 2 года;
- контроль коррозионной агрессивности грунтов с периодичностью не реже 1 раза в 5 лет.

7.2.10 Контроль состояния переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами с целью определения наличия (отсутствия) контакта «труба-футляр» проводят электрометрическим

[1)] В Российской Федерации сроки ремонта вышедшей из строя установки ЭХЗ определяют не менее, указанных в РД 153-39.4-091-01 «Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии» (утверждена приказом Минэнерго Российской Федерации от 29 декабря 2001 г. № 375).

методом в местах, оборудованных для этих целей, в соответствии с проектной документацией, с периодичностью 2 раза в год (с интервалом не менее 4 мес).

Порядок проведения и объем необходимых измерений на переходах, которые не оборудованы для электрометрических измерений, устанавливает ГРО или эксплуатационная организация.

7.2.11 При эксплуатации средств ЭХЗ выполняют работы по техническому обслуживанию и ремонту, установленные предприятием-изготовителем и нормативными документами[1)].

7.3 Оценка эффективности противокоррозионной защиты стальных подземных газопроводов

7.3.1 Эффективность противокоррозионной защиты стальных подземных газопроводов определяют на основании следующих данных:

- проверки эффективности работы средств ЭХЗ;
- оценки защищенности газопроводов от электрохимической коррозии по протяженности и по времени;
- обследования во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации.

Для оценки эффективности могут использоваться дополнительные данные, полученные при других обследованиях, виды и объем которых устанавливаются нормативными документами ГРО или эксплуатационной организации.

7.3.2 В шурфах, отрываемых для ремонта коррозионных повреждений стальных подземных газопроводов и дефектов защитных покрытий, выполняют следующие работы:

- визуально-измерительный контроль состояния защитного покрытия (складки, гофры, зоны отслаивания, сквозные дефекты и т. п.) и сплошности защитного покрытия. Допускается определять сплошность изоляции с помощью искровых дефектоскопов при соблюдении мер безопасности;
- определение переходного сопротивления, адгезии, толщины защитного покрытия;
- определение характера, размеров и расположения повреждений защитного покрытия, включая сквозные дефекты;
- определение количества, глубины, площади и расположения коррозионных повреждений металла трубы по окружности газопровода, а также измерение толщины стенок трубы;
- отбор проб грунта для определения коррозионной агрессивности грунта, включая биокоррозионную агрессивность;
- определение наличия блуждающих токов (постоянных, переменных);
- измерение потенциала металла трубы при включенной и отключенной ЭХЗ.

По результатам обследования оформляют акт по форме, приведенной в приложении Ш, проводят анализ причин возникновения коррозионных повреждений и разрабатывают мероприятия по повышению эффективности противокоррозионной защиты газопроводов.

7.3.3 В шурфах, отрываемых сторонними организациями при производстве земляных работ в зоне прокладки газопровода, проводят визуальный контроль состояния защитного покрытия. Выполнение дополнительных работ по контролю состояния защитного покрытия и металла труб может устанавливать ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно.

7.3.4 ЭХЗ должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию газопровода на всей его протяженности и на всей поверхности.

Защищенность стального подземного газопровода от электрохимической коррозии оценивают по протяженности и по времени.

Защищенность стального подземного газопровода по протяженности определяют как соотношение длин участков, имеющих защитные потенциалы не менее требуемых значений, и общей длины газопровода, подлежащего защите.

Защищенность стального подземного газопровода по времени определяют как соотношение суммарного времени (часы, сутки) нормальной работы в установленном режиме всех средств защиты в течение года и продолжительности календарного года (часы, сутки).

Комплексный показатель защищенности стального подземного газопровода вычисляют по произведению его защищенности по протяженности на защищенность по времени.

[1)] В Российской Федерации работы по техническому обслуживанию и ремонту средств ЭХЗ выполняют в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 6).

7.3.5 Оценку эффективности противокоррозионной защиты стальных подземных газопроводов проводят ежегодно.

Результаты оценки эффективности противокоррозионной защиты стальных подземных газопроводов используют для прогнозирования их коррозионного состояния и разработки мероприятий по повышению эксплуатационной надежности противокоррозионной защиты.

8 Эксплуатация пунктов редуцирования газа

8.1 Ввод пунктов редуцирования газа в эксплуатацию

8.1.1 До начала работ по присоединению ПРГ к наружному газопроводу выполняют следующие подготовительные работы:

- подготовку комплекта проектной и исполнительной документации;
- разработку плана организации работ, схем узлов присоединения;
- подготовку мест присоединения;
- подготовку монтажных узлов присоединения, разработка траншеи или котлована (при необходимости);
- подготовку инструмента, механизмов, приспособлений, материалов, приборов, транспортных средств;
- внешний осмотр ПРГ и мест присоединения его к газопроводу;
- отключение подачи или снижение давления газа в газопроводе на участке присоединения ПРГ (при необходимости, в зависимости от применяемой технологии врезки);
- отключение средств ЭХЗ газопровода на участке присоединения ПРГ;
- контрольную опрессовку ПРГ.

Контроль качества сварных соединений в местах присоединения ПРГ к газопроводу проводят в соответствии с нормативными документами[1)].

8.1.2 Контрольную опрессовку ПРГ проводят воздухом с избыточным давлением 0,01 МПа в течение 1 ч. Падение давления по окончании опрессовки не должно превышать 0,0006 МПа. Контрольную опрессовку ПРГ проводят непосредственно перед их присоединением к газопроводу.

8.1.3 Первичный пуск газа при вводе ПРГ в эксплуатацию осуществляют продувкой газопроводов газом давлением не выше 0,1 МПа. Выпуск газовоздушной смеси проводят через продувочные газопроводы.

Окончание продувки газопровода газом определяют путем проведения анализа состава или сжиганием отобранных проб газовоздушной смеси.

По окончании продувки газопроводов газом объемная доля кислорода в пробах газовоздушной смеси не должна превышать 1 %, а сгорание газовоздушной смеси при сжигании проб должно происходить спокойно, без хлопков.

8.1.4 При вводе ПРГ в эксплуатацию проводят пусконаладочные работы по настройке технических устройств на установленный проектной документацией режим работы.

По результатам выполнения пусконаладочных работ составляют режимные карты, содержащие данные о параметрах настройки технических устройств, по форме, приведенной в приложении Щ.

Параметры настройки технических устройств принимают в соответствии с ГОСТ 34670.

Режимные карты утверждает технический руководитель ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

8.1.5 В процессе эксплуатации ПРГ параметры настройки технических устройств, приведенные в режимной карте, могут корректироваться по результатам выполнения замеров давления газа, проведенных в соответствии с 6.7, или изменения загрузки сети газораспределения, обусловленной подключением новых потребителей.

Изменения, внесенные в режимные карты, утверждает технический руководитель ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

8.1.6 В ПРГ должны находиться соответствующие копии утвержденных технологических схем и режимных карт в соответствии с 5.6.3. В ГРП, ГРПБ также должны находиться эксплуатационный жур-

[1)] В Российской Федерации контроль качества сварных соединений проводят в соответствии с СП 62.13330.2011.

нал, копии инструкций по охране труда. Необходимость обеспечения ГРПШ и ПРГП вышеуказанными документами устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно[1)].

8.1.7 Ввод ПРГ в эксплуатацию оформляют актом по форме, приведенной в приложении Э.

8.1.8 Для обеспечения непрерывности подачи газа резервная линия редуцирования должна автоматически включаться в работу в случае выхода из строя или отключения рабочей линии редуцирования (за исключением ПРГ, для которых резервная линия редуцирования включается в работу в принудительном порядке).

8.2 Мониторинг технического состояния пунктов редуцирования газа в процессе эксплуатации

8.2.1 В процессе эксплуатации ПРГ выполняют следующие регламентные работы по мониторингу их технического состояния:

- технический осмотр (осмотр технического состояния);
- оценку технического состояния;
- техническое диагностирование.

8.2.2 При техническом осмотре ПРГ выполняют следующие работы:

- внешний и внутренний осмотр здания (блока контейнерного типа) или шкафа;
- проверку состояния окраски шкафов, ограждений, газопроводов и технических устройств;
- проверку помещений ПРГ на загазованность;
- внешний осмотр газопроводов и технических устройств, очистку их от загрязнений;
- проверку положения запирающих или регулирующих элементов технических устройств;
- внешний осмотр систем инженерно-технического обеспечения (отопления, вентиляции, электроснабжения и молниезащиты);
- проверку герметичности линий редуцирования и технических устройств приборным методом или пенообразующим раствором;
- проверку перегородок, разделяющих помещения ГРП и ГРПБ, на герметичность и отсутствие трещин;
- проверку соответствия режимной карте давления газа на входе и выходе из ПРГ;
- проверку перепада давления на фильтре;
- проверку наличия пломб на запорной арматуре байпаса узла измерений расхода газа и его счетном механизме;
- внешний осмотр средств измерений и контроль сроков проведения их поверки;
- проверку температуры воздуха в ПРГ (в отопительный период, при наличии отопительного оборудования);
- проверку состояния и очистку от посторонних предметов прилегающей территории (в летний период очистка охранных зон от травяной и кустарниковой растительности, в зимний — очистка крыши ГРП, а также прилегающей территории от снега, обеспечение подъезда в аварийных ситуациях).

8.2.3 Периодичность проведения технического осмотра ПРГ, не оснащенных АСУ ТП, устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно с учетом обеспечения условий их безопасной эксплуатации, но не реже 1 раза в месяц для ГРП и ГРПБ (если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией на них). График технического осмотра утверждает технический руководитель ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

(поправка)

Периодичность проведения технического осмотра ПРГ, оснащенных АСУ ТП с дистанционным контролем загазованности технологического помещения, входного и выходного давления газа, перепада давления на фильтрах (при наличии параметра) и состояния дверей ПРГ устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно.

Проверку перепада давления на фильтрах, введенных в эксплуатацию ПРГ, в течение первых 2 нед. эксплуатации, рекомендуется проводить ежедневно.

8.2.4 При проведении технического осмотра ПРГ, оснащенных АСУ ТП, проверяют соответствие контролируемых параметров с показаниями на пульте управления диспетчера:

- давление газа на входе;
- давление газа на выходе;

[1)] В Российской Федерации в ГРП и ГРПБ также должны находиться инструкции о мерах пожарной безопасности

- загазованность на метан;
- положение дверей ПРГ;
- сигнализации санкционированного и несанкционированного доступа.

Дополнительно проверяют соответствие следующих контролируемых параметров (при их наличии в ПРГ) с показаниями на пульте управления диспетчера:

- температуру газа на входе и выходе;
- температуру воздуха в ПРГ;
- температуру теплоносителя системы отопления;
- расход газа;
- положение предохранительной и отключающей арматуры (при наличии технической возможности).

В случае выявления отклонений параметров с показаниями на пульте управления диспетчера направляют заявку ответственному за исправное состояние и безопасную эксплуатации АСУ ТП для выявления и устранения причин несоответствий.

8.2.5 Используемые манометры должны иметь класс точности не ниже 1,5.

На циферблате или корпусе установленных показывающих манометров должна быть нанесена красная метка на уровне деления шкалы, соответствующем пределу измерения рабочего давления. Шкалу манометра выбирают исходя из условия, что при рабочем давлении стрелка манометра должна находиться во второй трети шкалы.

Манометры не допускают к эксплуатации в следующих случаях:

- отсутствует или повреждена поверочная пломба (клеймо);
- просрочен срок поверки;
- стрелка при отключении прибора не возвращается на нулевую отметку шкалы на величину, превышающую допускаемую погрешность для данного прибора, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией на него;
- разбито стекло или имеются другие повреждения, которые могут отразиться на правильности его показаний.

8.2.6 Результаты технического осмотра оформляют записями в эксплуатационных журналах ПРГ по форме, приведенной в приложении Л. При выявлении необходимости устранения дефектов технических устройств или их замены, ремонта здания (шкафа) или систем инженерно-технического обеспечения принимают меры по организации соответствующих работ.

8.2.7 Оценку технического состояния ПРГ проводят в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

Периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно.

Результаты проведения оценки технического состояния ПРГ оформляют документацией по формам, установленным методикой проведения работ, и используют для определения приоритетов при назначении ПРГ на капитальный ремонт (реконструкцию) или для определения технической (экономической) целесообразности проведения технического диагностирования ПРГ.

8.2.8 Техническое диагностирование ПРГ проводят в соответствии с нормативными документами[1)].

8.3 Техническое обслуживание и ремонт технических устройств пунктов редуцирования газа

8.3.1 При техническом обслуживании технических устройств ПРГ выполняют следующие работы:

- работы, выполняемые при техническом осмотре;
- устранение утечек газа из разъемных соединений технических устройств;
- визуальный осмотр фильтра и очистку фильтрующего элемента (при необходимости);
- проверку соответствия параметров настройки предохранительной и отключающей арматуры режимной карте;
- смазку подвижных элементов трубопроводной арматуры (без разборки);
- проверку работоспособности трубопроводной арматуры;

[1)] В Российской Федерации техническое диагностирование технических устройств или ПРГ в целом проводят в соответствии с Руководством по безопасности «Методика технического диагностирования пунктов редуцирования газа» (утверждено приказом Ростехнадзора от 6 февраля 2017 г. № 48).

- проверку уровня заправки счетчика маслом, смазка счетного механизма и заливка масла (при необходимости), промывка счетчика (при необходимости);
- проверку работоспособности средств измерений установкой стрелки на «0» и их замена (при необходимости);
- очистку помещения (шкафа) ПРГ и технических устройств ПРГ от загрязнений (при необходимости);
- очистку и продувку импульсных трубок к регуляторам давления, к манометрам, датчикам давления (при необходимости);
- устранение выявленных дефектов и неисправностей.

8.3.2 Техническое обслуживание ГРП проводят не реже 1 раза в 6 мес, если иной срок не установлен документацией предприятия-изготовителя. Допускается совмещать техническое обслуживание и текущий ремонт ГРП.

Периодичность технического обслуживания ГРПБ, ГРПШ, ПРГП устанавливают в соответствии с документацией предприятия-изготовителя. При отсутствии установленных предприятием-изготовителем требований, техническое обслуживание проводят в сроки, обеспечивающие безопасность их эксплуатации, но не реже:

- 1 раза в 6 мес — при пропускной способности ГРПБ, ГРПШ, ПРГП свыше 50 $м^3$/ч;
- 1 раза в год — при пропускной способности ГРПШ и ПРГП до 50 $м^3$/ч.

8.3.3 Результаты проведения технического обслуживания оформляют записями в эксплуатационном журнале ПРГ.

8.3.4 Проверку параметров настройки предохранительной и отключающей арматуры (кроме ГРПШ и ПРГП с пропускной способностью до 50 $м^3$/ч) проводят не реже 1 раза в 3 мес, если иной срок не установлен документацией предприятия-изготовителя.

8.3.5 Текущий ремонт ПРГ проводят по результатам мониторинга технического состояния и проведения технического обслуживания ПРГ, но не реже 1 раза в 3 года, если иное не установлено предприятием-изготовителем.

При текущем ремонте выполняют следующие работы:

- замену деталей технических устройств;
- устранение повреждений газопроводов обвязки технологического оборудования;
- восстановление нарушенной окраски шкафов ПРГ, ограждений, газопроводов обвязки и технических устройств.

Внеплановый текущий ремонт проводят при возникновении нарушений режимов работы или работоспособного состояния технических устройств в процессе эксплуатации ПРГ.

Капитальный ремонт проводят в сроки, установленные предприятием-изготовителем.

Внеплановый капитальный ремонт можно проводить, при необходимости, на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам мониторинга технического состояния, технического обслуживания, текущего ремонта ПРГ и при аварии (инциденте).

При капитальном ремонте выполняют следующие работы:

- замену неисправных технических устройств;
- замену технических устройств с истекшим сроком службы;
- замену ГРПШ, ГРПБ, ПРГП, узлов измерений расхода газа, линий редуцирования, ограждений ПРГ.

8.3.6 Перед проведением работ по ремонту и замене технических устройств принимают меры по обеспечению бесперебойной подачи газа потребителю путем перевода работы ПРГ на резервную линию редуцирования или обводную линию.

Разборку и замену технических устройств проводят на отключенных участках обвязки газопроводов. При отсутствии на отключаемом участке поворотных заглушек после первой и перед последней запорной арматурой на границах отключаемого участка устанавливают инвентарные заглушки, соответствующие максимальному давлению газа. При невозможности установки заглушек (приварная или резьбовая запорная арматура) проверяют герметичность закрытия запорной арматуры, расположенной на границах отключаемой линии в такой последовательности:

- закрывают краны перед продувочными газопроводами;
- наблюдают в течение 10 мин за показаниями манометра, установленного на отключенном участке газопровода. Если давление по манометру не повышается, то запорная арматура обеспечивает герметичность перекрытия газа.

Отключенные участки освобождают от газа продувкой воздухом с выпуском газовоздушной смеси через продувочные газопроводы.

Технические устройства, устанавливаемые на место демонтированных неисправных или изношенных технических устройств, должны иметь идентичные эксплуатационные характеристики.

По окончании ремонта выполняют следующие работы:

- контрольную опрессовку воздухом с избыточным давлением 0,01 МПа в течение 1 ч. Падение давления не должно превышать 0,0006 МПа;
- продувку отключаемого участка газом;
- проверку, настройку рабочих параметров технических устройств (при необходимости);
- проверку герметичности разъемных и сварных соединений приборным методом или пенообразующим раствором при рабочем давлении газа.

8.3.7 Сведения о текущем ремонте оформляют записями в эксплуатационном журнале ПРГ. Сведения о капитальном ремонте оформляют записями в эксплуатационном паспорте ПРГ. В технологические схемы оборудования ПРГ по результатам проведения капитального ремонта вносят соответствующие изменения в установленном ГРО или эксплуатационной организацией порядке.

8.4 Техническое обслуживание и ремонт систем инженерно-технического обеспечения пунктов редуцирования газа

8.4.1 Техническое обслуживание систем вентиляции ПРГ проводят не реже 2 раз в год, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией на них или ПРГ. Техническое обслуживание системы отопления ПРГ проводят перед началом и после отопительного сезона.

8.4.2 При техническом обслуживании системы отопления ПРГ выполняют следующие работы, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией на нее или ПРГ:

- внешний осмотр элементов системы;
- проверку наличия воздуха в водяных системах отопления и его удаление (при необходимости);
- техническое обслуживание теплогенераторов (при автономном отоплении);
- проверку электрических систем отопления;
- проверку герметичности разъемных соединений на газопроводе к газоиспользующему оборудованию приборным методом или пенообразующим раствором;
- проверку работоспособности и герметичности системы отопления;
- устранение выявленных неисправностей.

Одновременно с техническим обслуживанием системы отопления ПРГ выполняют работы по проверке и прочистке дымоходов.

8.4.3 При техническом обслуживании системы вентиляции ПРГ выполняют следующие работы, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией на нее или ПРГ:

- очистку и проверку целостности клапанов, шиберов, жалюзийных решеток;
- проверку работоспособности устройств регулирования воздуха на воздухораспределителях приточной, естественной, механической или аварийной вентиляции;
- проверку работоспособности вентиляторов (при их наличии);
- очистку и проверку состояния дефлекторов и воздуховодов;
- устранение выявленных неисправностей.

8.4.4 Эксплуатацию систем электроснабжения и молниезащиты предусматривают в объемах и сроках, установленных нормативными документами[1)].

8.4.5 При текущем ремонте систем инженерно-технического обеспечения ПРГ выполняют следующие работы:

- замену отдельных узлов и частей электроустановок;
- восстановление целостности воздуховодов;
- окраску трубопроводов и технических устройств;
- замену трубопроводной арматуры и средств измерений.

[1)] В Российской Федерации эксплуатацию систем электроснабжения и молниезащиты проводят в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 6) (приложение 3), СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утверждена приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 280) и РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (утверждена Главтехуправлением Минэнерго СССР 12 октября 1987 г.).

При выявлении необходимости проведения капитального ремонта систем инженерно-технического обеспечения ПРГ составляют дефектные ведомости.

8.4.6 Сведения о техническом обслуживании и текущем и капитальном ремонте систем инженерно-технического обеспечения ПРГ оформляют записями в эксплуатационном журнале ПРГ.

8.5 Эксплуатация зданий газорегуляторных пунктов

8.5.1 Состояние строительных конструкций зданий ГРП проверяют не реже 2 раз в год (весной и осенью) путем выполнения следующих работ:

- внешнего осмотра состояния стен, отмостки, перегородок, кровли, балок покрытия, отверстий в стенах для прохода систем инженерно-технического обеспечения;
- проверки состояния искробезопасных покрытий полов;
- очистки от загрязнений и проверки состояния легкосбрасываемых строительных конструкций;
- проверки уплотнений систем инженерно-технического обеспечения в местах прокладки через наружные и внутренние строительные конструкции здания;
- проверки трущихся элементов дверей и окон (проверки смазки и исправности петель, проверки наличия зазоров между дверью и дверным блоком, исправность запорного устройства двери, элементов, которые могут вызвать искрообразование).

8.5.2 Устранение выявленных нарушений и повреждений строительных конструкций зданий проводят при проведении текущего или капитального ремонта зданий ГРП.

При текущем ремонте зданий ГРП выполняют следующие работы:

- оштукатуривание и побелку наружных и внутренних стен;
- восстановление уплотнений в местах прокладки систем инженерно-технического обеспечения через наружные и внутренние строительные конструкции здания;
- ремонт кровли и полов, ремонт оконных рам и дверей.

При капитальном ремонте здания ГРП выполняют следующие работы:

- восстановление кирпичной кладки, сэндвич-панелей, бетонных панелей;
- восстановление фундаментов и отмосток;
- восстановление газонепроницаемости стен и перегородок помещений ПРГ;
- замену кровли, оконных рам и дверей.

8.5.3 Техническое обследование зданий ГРП проводят в случаях, предусмотренных ГОСТ 31937, а также:

- при воздействии на здание нагрузок от аварий и стихийных бедствий;
- увеличении эксплуатационных нагрузок и воздействий на несущие конструкции здания;
- выявлении недопустимых деформаций и повреждений зданий и отдельных строительных конструкций.

Сведения о результатах обследования зданий ГРП оформляют записями в эксплуатационном паспорте ГРП.

8.6 Консервация и ликвидация пунктов редуцирования газа

8.6.1 Ликвидацию ПРГ осуществляют в соответствии с ГОСТ 34715.0.

8.6.2 Выполнение работ по консервации ПРГ осуществляют в соответствии с разработанной проектной документацией, согласованной в установленном порядке, по утвержденным ГРО или эксплуатационной организацией технологическим картам, с учетом требований документации предприятия—изготовителя технологических устройств.

8.6.3 При консервации ПРГ проводят следующие работы:

- отключение и освобождение от газа продувкой воздухом участков демонтажа или консервации;
- обрезку газопроводов на участке демонтажа ПРГ, отдельных линий редуцирования с установкой и заваркой заглушек на концах труб действующих газопроводов;
- установление заглушек на запорной арматуре на входе и выходе ПРГ или на конечных участках линий редуцирования;
- отсоединение электропотребляющего оборудования, электроприводов запорной арматуры ПРГ (при переводе в режим консервации);
- опломбирование переводимых в режим консервации ПРГ и линий редуцирования или запорной арматуры перед и после линий редуцирования подлежащей консервации.

8.6.4 При выполнении работ по консервации ГРП и ГРПБ организуют постоянную вентиляцию помещений и проводят периодическую проверку их загазованности.

Переведенные в режим консервации ПРГ или линии редуцирования подвергают периодическому техническому осмотру. Периодичность проведения технического осмотра устанавливает ГРО самостоятельно.

8.6.5 По окончании работ документацию на консервацию ПРГ включают в состав исполнительной документации соответствующих ПРГ. Сведения о консервации линий редуцирования оформляют записями в эксплуатационных паспортах ПРГ.

9 Эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами

9.1 Ввод в эксплуатацию АСУ ТП проводят после выполнения пусконаладочных работ на объектах сети газораспределения, включая индивидуальные испытания и комплексное опробование АСУ ТП вместе с технологическим оборудованием в течение не менее 72 ч. При необходимости к проведению индивидуальных испытаний и комплексному опробованию АСУ ТП привлекают представителей проектной и монтажной организаций. При сдаче АСУ ТП в эксплуатацию оформляют акт приемки АСУ ТП в эксплуатацию по форме, приведенной в приложении Ю.

Приемку в эксплуатацию АСУ ТП проводит приемочная комиссия. Приемочная комиссия проверяет комплектность и правильность составления исполнительной документации, проводит внешний осмотр объекта с целью определения соответствия выполненных строительно-монтажных работ проектной документации, оценивает результаты пусконаладочных работ.

9.2 Результаты проведения пусконаладочных работ оформляют техническим отчетом, содержащим сведения о настройке и регулировке АСУ ТП, а также об изменениях, внесенных в исполнительную документацию в результате проведения пусконаладочных работ.

9.3 Эксплуатацию АСУ ТП осуществляют в соответствии с документацией предприятия-изготовителя.

АСУ ТП должны быть постоянно включены в работу, за исключением устройств, которые по своему функциональному назначению могут быть отключены при неработающем технологическом оборудовании. Отключение и включение в работу АСУ ТП проводят по согласованию с АДС и оформляют записями в эксплуатационном журнале.

Сведения об отказах АСУ ТП в установленном порядке передают лицам, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию АСУ ТП.

9.4 Проведение метрологического надзора за средствами измерений осуществляют в соответствии с нормативными документами[1)].

9.5 Техническое обслуживание АСУ ТП проводят в сроки, установленные ГРО или эксплуатационной организацией в соответствии с рекомендациями предприятий-изготовителей, но не реже 1 раза в год.

При техническом обслуживании АСУ ТП выполняют следующие работы:

- внешний осмотр АСУ ТП;
- проверку соответствия предупредительных и аварийных уставок в АРМ пульта управления АДС режимным картам объекта, а также проверку срабатывания уставок;
- проверку параметров срабатывания устройств защит, блокировок и сигнализации систем контроля загазованности, датчиков положения дверей, исполнительных механизмов;
- проверку соответствия показаний контролируемых параметров технологических процессов, отображаемых в АРМ диспетчерского пункта АДС, с показаниями средств измерений (стационарных или переносных), установленных на объекте газораспределения;
- проверку сроков проведения поверки средств измерений;
- проверку соответствия условий эксплуатации АСУ ТП (по температуре и влажности воздуха, отсутствию вибраций и др.) документации предприятия-изготовителя;
- проверку работоспособности системы автономного электропитания;

[1)] В Российской Федерации метрологический надзор за средствами измерений осуществляют в соответствии с Федеральным законом от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и постановлением Правительства Российской Федерации от 29 июня 2021 г. № 1053 «Об утверждении положения о федеральном государственном метрологическом контроле (надзоре) и о признании утратившими силу некоторых актов правительства Российской Федерации» (вместе с «Положением о федеральном государственном метрологическом контроле (надзоре)»).

- устранение выявленных нарушений и неисправностей.

Проверку параметров срабатывания устройств защит, блокировок и сигнализации систем контроля загазованности на объектах сетей газораспределения проводят с периодичностью в соответствии с документацией предприятия-изготовителя, но не реже 1 раза в год, а также после устранения нарушений работы систем контроля загазованности.

Техническое обслуживание АСУ ТП проводят без отключения технологического оборудования объектов сетей газораспределения или нарушения условий его эксплуатации.

9.6 Ремонты АСУ ТП проводят специализированные или эксплуатационные организации (при наличии квалифицированного персонала). Структурные изменения АСУ ТП, произошедшие в результате проведения ремонта, отражают в схемах размещения средств АСУ ТП на объектах сетей газораспределения и проектной документации.

9.7 Результаты проведения технического обслуживания и ремонта АСУ ТП оформляют записями в эксплуатационном журнале по форме, приведенной в приложении М.

Допускается ведение журнала в электронном виде при условии обеспечения постоянного хранения информации на цифровых носителях.

10 Оперативно-диспетчерское управление сетями газораспределения

10.1 Контроль и управление режимами работы сетей газораспределения

10.1.1 Контроль и управление режимами работы объектов сетей газораспределения должны обеспечивать:

- анализ режимов транспортирования газа;
- заданный объем транспортирования газа;
- регулирование режимов работы сетей газораспределения;
- предотвращение нарушений процесса транспортирования газа и аварий на объектах сетей газораспределения;
- оперативное управление сетями газораспределения, контроль работы имеющихся на них технических и технологических устройств сети газораспределения и обеспечение условий безопасной эксплуатации сети газораспределения.

10.1.2 Разработку оптимальных режимов работы сети газораспределения и выявление мест с недостаточной пропускной способностью осуществляют с учетом:

- технических характеристик сетей газораспределения (длины, диаметров, проектных давлений и топологии);
- параметров газа на выходе ГРС;
- требуемых параметров газа перед газоиспользующим оборудованием потребителей;
- существующих и перспективных объемов транспортирования газа потребителям;
- существующих и планируемых ограничений технологических параметров сетей газораспределения (отключенные участки, планируемые ремонтные работы с отключением участков сетей, плановые остановки ГРС и т. п.);
- подключения вновь построенных участков сетей;
- неравномерности газопотребления.

Периодичность проведения работ определяет ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно с учетом действующих нормативных документов и результатов контроля давления газа в сети газораспределения, выполненного в соответствии с 6.7.

10.2 Аварийно-диспетчерское обслуживание объектов сетей газораспределения

10.2.1 АДО сетей газораспределения осуществляет АДС ГРО круглосуточно, с обеспечением телефонной связи для приема оперативной информации. Материально-техническое оснащение и документация АДС приведены соответственно в приложениях Я и 1.

10.2.2 Поступающую в АДС оперативную информацию об авариях (аварийные заявки) записывают со всех находящихся в АДС телефонов на цифровой носитель информации, подлежащий хранению в течение не менее 365 сут, а также регистрируют в журнале аварийных заявок по форме, приведенной в приложении 2, с указанием времени поступления заявки, времени выезда и прибытия на место аварийной бригады, характера аварии и перечня выполненных работ.

Журнал аварийных заявок допускается вести в электронном виде при условии обеспечения постоянного хранения информации на цифровых носителях. Журнал аварийных заявок хранят 5 лет.

10.2.3 При поступлении аварийной заявки о взрыве, пожаре, запахе газа в подвале здания, на улице, у газового колодца или у ПРГ, выходе газа из конденсатосборника, в том числе загазованности помещений/территории аварийная бригада АДС выезжает к месту произошедшей аварии не позднее, чем через 5 мин после поступления информации. Специальные автомобили АДС должны быть оборудованы средствами связи, укомплектованы необходимыми инструментами, материалами, приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной локализации возможных аварий в зоне обслуживания АДС. В качестве средств связи допускается применение аварийными бригадами мобильных сотовых телефонов во взрывозащищенном и искробезопасном исполнении при наличии документов, подтверждающих их соответствие [1]. При выезде на локализацию или ликвидацию аварии на подземном газопроводе аварийная бригада должна иметь копию исполнительной документации (план, профиль и схему сварных стыков газопровода) и планшет АДС (схему трассы газопровода с привязкой к постоянным ориентирам и местами расположения колодцев подземных инженерных коммуникаций и подвалов зданий на расстоянии до 50 м в обе стороны от газопровода), допускается использование планшетов АДС и копий исполнительной документации в электронном виде на переносных сертифицированных электронных устройствах.

Оповещение подразделений ГРО или эксплуатационной организации, сбор и выезд на аварийные объекты персонала производственных подразделений, аварийно-восстановительных бригад и техники проводят по схеме оповещения, утвержденной техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

Информацию об аварии (инциденте) на сетях газораспределения передают в вышестоящее диспетчерское подразделение в соответствии с установленным порядком.

10.2.4 Действия персонала АДС при локализации и ликвидации аварий осуществляют в соответствии с ПЛА на объектах сетей газораспределения, утвержденным техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

ПЛА на объектах сетей газораспределения разрабатывают в соответствии с нормативными документами[1)] для всех возможных видов аварий в зоне обслуживания АДС и устанавливают:

- последовательность действий персонала аварийных бригад на месте аварии;
- мероприятия по спасению людей;
- порядок взаимодействия персонала АДС с другими производственными подразделениями ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

В качестве приложения к ПЛА на объектах сетей газораспределения рекомендуется приводить:

- утвержденную техническим руководителем ГРО или эксплуатационной организации (филиала) схему оповещения, сбора и выезда на аварийные объекты персонала производственных подразделений и техники;
- согласованные с территориальным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности планы взаимодействия с городскими/районными службами:

а) министерством по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий;

б) министерством здравоохранения;

в) министерством внутренних дел;

г) специализированными эксплуатационными организациями.

- памятку по инструктажу в соответствии с ПЛА.

Примерный ПЛА на объектах сетей газораспределения приведен в приложении 3.

10.2.5 Практические навыки аварийные бригады АДС по локализации и ликвидации аварий отрабатывают при проведении учебно-тренировочных занятий на учебных полигонах. Тренировочные занятия допускается проводить на примере работ по локализации и ликвидации аварий по поступившей заявке при условии обеспечения дополнительных мер безопасности. Тренировочные занятия проводят с каждой бригадой АДС не реже 1 раза в 6 мес в объеме ПЛА. Сведения о проведении тренировочных занятий регистрируют в журнале по форме, приведенной в приложении 4. Допускается ведение жур-

[1)] В Российской Федерации ПЛА разрабатывают в соответствии с «Рекомендациями по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах» (утверждены приказом Ростехнадзора от 26 декабря 2012 г. № 781).

нала в электронном виде при условии обеспечения постоянного хранения информации на цифровых носителях.

Тренировочные занятия по плану взаимодействия со службами различных ведомств проводят не реже 1 раза в год.

10.2.6 При локализации и ликвидации аварии на объекте в зоне обслуживания АДС оперативный диспетчерский персонал обязан:

- проинструктировать заявителя о необходимых мерах обеспечения безопасности до прибытия аварийной бригады;
- направить на место аварии аварийную бригаду АДС на специальном автомобиле АДС;
- принять меры по локализации места аварии, обеспечению нормальной работы исправных участков и объектов сетей газораспределения;
- произвести действия согласно ПЛА и плану взаимодействия со службами различных ведомств;
- сообщить об аварии руководству, подразделениям ГРО и эксплуатационной организации согласно схеме оповещения;
- при необходимости организовать привлечение дополнительных сил и средств (аварийно-восстановительных бригад) для локализации и ликвидации аварии;
- обеспечить восстановление заданного режима работы сети газораспределения и максимально возможной в аварийной ситуации подачи газа потребителям;
- при сокращении или прекращении подачи газа потребителям известить газотранспортную организацию и поставщика газа;
- при аварии вблизи инженерных коммуникаций (в том числе линий электропередач, нефтепродуктопроводов, железных и автомобильных дорог) известить их владельцев.

Сведения об отключении аварийной бригадой газопроводов и ПРГ при локализации аварии фиксируют в оперативном журнале АДС по форме, приведенной в приложении 5. Оперативный журнал АДС ведут на бумажном носителе или в электронном виде, при условии обеспечения постоянного хранения информации на цифровых носителях. Оперативный журнал АДС хранят 5 лет.

Порядок отключения аварийных объектов, в том числе при возникновении пожара или внезапном выбросе газа, должен устанавливаться ПЛА.

10.2.7 Аварийная бригада АДС должна прибыть на место аварии в возможно короткий срок, но не позднее, чем через 1 ч после получения оперативной информации (аварийной заявки). По прибытии аварийной бригады на место аварии руководитель бригады сообщает время прибытия диспетчеру АДС.

В ходе локализации и ликвидации аварии должна обеспечиваться постоянная связь диспетчера АДС с руководителем аварийной бригады.

Руководитель аварийной бригады АДС обеспечивает оперативное выполнение мероприятий, предусмотренных ПЛА, определяет необходимость привлечения к ликвидации аварии организаций и служб различных ведомств в соответствии с планом взаимодействия, а также технических средств и персонала производственных подразделений ГРО или эксплуатационной организации, информирует диспетчера АДС о ходе работ.

Персонал аварийной бригады осуществляет следующие действия на месте аварии:

- определение аварийного участка газопровода;
- перекрытие запорной арматуры с целью локализации аварии на поврежденном участке газопровода;
- организацию интенсивного проветривания загазованных помещений и сооружений;
- принятие мер по предотвращению включения и выключения электроприборов, пользования открытым огнем и нагревательными приборами, искрообразования в загазованных зонах;
- ограждение и охрану загазованных зон или помещений с целью предотвращения проникновения посторонних лиц;
- принятие мер по обеспечению безопасности населения, близлежащих инженерных коммуникаций и мест их пересечений с газопроводами, а также гражданских и промышленных объектов;
- содействие в проведении эвакуации (при необходимости — организация эвакуации) людей из загазованных помещений;
- оказание при необходимости первой помощи пострадавшим и принятие мер по тушению возгораний до прибытия службы скорой медицинской помощи и противопожарной службы.

10.2.8 На поврежденный газопровод для временного устранения утечки допускается накладывать бандаж и хомут. В случае, если невозможно осуществить ремонт в течение 24 ч, проводят ежедневный осмотр газопровода с бандажом или хомутом.

10.2.9 При продолжительности проведения работ по локализации и ликвидации аварии более одной смены, по прибытии очередной сменной аварийной бригады, руководитель работающей смены информирует руководителя прибывшей аварийной бригады о характере аварии и принятых мерах по ее локализации и ликвидации.

Смену аварийных бригад во время проведения работ по локализации и ликвидации аварий проводят по разрешению технического руководителя ГРО или эксплуатационной организации (филиала).

10.2.10 Работы аварийной бригады АДС на месте аварии считаются законченными после полной локализации аварии при условии устранения непосредственной угрозы жизни и здоровью людей или, в зависимости от объема аварийно-восстановительных работ, после ликвидации аварии.

Результаты работы аварийной бригады АДС по локализации аварий на объектах сетей газораспределения оформляют в порядке, установленном ГРО или эксплуатационной организацией.

10.2.11 Восстановление работоспособности сети газораспределения и возобновление подачи газа потребителям (аварийно-восстановительные работы) осуществляет персонал производственных подразделений на основании оперативной информации об аварии, передаваемой в соответствующее подразделение в порядке, установленном ГРО.

При необходимости выполнения больших объемов или технически сложных аварийно-восстановительных работ руководителя работ назначают приказом по организации или распоряжением технического руководителя.

При проведении аварийно-восстановительных работ должна быть организована связь с АДС и постоянное дежурство персонала в местах установки трубопроводной арматуры на границах отключенного участка газопровода, приняты меры, исключающие ее самопроизвольное или ошибочное открытие.

Приближение к зоне аварии аварийно-восстановительных бригад и техники запрещается до полной локализации аварии и организации постоянного дежурства в местах установки трубопроводной арматуры на границах отключенного участка газопровода.

10.2.12 Анализ поступивших в АДС аварийных заявок должен проводиться ежемесячно по установленной форме (приложение 6). По результатам анализа разрабатываются мероприятия и предложения, направленные на устранение возможных причин их возникновения, снижение аварийности и обеспечение оптимальных режимов работы сетей газораспределения.

Приложение А
(рекомендуемое)

Наряд-допуск на производство газоопасных работ

Наряд-допуск № ____
на производство газоопасных работ

«___»_____ 20__ г.

Срок хранения:
не менее 1 года

1 Наименование организации _____
(наименование объекта, службы, цеха)

2 Должность, фамилия, имя, отчество лица, получившего наряд-допуск на выполнение газоопасных работ _____

_____

3 Место и характер работ _____

4 Состав бригады _____
(фамилия, имя, отчество, должность, профессия)

_____
(фамилия, имя, отчество, должность, профессия)

_____
(фамилия, имя, отчество, должность, профессия)

5 Дата и время начала работ _____

Дата и время окончания работ _____

6 Технологическая последовательность основных операций при выполнении работ_____

_____
(перечисляется технологическая последовательность операций

_____
в соответствии с действующими инструкциями и технологическими картами;

_____
допускается вручение технологических карт

_____
руководителю работ под личную подпись)

7 Работа разрешается при выполнении следующих основных мер безопасности

_____
(перечисляются основные меры безопасности, указываются инструкции, которыми следует руководствоваться)

_____

8 Средства общей и индивидуальной защиты, которые обязана иметь бригада

_____
(должность, фамилия, имя, отчество лица, проводившего проверку

_____
готовности средств индивидуальной защиты к выполнению работ и умению ими пользоваться, подпись)

9 Результаты анализа воздушной среды на содержание газа в закрытых помещениях и колодцах, проведенного перед началом ремонтных работ _____

_____
(должность, фамилия, имя, отчество, лица, производившего замеры, подпись)

10 Наряд-допуск выдал _____
(должность, фамилия, имя, отчество лица,

_____
выдавшего наряд-допуск, подпись)

11 С условиями ознакомлен, наряд-допуск получил

_____
(должность, фамилия, имя, отчество лица, получившего наряд-допуск, подпись)

12 Инструктаж состава бригады по проведению работ и мерам безопасности

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность, профессия	Расписка о получении инструктажа	Примечание
	1	2	3	4

13 Изменения в составе бригады

Фамилия, имя, отчество лица, выведенного из состава бригады	Причина изменений	Дата, время	Фамилия, имя, отчество лица, введенного в состав бригады	Должность, профессия	Дата, время
1	2	3	4	5	6

14 Инструктаж нового состава бригады по завершению работ и мерам безопасности

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность	Расписка о получении инструктажа	Примечание
	1	2	3	4

15 Продление наряда-допуска

Дата и время		Фамилия, имя, отчество и должность лица, продлившего наряд-допуск	Подпись	Фамилия, имя, отчество и должность руководителя работ	Подпись
начала работы	окончания работы				
1	2	3	4	5	6

16 Заключение руководителя по окончании газоопасных работ

_____

(перечень работ, выполненных на объекте, особые замечания,

_____

подпись руководителя работ, время и дата закрытия наряда-допуска)

Приложение Б
(рекомендуемое)

Журнал регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ

Б.1 Форма журнала регистрации газоопасных работ по нарядам-допускам

_____

(наименование эксплуатационной организации, службы, цеха)

Срок хранения:
5 лет

Журнал
регистрации газоопасных работ по нарядам-допускам

Том №_____

С № _____ по № _____

Начат _____ 20 ____г.

Окончен _____ 20 ____г.

Всего листов_____

Номер наряда-допуска	Дата и время выдачи наряда-допуска	Ф.И.О., должность, подпись выдавшего наряд-допуск	Ф.И.О., должность, подпись получившего наряд-допуск	Адрес места проведения работ	Характер работ	Дата и время возвращения наряда-допуска, отметка о выполнении работ лицом, принявшим наряд-допуск
1	2	3	4	5	6	7

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____

Ф.И.О должность подпись

Б.2 Форма журнала регистрации газоопасных работ без нарядов-допусков

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
5 лет

Журнал
регистрации газоопасных работ без нарядов-допусков

Том №_____

С № _____ по № _____

Начат _____ 20 ____г.

Окончен _____ 20 ____г.

Всего листов_____

№ п/п	Дата и время проведения работ	Место проведения работ	Характер выполняемых работ	Мероприятия по подготовке к проведению газоопасных работ выполнены (Фамилия, имя, отчество, подпись ответственного лица)	Мероприятия, обеспечивающие безопасное проведение работ, выполнены (Фамилия, имя, отчество, подпись ответственного лица)	С условиями безопасного выполнения работы ознакомлены (Фамилия, имя, отчество исполнителей и их подписи)	Результаты анализов воздушной среды	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
Ф.И.О должность подпись

Приложение В
(рекомендуемое)

Специальный план организации и производства газоопасных работ

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

УТВЕРЖДАЮ

технический руководитель организации

_____/_____/

«___» _____ 20____ г.

Специальный план организации и производства газоопасных работ

На выполнение работ _____
(характер работы)

На объекте _____
(местоположение или адрес)

Получены наряды-допуски на производство газоопасных работ под №_____

По прибытии к месту производства работ руководитель проверяет наличие и исправность у членов бригады инструмента, материалов, средств индивидуальной и коллективной защиты.

При производстве работ будут использованы следующие инструменты, материалы, приборы, транспортные средства _____
(указать наименование и количество)

_____

_____

Сведения о необходимости изменения режимов давления газа в сети газораспределения

_____

_____

Технологическая последовательность выполнения работ	Инициалы, фамилия и должность лица, ответственного за выполнение отдельных операций
Подготовительные работы	
Работа проводится в последовательности:	
Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	

Приложение: ситуационный план (план трассы) или копия исполнительной документации (при выполнении работ на подземных газопроводах).

С Планом ознакомлены:

руководитель работы по наряду-допуску № ____ _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

руководитель работы
по наряду-допуску № ____ _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

руководитель работы
по наряду-допуску № ____ _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Ответственный за координацию
газоопасных работ _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Г
(обязательное)

Эксплуатационный паспорт газопровода

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный паспорт газопровода

Эксплуатационная организация (владелец) _____

Место прокладки _____

Назначение газопровода _____

Протяженность _____ м, давление расчетное _____ МПа, давление рабочее _____МПа

Проект № _____ от /__/_____/ 20_ г., разработан _____

Проект ЭХЗ № _____ от /__/_____/ 20_ г., разработан _____

Дата ввода газопровода в эксплуатацию /__/_____/ 20_ г.

Сведения о газопроводе

Способ прокладки газопровода (подземный, надземный, подводный)	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
Диаметр и толщина стенки труб газопровода	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
Дата завершения строительства	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
Дата пуска ЭХЗ	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. _____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м

Технические устройства, установленные на газопроводе

Участок газопровода (пикет (ПК))	Назначение	Тип установки	Наименование (марка)	Условный проход	Материал основных элементов	Нормативный документ (ГОСТ, ГОСТ Р, ТУ)	Дата установки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечания

1 В графе «Тип установки» указать: «в колодце», «в помещении», «надземно», «подземно».

2 В графе «Дата установки» в случае, если техническое устройство было заменено, указать дату замены.

Пересечение и параллельная прокладка с естественными преградами

Наименование преграды	Расположение по карте-схеме			Тип прокладки	Количество/шаг опор, балластирующих устройств	Обнаруженные изменения		
	от ПК	до ПК	длина, м			дата	характеристика	работы по восстановлению
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание — В графе «Тип прокладки» указать, как проложен газопровод (на опорах, переходах), конструкцию балластирующего устройства и т. д.

Пересечение и параллельная прокладка с искусственными преградами и коммуникациями

Наименование пересекаемой или параллельной коммуникации	Расположение по карте-схеме (ПК)		Глубина заложения (от уровня земли), м		Условия прокладки	Характеристика преграды, коммуникации	
	от	до	газопровода	пересекающей (параллельной) коммуникации, преграды		дата и номер проекта	начало и окончание работ
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечания

1 В графе «Расположение по карте-схеме» в случае пересечения с коммуникацией заполняется только столбец «до», в случае параллельной прокладки — столбцы «от» и «до».

2 В графе «Условия прокладки» указать: в футляре, кожухе, на опорах и т. д.

Характеристики стальных труб

Участок газопровода (ПК)		Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Нормативный документ на трубы	Марка стали	Дата и место выпуска	Номер сертификата качества	Химический состав, %					Механические свойства			
от	до							C	Mn	Si	P	S	$\sigma_в$, МПа	$\sigma_т$, МПа	δ, %	KCU, Дж/см^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечания

1 В графе «Участок газопровода» для ответвления заполняется только столбец «от».

2 В графах «Химический состав» и «Механические свойства» указать реально измеренные в базовом шурфе значения; место шурфа отмечается записью в графе «Участок газопровода», столбец «до».

Характеристики полиэтиленовых труб

Участок газопровода (ПК)		Наружный диаметр труб, мм	Стандартное размерное отношение (SDR)	Нормативный документ на трубы	Марка полиэтилена	Дата и место выпуска	Номер сертификата качества
от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8

Характеристики грунта на уровне заложения

Участок газопровода (ПК)		Класс и разновидность грунта по ГОСТ 25100	Максимальная и минимальная глубина заложения, м	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Источник аномалий	Особые условия
от	до					
1	2	3	4	5	6	7

Примечания

1 В графе «Класс и разновидность грунта по ГОСТ 25100» в случае, если грунт подстилающего слоя отличается от основного грунта трассы, следует указать и его характеристики.

2 В графе «Источник аномалий» указать характер их возникновения: электрифицированный транспорт, подъем грунтовых вод, сезонное промерзание, сейсмическая активность, подрабатываемая территория.

3 В графе «Особые условия» указать величину блуждающих токов, максимальный прогнозируемый уровень грунтовых вод, глубину промерзания, степень пучинистости (просадочности, набухаемости).

Характеристика защитного покрытия

Участок газопровода (ПК)		Протяженность, м	Место изоляции	Тип, структура и материалы	Общая толщина, мм	Переходное сопротивление, Ом·м^2	Адгезия к трубе, МПа	Прочность при ударе, Дж	Отсутствие пробоя при испытательном напряжении, кВ
от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечания

1 В графе «Тип, структура и материалы» указать послойно использованные материалы.

2 Если при заполнении таблицы показатели адгезии и прочности при ударе будут иметь другую размерность, то ее указать особо.

3 В графе «Место изоляции» указать стыковой шов или металл трубы.

4 Для базового шурфа указать реально измеренные значения.

Характеристика электрохимической защиты

Дата измерения величины защитного потенциала	Тип и марка средства ЭХЗ	Место расположения по карте-схеме (ПК)		Контрольно-измерительный пункт КИП, номер	Величина защитного потенциала, В	
		средство ЭХЗ	точки измерения		поляризационный	суммарный
1	2	3	4	5	6	7

Примечание — При вводе средств ЭХЗ (протекторов) в графе «Дата измерения величины защитного потенциала» эта дата отмечается обязательно.

Сведения о проведенных капитальных ремонтах

Дата	Место расположения по карте-схеме (ПК)	Вид повреждения	Описание выполненных ремонтных работ
1	2	3	4

Сведения о работах по консервации (расконсервации) и ликвидации

Дата	Место расположения консервируемого или утилизируемого участка газопровода по карте-схеме (ПК)	Вид работ	Описание выполненных работ
1	2	3	4

Результаты технического обследования

Дата проведения технического обследования	Тип и номер прибора	Количество обнаруженных мест повреждения защитного покрытия стального газопровода	Количество обнаруженных мест утечек газа	Обследование газопровода в шурфах				Дата очередного технического обследования
				количество вырытых шурфов	состояние защитного покрытия стального газопровода	количество обнаруженных мест утечек газа	состояние наружной поверхности металла трубы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Результаты оценки технического состояния газопровода

Дата оценки	Предложения по дальнейшей эксплуатации (капитальный ремонт, реконструкция, другое)	Необходимость и сроки проведения технического диагностирования
1	2	3

Результаты технического диагностирования

Дата проведения	Выявленные дефекты	Предельный срок дальнейшей эксплуатации (остаточный ресурс (срок службы))	Рекомендации по обеспечению безопасной эксплуатации до наступления предельного состояния (остаточного ресурса (срока службы))
1	2	3	4

Паспорт составил _____ _____ _____

должность личная подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 20___ г.

Приложение Д
(рекомендуемое)

Эксплуатационный паспорт установки электрохимической защиты

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный паспорт
установки электрохимической защиты
№ ____

Адрес _____

1 Тип установки электрохимической защиты (УЭХЗ) _____
(катодная, дренажная)

2 Дата ввода в эксплуатацию _____

3 Проектная организация _____

4 Шифр проекта _____

5 Марка преобразователя _____

5.1 Дата выпуска _____

5.2 Заводской номер _____

6 Автоматизированная система управления _____
(марка, изготовитель)

7 Характеристика анодного заземления:

7.1 Тип _____
(поверхностное, глубинное)

7.2 Анодные заземлители:

- количество _____
- глубина заложения _____
- расположение _____
(горизонтально, вертикально)
- марка электродов _____
- количество электродов _____

7.3 Сопротивление растеканию тока, Ом _____

8 Тип электрода сравнения и датчика коррозии, установленных в контактном устройстве (КУ) на защищаемом сооружении _____

_____

9 Характеристика кабельных линий

Назначение кабеля	Способ прокладки	Марка кабеля	Длина, м

10 Рабочие параметры по результатам пусконаладочных работ:
Ток, А _____

Напряжение, В _____

Потенциал на КУ относительно медносульфатного электрода сравнения (МЭС):

минимальный _____ В; средний _____ В; максимальный _____ В.

11 Защищаемые сооружения

Наименование сооружения	Протяженность зоны защиты, м	Потенциал на КУ, В

12 Исключение вредного влияния

Наименование сооружения	Потенциал на КУ при выключенной УЭХЗ, В	Потенциал на КУ при включенной УЭХЗ, В

13 Блоки совместной защиты _____
(марка, количество)

14 Точка подключения и напряжение источника энергоснабжения

_____
(наименование, адрес)

_____

_____

15 Защитное заземляющее устройство

15.1 Основные характеристики:

материал _____
(сталь, оцинкованная сталь, медь)

профиль и размеры _____
(уголок, труба/сечение, диаметр/длина и т.д.)

_____

количество заземлителей _____

сопротивление растеканию тока, Ом _____

15.2 Удельное сопротивление грунта, Ом·м _____

16 Перечень опорных пунктов

Номер пункта измерения	Вид пункта измерения	Адрес пункта измерения

Ремонтный формуляр

Дата выхода из строя или начала ремонта	Вид ремонта	Дата окончания ремонта

Рабочие параметры после ремонта			Сопротивление растеканию тока анодного заземления	Исполнитель работ	Примечание
I, А	U, В	$U_{ср}$, В, на КУ			

Паспорт составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 20___ г.

Приложение Е
(рекомендуемое)

Эксплуатационный паспорт протекторной установки электрохимической защиты

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный паспорт
протекторной установки электрохимической защиты
№ _____

Адрес _____

1 Дата ввода в эксплуатацию _____

2 Проектная организация _____

3 Шифр проекта _____

4 Защищаемое сооружение _____
(газопровод, давление в газопроводе, футляр, диаметр, тип защитного покрытия)

5 Характеристики установки протекторной защиты

5.1 Количество групп протекторов, шт. _____

5.2 Число протекторов в группе, шт. _____

5.3 Расстояние между протекторами, м _____

5.4 Глубина заложения протекторов, м _____
(до верха протекторов)

5.5 Расстояние до сооружения, подлежащего защите, м _____

5.6 Марка протекторов _____

6 Характеристика кабельных линий

Назначение кабеля	Способ прокладки	Марка кабеля	Длина, м

7 Тип электрода сравнения и датчика коррозии, установленные в КУ на защищаемом сооружении

_____

8 Результаты пусконаладочных работ

8.1 Потенциал на КУ относительно МЭС, В _____

8.2 Сила тока в цепи «протектор — защищаемое сооружение», А _____

8.3 Зона защиты, м _____

9 Перечень опорных пунктов:

Номер пункта измерения	Вид пункта измерения	Адрес пункта измерения

Паспорт составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 20___ г.

Приложение Ж
(обязательное)

Эксплуатационный паспорт пункта редуцирования газа

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный паспорт пункта редуцирования газа

Адрес расположения _____

Обозначение и тип _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

Владелец _____

Давление:

на входе в ПРГ _____ МПа;

на выходе в ПРГ _____ МПа*.

Проектные пределы регулирования давления газа*:

минимум _____ МПа;

максимум _____ МПа.

Диаметр газопровода*:

на входе _____ мм;

на выходе _____ мм.

Расположение ближайшей запорной арматуры, установленной:

до пункта редуцирования газа на расстоянии _____ м, по адресу _____

после пункта редуцирования газа на расстоянии _____ м, по адресу _____

Номер телефона _____

Наличие молниезащиты _____

Наличие автоматизированных систем управления (марка, тип) _____

_____

Площадь здания _____ $м^2$, в том числе вспомогательных помещений ____ $м^2$

Примечание — При наличии нескольких помещений, значение их площадей необходимо перечислять через запятую.

Система отопления _____

Система электроснабжения _____

_____

* При наличии нескольких линий редуцирования значения давления на выходе в ПРГ, проектных пределов регулирования давления газа и диаметры газопроводов указываются через косую черту.

Наименование	Количество, шт.	Тип	Диаметр DN, мм	Фактические параметры настройки	
				мин	макс
1	2	3	4	5	6
Регулятор давления					
Регулятор-монитор					
Предохранительная арматура					
Отключающая арматура					

Перечень и наименование технических устройств*

Регулятор давления _____

Регулятор-монитор _____

Фильтр _____

Запорная арматура:

на входе _____

на выходе _____

на обводной линии _____

Манометры:

регистрирующий _____

механический _____

жидкостной _____

Узел измерений расхода газа (марка, тип)

Сигнализатор загазованности (по параметру измерения и месту установки) _____

Система телеметрии (указать тип и контролируемые параметры)

_____

Термометры _____

Отопительные приборы _____

Сведения о проведенных капитальных ремонтах

Дата	Описание выполненных работ*	Личная подпись производителя работ
1	2	3
* При проведении замены технических устройств указывается информация о сроке службы		

* При наличии нескольких приборов на линиях редуцирования наименования указываются через косую черту.

Сведения о проведенных технических обследованиях зданий ГРП

Дата	Описание выполненных работ	Личная подпись производителя работ
1	2	3

Результаты оценки технического состояния пункта редуцирования газа

Дата оценки	Предложения по дальнейшей эксплуатации (капитальный ремонт, реконструкция, другое)	Необходимость и сроки проведения технического диагностирования*
1	2	3
* Срок проведения технического диагностирования указывают в случае отличия от нормативных сроков.		

Результаты технического диагностирования

Дата проведения	Выявленные дефекты	Предельный срок дальнейшей эксплуатации (остаточный ресурс (срок службы))	Рекомендации по обеспечению безопасной эксплуатации до наступления предельного состояния (истечения остаточного ресурса (срока службы))
1	2	3	4

Сведения о работах по консервации (расконсервации) и ликвидации

Дата	Место расположения консервируемого или утилизируемого пункта редуцирования газа по карте-схеме (ПК)	Вид работ	Описание выполненных работ
1	2	3	4

Технологическая схема/режимная карта/режимные карты (прилагается)

Паспорт составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 20___ г.

Приложение И
(рекомендуемое)

Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный журнал газопроводов по маршруту № ____

Начат_____ 20___ г.

Окончен _____ 20___ г.

Дата проведения технического осмотра	Инициалы, фамилия слесаря по эксплуатации и ремонту подземных газопроводов	Выявлена загазованность, шт.				Выявлено утечек газа из разъемных соединений технических устройств (обозначение технических устройств по маршрутной карте)		Описание выявленных нарушений условий безопасной эксплуатации газопроводов	Личная подпись слесаря по эксплуатации и ремонту подземных газопроводов
		подвалов	колодцев		прочих сооружений	проверено, шт.	выявлено утечек, шт.		
			газовых	прочих коммуникаций					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Дата проведения технического обслуживания, текущего ремонта	Характеристика газопровода		Выполненные работы по техническому обслуживанию, текущему ремонту	Инициалы, фамилия, должность, личная подпись ответственного исполнителя
	место проведения работ, ПК	подземный (полиэтилен, сталь), надземный		
1	2	3	4	5

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение К
(рекомендуемое)

Эксплуатационный журнал установки электрохимической защиты

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный журнал установки электрохимической защиты*

Адрес: _____

Дата	Пункт измерения	Параметры установки		Потенциал на КУ						Электрод сравнения	Показания счетчика времени наработки (СВН)	Показания электрического счетчика, кВт·ч	Выполненные работы	Личная подпись
		I, А	*U*, В	Суммарный			Поляризационный							
				минимальный, В	средний, В	максимальный, В	минимальный, В	средний, В	максимальный, В					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Эксплуатационный журнал установки электрохимической защиты**

Адрес: _____ Электроснабжение УЭХЗ осуществляется: _____
(точка подключения, адрес)

Дата	Пункт измерения	Параметры установки		Потенциал на КУ						Электрод сравнения	Показания СВН	Показания электрического счетчика, кВт·ч	Выполненные работы	Личная подпись
		I, А	*U*, В	Суммарный			Поляризационный							
				минимальный, В	средний, В	максимальный, В	минимальный, В	средний, В	максимальный, В					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

* Журнал хранится в структурном подразделении службы ЭХЗ эксплуатационной организации.
** Журнал заполняется при выполнении работ на УЭХЗ и хранится внутри корпуса преобразователя. Приложение к журналу — план (схема) УЭХЗ: расположение УЭХЗ, КУ и кабельных линий (дренажных и энергоснабжения).
Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Л
(рекомендуемое)

Эксплуатационный журнал пункта редуцирования газа

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Эксплуатационный журнал пункта редуцирования газа
Адрес, номер

Начат_____ 20___ г.

Окончен _____ 20___ г.

Дата проведения технического осмотра	Давление газа на входе, МПа	Давление газа на выходе, МПа	Перепад давления газа на фильтре, кПа	Температура воздуха в помещении, °С	Состояние газопроводов и технических устройств	Выявлены утечки из разъемных соединений (да/нет, количество)	Состояние средств измерений, целостность пломб	Состояние систем инженерно-технического обеспечения	Инициалы, фамилия, личная подпись слесаря
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Дата проведения технического обслуживания, текущего ремонта	Описание выполненных работ, параметры настройки оборудования	Инициалы, фамилия, должность, личная подпись руководителя работ
1	2	3

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение М
(рекомендуемое)

Эксплуатационный журнал средств автоматизированной системы управления технологическими процессами

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный журнал средств автоматизированной системы управления технологическими процессами

Дата выполнения работ	Наименование, адрес, контролируемый телемеханический пункт	Вид работ, техническое обслуживание, плановый ремонт, внеплановый ремонт, поверка средств измерений	Перечень выполненных работ	Заполняется при нарушении работы системы		Дата и время отключения системы	Дата и время включения системы	Инициалы, фамилия, должность исполнителя	Подпись исполнителя	Инициалы, фамилия, должность руководителя работ по ремонту, проверяющего	Подпись руководителя работ по ремонту, проверяющего
				Вид неисправности	Отметка об устранении неисправности, невозможности устранения неисправности						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Н
(рекомендуемое)

Форма плана по восстановлению документации

_____
(наименование ГРО или эксплуатационной организации)

УТВЕРЖДАЮ

Технический руководитель
ГРО или эксплуатационной организации

_____/ _____/
личная подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 20___ г.

План
по восстановлению документации

Объект _____
(наименование объекта, местоположение или адрес)

Разработан на основании проведенного сбора, систематизации и анализа имеющейся в наличии (сохранившейся) документации. Ответственный исполнитель:

_____
(должность, инициалы, фамилия)

Перечень документации

Имеется в наличии	Подлежит восстановлению (дополнению, уточнению)

Перечень характеристик объекта

Установленные	Подлежат установлению (дополнению, уточнению)

Работы по установлению (уточнению) характеристик объекта и восстановлению (дополнению) документации

Наименование работ	Цель выполнения	Ответственный исполнитель	Срок выполнения

Ответственный за координацию работ _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение П
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию законченного строительством распределительного газопровода, газопровода-ввода

Акт №____
ввода в эксплуатацию законченного строительством распределительного газопровода, газопровода-ввода

«_____»_____ 20___ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель эксплуатационной организации _____

_____
(инициалы, фамилия, должность, наименование организации)

и представитель Заказчика_____
(инициалы, фамилия, должность, наименование организации)

подписали настоящий акт ввода в эксплуатацию распределительного газопровода (газопровода-ввода).

Адрес места производства работ_____

Наряд-допуск на производство газоопасных работ №_____

Наряд-допуск получил_____
(инициалы, фамилия, должность руководителя работ)

Дата и время начала работ _____

Дата и время окончания работ _____

С момента подписания настоящего акта распределительный газопровод (газопровод-ввод) считается находящимся в эксплуатации.

Представитель
эксплуатационной организации _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель Заказчика _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Приложение Р
(рекомендуемое)

Акт технического обследования подземного газопровода

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Акт технического обследования подземного газопровода
от _____ № _____

Адрес места производства работ: _____
(адреса газопроводов, объединенных паспортом)

1 Давление газа в газопроводе, МПа_____; материал газопровода_____

2 Длина газопровода, м: межпоселкового _____ распределительного _____ ввода _____

3 Проверка глубины залегания газопровода в характерных точках

№ п/п	Пикет	Глубина залегания газопровода в соответствии с проектной (исполнительной) документацией	Фактическая глубина залегания газопровода

4 Состояние защитного покрытия проверялось _____

Обнаружено мест «индикаций» прибора _____

5 Герметичность газопровода проверялась _____

Обнаружено мест «индикаций» прибора _____

На места повреждения защитного покрытия прилагаются эскизы № _____ на _____ листах.

На места обнаруженных утечек газа прилагаются эскизы № _____ на _____ листах.

6 В процессе производства работ было вырыто _____ шурфа (шурфов)

Выявлены дефекты _____

На места повреждения защитного покрытия прилагаются эскизы № _____

На места обнаруженных утечек газа прилагаются эскизы № _____ с привязками к постоянным ориентирам.
Личная подпись производителя работ _____

_____

7 Очередное техническое обследование подземного газопровода необходимо провести в _____ году.

Начальник службы (участка) _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20__г.

Производитель работ _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20__г.

Примечание — При обследовании изоляции и герметичности газопровода с помощью приборов в пунктах 3, 4 и 5 необходимо указать тип и номер прибора, а также номер свидетельства о поверке и дату поверки.

8 Повторное техническое обследование _____

Производитель работ _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20__г.

Эскиз №_____ к акту №_____

места повреждения защитного покрытия (утечки газа)

На газопроводе _____ давления, местоположение _____

_____

Фиксировано
прибором _____
(тип прибора, характеристика повреждения, характеристика грунта, краткие сведения о ремонте)

Эскиз составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20__г.

Приложение С
(рекомендуемое)

Эксплуатационный журнал проверки состояния охранных зон по маршруту

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный журнал проверки состояния охранных зон

по маршруту № ____

Начат _____ 20 ____г.

Окончен _____ 20 ____г.

Дата проведения проверки состояния охранных зон	Инициалы, фамилия слесаря по эксплуатации и ремонту подземных газопроводов	Описание результатов осмотра	Личная подпись слесаря по эксплуатации и ремонту подземных газопроводов

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Т
(рекомендуемое)

Акт контроля интенсивности запаха газа

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Акт
контроля интенсивности запаха газа

Дата «___» _____ 20__г.

Наименование ГРС _____

Место отбора пробы газа, адрес _____

Номер точки отбора пробы газа на схеме размещения пунктов контроля _____

Метод контроля интенсивности запаха газа — органолептический/приборный
(нужное подчеркнуть)

Наименование и тип прибора (заводской номер) _____

Дата поверки прибора «___» _____ 20__г.

Оценка интенсивности запаха газа _____
(в баллах)

Члены комиссии:

_____	_____	_____
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

_____	_____	_____
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

Приложение У
(рекомендуемое)

Специальный эксплуатационный журнал результатов измерений давления газа

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
постоянно

Специальный эксплуатационный журнал результатов измерений давления газа

№ п/п	Адрес ПРГ	Номер ПРГ	Адрес измерения давления			Точка замера по схеме	Результаты измерений					Подпись
			Населенный пункт	Улица	Дом		Дата	Время, ч:мин	Температура наружного воздуха, °С	Давление на выходе ПРГ, кПа	Давление в точке замера, кПа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Ф
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию установки электрохимической защиты

Акт №____
ввода в эксплуатацию установки электрохимической защиты

«____»_____ 20__г.

Мы, нижеподписавшиеся,
представитель Заказчика _____ ,
(инициалы, фамилия, должность, наименование организации)

представитель
строительно-монтажной организации _____ ,
(инициалы, фамилия, должность, наименование организации)

Представитель
проектной организации _____ ,
(инициалы, фамилия, должность, наименование организации)

представитель
эксплуатационной организации _____ ,
(инициалы, фамилия, должность, наименование организации)

ознакомившись с технической документацией, осмотрев все узлы и детали установки ЭХЗ,
смонтированной по адресу _____ ,

проверив следующие данные о режиме работы установки ЭХЗ по результатам пусконаладочных работ:

величина тока (общая) _____ А

величина тока в перемычках _____ А

номинальное/фактическое напряжение источника энергоснабжения на момент ввода в эксплуатацию ____ /_____В

сопротивление цепи нагрузки ____Ом

напряжение на выходе преобразователя установки ЭХЗ _____ В

замечания по монтажу и наладке установки ЭХЗ: _____ ,
подписали настоящий акт ввода в эксплуатацию установки ЭХЗ. С момента подписания настоящего акта установка ЭХЗ считается находящейся в эксплуатации.

Представитель Заказчика _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель эксплуатационной
организации _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель строительно-
монтажной организации _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель
проектной организации _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Приложение Х
(рекомендуемое)

Акт внепланового (аварийного) ремонта установки ЭХЗ

Акт
внепланового (аварийного) ремонта установки ЭХЗ

1 Адрес расположения установки ЭХЗ _____

2 Марка СКЗ, дренажа, протектора

3 Дата обнаружения неисправности (отказа)

4 Причина неисправности (отказа) _____

5 Дата выполнения работ: _____

6 Выполненные работы:

_____

_____

_____

7 Заключение: _____

Ответственный производитель работ: _____ _____ _____
должность личная подпись Ф.И.О

Руководитель структурного подразделения по защите от коррозии: _____ _____ _____
должность личная подпись Ф.И.О

Приложение Ц
(рекомендуемое)

Акт текущего ремонта установки ЭХЗ

Акт
текущего ремонта установки ЭХЗ

1 Адрес расположения установки ЭХЗ _____

2 Марка СКЗ, дренажа, протектора _____

3 Дата обнаружения неисправности (отказа) _____

4 Неисправность (отказ) _____

5 Дата выполнения работ _____

6 Выполненные работы _____

_____

7 Заключение: _____

Ответственный
производитель работ: _____ _____ _____
должность личная подпись Ф.И.О

Руководитель структурного
подразделения по защите от коррозии: _____ _____ _____
должность личная подпись Ф.И.О

Приложение Ш
(рекомендуемое)

Акт шурфового обследования подземного газопровода

Акт
шурфового обследования подземного газопровода №_____

от «_____» _____20___ г.

1 Наименование газопровода _____

2 Адрес расположения шурфа _____

3 Длина шурфа, м _____

4 Координаты шурфа по GPS (WGS 84) _____

5 Основание для проведения обследования _____
(дефект изоляции, утечка и т. д.)

6 Характеристика трубопровода:

давление _____
(высокое, среднее, низкое)

материал _____

наружный диаметр, мм _____

толщина стенки, мм _____

глубина заложения (от верхней образующей трубопровода до поверхности земли), м _____

_____

год строительства _____

7 Состояние защитного покрытия:

конструкция _____
(усиленного типа, весьма усиленного типа)

материал _____
(полимерное, ленточное полимерно-битумное, мастичное и т. д.)

толщина (из паспорта газопровода), мм _____

толщина (фактическая), мм _____

адгезия (из паспорта газопровода), Н/см^2, МПа _____

адгезия (фактическая), Н/см^2, МПа _____

наличие повреждений _____
(гофры, складки, пустоты, механические и т. д.)

сквозные повреждения _____
(нет/ориентир по часовой шкале от 12:00 до 24:00)

площадь сквозных повреждений, см^2 _____

переходное электрическое сопротивление, Ом/м^2 _____

наружная обертка и ее состояние _____
(нет/материал, удовлетворительное, неудовлетворительное)

наличие влаги под изоляцией _____

8 Состояние наружной поверхности трубы:

наличие продуктов коррозии на трубе под защитным покрытием и в местах отсутствия или повреждения защитного покрытия

_____

характер ржавчины _____
(цвет, бугристая, сплошная, легко- или трудноотделяемая от трубы)

наличие сквозных или несквозных язв _____
(ориентир по часовой шкале от 12:00 до 24:00, примерное число на 1 дм^2)

размеры язв, мм _____
(диаметр, глубина)

9 Характеристика грунта:

тип _____
(глина, песок, суглинок, торф, известняк, чернозем, гравий, щебень и т. д.)

состояние грунта _____
(сухой, влажный, мокрый)

наличие грунтовой воды _____

наличие загрязнений _____

10 Результаты коррозионных исследований:

коррозионная агрессивность грунта _____

удельное электрическое сопротивление, Ом · м _____

средняя плотность катодного тока, А/м^2 _____

биокоррозионная агрессивность грунта _____

наличие опасного действия блуждающих постоянного и переменного токов _____

11 Источники блуждающих токов в районе обследуемого газопровода_____

12 Тип установки ЭХЗ _____ порядковый № _____
(катодная, дренажная, протекторная)

13 Дата ввода в эксплуатацию _____

14 Суммарное время простоя до обнаружения повреждения _____

15 Потенциал газопровода:

при включенной ЭХЗ, В _____

при отключенной ЭХЗ, В _____

16 Заключение о предполагаемых причинах коррозии _____

17 Предлагаемые противокоррозионные мероприятия _____

_____ _____ _____ «___» _____ 20__ г.
должность, наименование организации инициалы, фамилия личная подпись

_____ _____ _____ «___» _____ 20__ г.
должность, наименование организации инициалы, фамилия личная подпись

Приложение Щ
(рекомендуемое)

Режимная карта настройки оборудования пункта редуцирования газа

УТВЕРЖДАЮ

_____

_____

«_____» _____20__ г.

Режимная карта настройки оборудования пункта редуцирования газа_____

Линия редуцирования № _____

Регулятор давления (регулятор-монитор)		Отключающая арматура			Предохранительная арматура		
Номер на схеме	Рабочее давление, МПа	Номер на схеме	Давление настройки, МПа		Номер на схеме	Пределы срабатывания, МПа	
			по понижению	по повышению		начало открытия	давление закрытия
	Допустимое отклонение		Допустимое отклонение			Допустимое отклонение	

Линия редуцирования № ___

Регулятор давления (регулятор-монитор)		Отключающая арматура			Предохранительная арматура		
Номер на схеме	Рабочее давление, МПа	Номер на схеме	Давление настройки, МПа		Номер на схеме	Пределы срабатывания, МПа	
			по понижению	по повышению		давление начала открытия	давление закрытия
	Допустимое отклонение		Допустимое отклонение			Допустимое отклонение	

Режимную карту составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20__ г.

Примечание — Режимная карта настройки оборудования пункта редуцирования газа должна уточняться с учетом установленного оборудования и количества линий редуцирования.

Приложение Э
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию пункта редуцирования газа

Акт №____
ввода в эксплуатацию пункта редуцирования газа

«____»_____ 20__ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель эксплуатационной организации

_____
(инициалы, фамилия, должность, наименование эксплуатационной организации)

и представитель Заказчика _____
(инициалы, фамилия, должность, наименование организации)

подписали настоящий акт ввода в эксплуатацию пункта редуцирования газа, расположенного по адресу:

_____

Обозначение и тип пункта редуцирования газа _____

Наряд-допуск на производство газоопасных работ № _____

Наряд-допуск получил _____
(инициалы, фамилия, должность руководителя работ)

Дата и время начала работ _____

Дата и время окончания работ _____

Контрольная опрессовка пункта редуцирования газа воздухом проведена давлением _____ МПа, в течение _____, падение давления составило _____ МПа.

Первичный пуск газа проведен давлением _____ МПа.

Проведена настройка на следующий установленный проектом режим давления газа в выходном газопроводе:

1 рабочая линия редуцирования:

- регулятор давления _____ МПа;
- регулятор-монитор _____ МПа;
- предохранительная арматура _____ МПа;
- отключающая арматура _____ МПа.

2 резервная линия редуцирования:

- регулятор давления _____ МПа;
- регулятор-монитор _____ МПа;
- предохранительная арматура _____ МПа;
- отключающая арматура _____ МПа.

Проведена настройка, комплексное опробование и приемка АСУ ТП (указать марку АСУ ТП).

Проведена настройка, комплексное опробование и приемка системы контроля загазованности по метану и оксиду углерода.

Проведена проверка герметичности сварных соединений в местах присоединения пункта редуцирования газа к газопроводу.

С момента подписания настоящего акта пункт редуцирования газа считается находящимся в эксплуатации.

Представитель
эксплуатационной организации _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель Заказчика _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Приложение Ю
(рекомендуемое)

Акт приемки автоматизированной системы управления технологическим процессом в эксплуатацию

Акт №____

приемки АСУ ТП в эксплуатацию

«____»_____ 20__ г.

Адрес места производства работ _____

Приемочная комиссия в составе:
Председателя комиссии —
представителя Заказчика _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

членов комиссии:

Монтажной организации _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Проектной организации _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

провела проверку выполненных работ и установила:
1 Монтажной организацией предъявлены к приемке АСУ ТП

_____
(наименование систем или технических средств)

по проектной документации _____
(обозначение проекта, дата разработки)

разработанному (составленному) _____
(наименование организации)

2 Пусконаладочные работы выполнялись _____
(наименование организации)

с «___» _____ 20__ г. по «___» _____ 20__ г.

3 Предъявленная АСУ ТП функционирует в заданных режимах и соответствует требованиям, определенным проектной документацией.
Заключение комиссии:
АСУ ТП, прошедшую комплексную наладку, считать принятой в эксплуатацию с «___» _____ 20__ г.

Перечень прилагаемой к акту документации: _____

Председатель комиссии —
представитель Заказчика _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Члены комиссии: _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Я
(рекомендуемое)

Примерный перечень оснащения аварийно-диспетчерской службы материально-техническими средствами

Оборудование

1) Специальный автомобиль АДС, оборудованный радиостанцией, техническими средствами (на каждую дежурную аварийную бригаду).
2) Передвижная компрессорная установка.
3) Вентиляционная установка.
4) Насос для откачки воды.
5) Насос для откачки конденсата.
6) Комплект бурового инструмента.
7) Автономный источник электроэнергии.
8) Осветительная установка.
9) Комплект оборудования для локализации аварий на полиэтиленовых газопроводах.

Приборы

1) Газоанализатор для метана.
2) Газоанализатор для пропана.
3) Газоанализатор для кислорода и/или угарного газа.
4) Высокочувствительный газоиндикатор или течеискатель.
5) Трассоискатель.
6) Манометры пружинные и жидкостные (или приборы их заменяющие).
7) Электромегафон переносной.

Инструмент

1) Ключи гаечные (двухсторонние, торцевые, разводные).
2) Ключи трубные № 1, 2, 3.
3) Молоток слесарный (стальной и омедненный).
4) Кувалда из цветного металла.
5) Напильники, зубило, отвертки, пассатижи, щетки стальные.
6) Рулетка длиной 10—20 м.
7) Станок ножовочный с полотнами по металлу.
8) Лопаты, кирки, топор, пила по дереву.
9) Тиски слесарные.
10) Труборез.
11) Резьбонарезной инструмент.
12) Крючки для открывания крышек колодцев.

Инвентарь, спецодежда, средства защиты

1) Устройства ограждения, предупредительные знаки.
2) Переносные светильники во взрывозащищенном исполнении.
3) Фонари карманные светосигнальные.
4) Лестница раздвижная 4—6 м.
5) Бандажи для труб диаметром 50—700 мм.
6) Резиновые шланги диаметром 8—25 мм.
7) Домкрат.
8) Спецодежда.
9) Противогазы шланговые.
10) Средства и медикаменты первой доврачебной помощи.
11) Первичные средства пожаротушения.

Материалы

1) Запас труб, трубопроводной арматуры, компенсаторов разных диаметров, деталей с ЗН.
2) Фитинги, сгоны, заглушки, болты, гайки, шпильки, пробки металлические с резьбой.
3) Пробки конические деревянные и резиновые.
4) Сальниковые и уплотнительные материалы.
5) Смазка.

6) Палатка от атмосферных осадков.
7) Шунтирующие перемычки.

Средства связи

1) Телефонная связь, обеспечивающая круглосуточный прием аварийных заявок в зоне обслуживания.
2) Телефонная связь между центральным диспетчерским пунктом с другими служебными помещениями АДС, производственными службами и руководством эксплуатационной организации.
3) Двухсторонняя радиосвязь (или телефонная связь) диспетчера с аварийными бригадами на месте аварий.
4) Средства автоматизированной системы управления режимами работы сети газораспределения.
5) Средства автоматической записи аварийных заявок на электронный (магнитный) носитель.

Примечание — Комплект оборудования, инструментов, инвентаря и материалов в специальных автомобилях АДС должен формироваться с учетом возможных видов аварий в зоне обслуживания АДС и выполняемых работ по их локализации или ликвидации.

Приложение 1
(рекомендуемое)

Примерный перечень документации аварийно-диспетчерской службы

1) Положение об АДС, должностные инструкции специалистов АДС, производственные инструкции рабочего персонала, инструкции по охране труда.

2) Технологическая схема сети газораспределения, карты (в том числе в электронном виде) с нанесенными объектами сетей газораспределения.

3) Сведения о согласованных с поставщиками газа и газотранспортными организациями давлениях газа на выходах из ГРС.

4) Технологические схемы пунктов редуцирования газа, их основные технические характеристики и рабочие параметры.

5) Принципиальные схемы систем электроснабжения средств ЭХЗ и технологической связи.

6) Утвержденные графики перевода промышленных предприятий на резервные виды топлива в период резких похолоданий и аварийного ограничения подачи природного газа промышленным предприятиям.

7) План локализации и ликвидации аварий.

8) План взаимодействия со службами различных ведомств.

9) Копии исполнительной документации (план, профиль и схема сварных стыков газопровода).

10) Планшеты АДС (с указанием подземных инженерных коммуникаций, зданий и других сооружений на расстоянии до 50 м в обе стороны от газопровода).

11) Схема оповещения, сбора и выезда на аварийные объекты персонала производственных подразделений и техники.

12) Схема проезда до пунктов редуцирования газа и других объектов в зоне обслуживания с указанием расстояний от мест базирования аварийных бригад.

13) Схема оповещения об авариях на объектах газораспределительных систем, номера телефонов органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, районов, населенных пунктов, ГО и ЧС, территориальных органов Ростехнадзора, газотранспортных организаций, поставщиков газа, промышленных потребителей газа и других организаций, согласно схемам оповещения.

14) Журнал аварийных заявок.

15) Оперативный журнал.

16) Журнал регистрации газоопасных работ, выполняемых без наряда допуска.

17) Журнал проведения инструктажа на рабочем месте.

18) Актуальный расчет и утвержденный перечень аварийного запаса.

19) Журнал регистрации тренировочных занятий с персоналом аварийно-диспетчерской службы.

Приложение 2
(рекомендуемое)

Журнал аварийных заявок

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
5 лет

Журнал аварийных заявок

Том № _____

С № _____ по № _____

Начат _____ 20___ г.

Окончен _____ 20___ г.

Всего листов _____

№ п/п[1]	Дата поступления заявки		Адрес и инициалы, фамилия заявителя, номер телефона	Содержание заявки	Исполнитель заявки						Характер аварии	Запись о выполненных работах, номер акта	Заявки (работы), переданные в другие службы				Дата и время исполнения работ	Личная подпись дежурного о закрытии заявки
	Число, месяц	Часы, минуты			Инициалы, фамилия	Время получения заявки	Личная подпись/ передана по телефону	Время выезда	Время прибытия на место	Дата и время исполнения заявки			Дата и время передачи	Наименование службы	Инициалы, фамилия принявшего заявку	Личная подпись[2]		

[1] Нумерацию (порядковый номер) заявок следует проводить с начала года.

[2] Графу «личная подпись» заполняет специалист службы, в которую была передана заявка службой АДС.

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 3
(рекомендуемое)

Примерный план локализации и ликвидации аварий в процессе эксплуатации объектов сетей газораспределения

3.1 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Запах газа в подвале здания»

3.1.1 Возможные причины аварии — нарушение целостности подземного газопровода (разрыв стыка или трубы, сквозное коррозионное повреждение стального газопровода и др.), проникновение газа в подвал через грунт или по подземным коммуникациям.

3.1.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

3.1.2.1 Прием заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады.

3.1.2.2 Регистрация аварийной заявки и доведение содержания заявки до сведения руководителя аварийной бригады.

3.1.2.3 Проведение руководителем аварийной бригады краткого инструктажа по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, подготовка необходимой исполнительной документации. Выезд аварийной бригады на место аварии не позднее, чем через 5 мин после получения аварийной заявки.

3.1.2.4 Расстановка предупредительных знаков на въездах к аварийному объекту и принятие мер по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия людей в загазованном помещении и лестничной клетке здания.

3.1.2.5 Определение газоанализатором концентрации газа в подвале, лестничной клетке и помещениях первого этажа.

3.1.2.6 При концентрации газа в подвале до 20 % от НКПРП:

- интенсивная вентиляция подвала, лестничной клетки и помещений первого этажа;
- организация постоянного контроля над изменением концентрации газа в подвале, лестничной клетке и помещениях первого этажа;
- поиск места утечки газа прибором или пенообразующим раствором на наружном газопроводе и внутренних газопроводах в пределах лестничной клетки и в помещениях первого этажа;
- проверка на загазованность подвалов и подъездов соседних зданий.

При обнаружении загазованности подъездов и подвалов соседних зданий — принятие вышеуказанных мер безопасности и проверка загазованности подвалов зданий, колодцев коммуникаций и других сооружений на расстоянии 50 м в обе стороны от подземного газопровода в соответствии с планшетом.

3.1.2.7 При концентрации газа свыше 20 % от НКПРП в подвале здания и/или других сооружениях на расстоянии 50 м в обе стороны от подземного газопровода:

- отключение аварийного участка сети газораспределения (при отключении подачи газа в сети газопотребления предприятий и котельных — с оповещением потребителей газа);
- организация (при необходимости) выезда к месту аварии представителей городских служб согласно плану взаимодействия;
- принятие мер по обесточиванию электросети зданий;
- определение мест утечки газа на подземных газопроводах прибором, внешним и буровым осмотром;
- вскрытие поврежденного участка подземного газопровода;
- ликвидация утечки газа (в том числе временная).

3.1.2.8 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания (по форме, приведенной в приложении 7) и (по прибытии в АДС) оформление и передача в соответствующую службу эксплуатационной организации ремонтной заявки на проведение аварийно-восстановительных работ.

3.1.3 Действия диспетчера

3.1.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности.

3.1.3.2 Регистрирует заявку в журнале.

3.1.3.3 Выписывает заявку аварийной бригаде на устранение аварии.

3.1.3.4 Знакомит руководителя аварийной бригады с содержанием заявки и схемой отключения газопроводов аварийного участка сети газораспределения.

3.1.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.1.3.6 Обеспечивает выезд аварийной бригады на объект в течение 5 мин на специальном автомобиле АДС, укомплектованном инструментом, материалами, приспособлениями и индивидуальными средствами защиты.

3.1.3.7 Поддерживает постоянную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

3.1.3.8 Докладывает об аварии руководству эксплуатационной организации.

3.1.3.9 Дает указания руководителю аварийной бригады по отключению газопроводов аварийного участка сети газораспределения.

3.1.3.10 Обеспечивает (при необходимости) выезд к месту аварии представителей городских служб и организаций согласно плану взаимодействия.

3.1.3.11 Принимает меры по выделению аварийной бригаде дополнительного рабочего персонала и материально-технических средств.

3.1.3.12 Передает телефонограммы руководителям промышленных предприятий и котельных о прекращении подачи газа до ликвидации аварии на газопроводе.

3.1.3.13 Обеспечивает прибытие на место аварии персонала производственных служб эксплуатационной организации.

3.1.3.14 Получает от руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.1.3.15 Оформляет сведения в оперативном журнале об отключении аварийной бригадой газопроводов и пунктов редуцирования газа.

3.1.3.16 Направляет на место аварии очередную сменную аварийную бригаду при продолжительности проведения работ по ликвидации и локализации аварии более одной смены.

3.1.3.17 Регистрирует акт аварийно-диспетчерского обслуживания по прибытии аварийной бригады с места аварии.

3.1.3.18 Оформляет ремонтную заявку на выполнение аварийно-восстановительных работ и передает ее в производственную службу эксплуатационной организации.

3.1.4 Действия руководителя аварийной бригады

3.1.4.1 Получает от диспетчера заявку на устранение аварии, подготавливает необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.1.4.2 Проверяет наличие исправного газоанализатора и средств индивидуальной защиты.

3.1.4.3 Проводит краткий инструктаж персонала аварийной бригады по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, знакомит его с планшетом, порядком отключения объекта (района), выезжает с аварийной бригадой на место аварии.

3.1.4.4 По прибытии на место аварии проверяет загазованность подвала здания, указанного в аварийной заявке. Если запах газа не ощущается и загазованность подвала здания не подтверждается показаниями газоанализатора, выясняет у заявителя причину ложной аварийной заявки. При выявлении загазованности обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 3.1.2.4—3.1.2.7.

3.1.4.5 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.1.4.6 Под руководством диспетчера производит отключение газопроводов аварийного участка от сети газораспределения.

3.1.4.7 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

3.1.4.8 Вызывает через диспетчера представителей городских служб и организаций, согласно плану взаимодействия, персонал производственных служб эксплуатационной организации.

3.1.4.9 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания после локализации или ликвидации аварии и (по прибытии с места аварии) передает его диспетчеру.

3.1.5 Действия слесаря аварийно-восстановительных работ в газовом хозяйстве

3.1.5.1 Уясняет характер аварийной заявки.

3.1.5.2 Проверяет средства индивидуальной защиты.

3.1.5.3 Выезжает на место аварии в составе аварийной бригады.

3.1.5.4 Устанавливает наличие газа с помощью газоанализатора и участвует в поиске места утечки.

3.1.5.5 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь и механизмы к работе на месте аварии.

3.1.5.6 Выполняет работы в соответствии с 3.1.2.4—3.1.2.7 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.1.5.7 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

3.1.6 Действия водителя

3.1.6.1 Выезжает с аварийной бригадой на место аварии кратчайшим путем.

3.1.6.2 Поддерживает непрерывную связь с диспетчером.

3.1.6.3 По прибытии на место ставит специальный автомобиль АДС не ближе 15 м от места расположения загазованного объекта с наветренной стороны в положение, обеспечивающее перекрытие проездов в загазованную зону и возможность наблюдения за перемещением посторонних лиц, в ночное время — освещение фарами загазованной зоны и подключение переносного освещения.

3.1.6.4 Выполняет работы в соответствии с 3.1.2.4—3.1.2.7 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.1.6.5 Доставляет аварийную бригаду с места аварии в АДС.

3.2 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Запах газа на улице»

3.2.1 Возможные причины аварии — разрыв сварного стыка, образование свища в результате коррозии газопровода, негерметичность резьбовых и сварных соединений, оголовков конденсатосборников и другие дефекты.

3.2.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

3.2.2.1 Прием заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады.

3.2.2.2 Регистрация аварийной заявки и доведение содержания заявки до сведения руководителя аварийной бригады.

3.2.2.3 Проведение руководителем аварийной бригады краткого инструктажа по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, подготовка необходимой исполнительной документации. Выезд аварийной бригады на место аварии не позднее, чем через 5 мин после получения аварийной заявки.

3.2.2.4 Расстановка предупредительных знаков на въездах к загазованной зоне и принятие мер по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия людей вблизи аварийного объекта.

3.2.2.5 Осмотр трасс подземных (наземных) и надземных газопроводов, находящихся в загазованной зоне.

3.2.2.6 Проверка на загазованность подвалов зданий, колодцев коммуникаций и других сооружений, расположенных в радиусе 50 м от загазованной зоны.

При обнаружении загазованности подвалов зданий, колодцев коммуникаций и других сооружений с концентрацией газа до 20 % от НКПРП:

- интенсивная вентиляция подвала, колодца и др.;
- организация постоянного контроля над изменением концентрации газа;
- проверка на загазованность подвалов и подъездов соседних зданий.

При концентрации газа свыше 20 % от НКПРП:

- отключение участка сети газораспределения (при отключении подачи газа в сети газопотребления предприятий и котельных — с оповещением потребителей газа);
- организация (при необходимости) выезда к месту аварии представителей городских служб, согласно плану взаимодействия;
- принятие мер по обесточиванию электросети зданий;
- определение мест утечки газа на подземных газопроводах прибором, внешним и буровым осмотром;
- вскрытие поврежденного участка подземного газопровода;
- ликвидация утечки газа (в том числе временная).

3.2.2.7 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и (по прибытии в АДС) оформление и передача в соответствующую службу эксплуатационной организации ремонтной заявки на проведение аварийно-восстановительных работ.

3.2.3 Действия диспетчера

3.2.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности.

3.2.3.2 Регистрирует заявку в журнале.

3.2.3.3 Выписывает заявку аварийной бригаде на устранение аварии.

3.2.3.4 Знакомит руководителя аварийной бригады с содержанием заявки и схемой отключения газопроводов аварийного участка сети газораспределения.

3.2.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.2.3.6 Обеспечивает выезд аварийной бригады на объект в течение 5 мин на специальном автомобиле АДС, укомплектованном инструментом, материалами, приспособлениями и индивидуальными средствами защиты.

3.2.3.7 Поддерживает постоянную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

3.2.3.8 Докладывает об аварии руководству эксплуатационной организации.

3.2.3.9 Дает указания руководителю аварийной бригады по отключению аварийного участка сети газораспределения.

3.2.3.10 Обеспечивает (при необходимости) выезд к месту аварии представителей городских служб и организаций согласно плану взаимодействия.

3.2.3.11 Принимает меры по выделению аварийной бригаде дополнительного рабочего персонала и материально-технических средств.

3.2.3.12 Передает телефонограммы руководителям промышленных предприятий и котельных о прекращении подачи газа до ликвидации аварии на газопроводе.

3.2.3.13 Обеспечивает прибытие на место аварии персонала производственных служб эксплуатационной организации.

3.2.3.14 Получает от руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.2.3.15 Оформляет записями в оперативном журнале сведения об отключении аварийной бригадой газопроводов и пунктов редуцирования газа.

3.2.3.16 Направляет на место аварии очередную сменную аварийную бригаду при продолжительности проведения работ по ликвидации и локализации аварии более одной смены.

3.2.3.17 Регистрирует акт аварийно-диспетчерского обслуживания по прибытии аварийной бригады с места аварии.

3.2.3.18 Оформляет ремонтную заявку на выполнение аварийно-восстановительных работ и передает ее в производственную службу эксплуатационной организации.

3.2.4 Действия руководителя аварийной бригады

3.2.4.1 Получает от диспетчера заявку на устранение аварии, подготавливает необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.2.4.2 Проверяет наличие исправного газоанализатора и средств индивидуальной защиты.

3.2.4.3 Проводит краткий инструктаж персонала аварийной бригады по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, знакомит его с планшетом, порядком отключения объекта (района), выезжает с аварийной бригадой на место аварии.

3.2.4.4 По прибытии на место аварии проверяет загазованность подвала здания, указанного в аварийной заявке. Если запах газа не ощущается и загазованность подвала здания не подтверждается показаниями газоанализатора, выясняет у заявителя причину ложной аварийной заявки. При выявлении загазованности — обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 3.2.2.4—3.2.2.7.

3.2.4.5 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.2.4.6 Под руководством диспетчера проводит отключение аварийного участка сети газораспределения.

3.2.4.7 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

3.2.4.8 Вызывает через диспетчера представителей городских служб и организаций, согласно плану взаимодействия, персонал производственных служб эксплуатационной организации.

3.2.4.9 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания после локализации или ликвидации аварии и (по прибытии с места аварии) передает его диспетчеру.

3.2.5 Действия слесаря аварийно-восстановительных работ в газовом хозяйстве

3.2.5.1 Уясняет характер аварийной заявки.

3.2.5.2 Проверяет средства индивидуальной защиты.

3.2.5.3 Выезжает на место аварии в составе аварийной бригады.

3.2.5.4 Устанавливает наличие газа с помощью газоанализатора и участвует в поиске места утечки.

3.2.5.5 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь и механизмы к работе на месте аварии.

3.2.5.6 Выполняет работы в соответствии с 3.2.2.4—3.2.2.7 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.2.5.7 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

3.2.6 Действия водителя

3.2.6.1 Выезжает с аварийной бригадой на место аварии кратчайшим путем.

3.2.6.2 Поддерживает непрерывную связь с диспетчером.

3.2.6.3 По прибытии на место ставит специальный автомобиль АДС не ближе 15 м от места расположения загазованного объекта с наветренной стороны в положение, обеспечивающее перекрытие проездов в загазованную зону и возможность наблюдения за перемещением посторонних лиц, в ночное время — освещает фарами загазованную зону и подключает переносное освещение.

3.2.6.4 Выполняет работы в соответствии с 3.2.2.4—3.2.2.7 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.2.6.5 Доставляет аварийную бригаду с места аварии в АДС.

3.3 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Выход газа из конденсатосборника»

3.3.1 Возможные причины аварии — повреждение стояка конденсатосборника, повреждение конденсатосборника в результате коррозии и др.

3.3.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

3.3.2.1 Прием заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады.

3.3.2.2 Регистрация аварийной заявки и доведение содержания заявки до сведения руководителя аварийной бригады.

3.3.2.3 Проведение руководителем аварийной бригады краткого инструктажа по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, подготовка необходимой исполнительной документации. Выезд аварийной бригады на место аварии не позднее, чем через 5 мин после получения аварийной заявки.

3.3.2.4 Расстановка предупредительных знаков на въездах к загазованному объекту и принятие мер по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия людей вблизи аварийного объекта.

3.3.2.5 Принятие мер по устранению открытого выхода газа из конденсатосборника.

3.3.2.6 Проверка на загазованность с помощью газоанализатора подвалов зданий, колодцев коммуникаций и других сооружений в радиусе до 50 м от аварийного объекта.

3.3.2.7 При выходе из строя верхнего нарезанного конца стояка конденсатосборника нарезка на нем новой резьбы, навертывание муфты и ввертывание в нее заглушки.

3.3.2.8 Проверка целостности поврежденного конденсатосборника буровым осмотром или прибором.

3.3.2.9 При возникновении аварии на конденсатосборнике высокого и среднего давления — предупреждение потребителей промышленных предприятий и отопительных котельных о снижении давления или о временном прекращении подачи газа.

3.3.2.10 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и (по прибытии в АДС) оформление и передача в соответствующую службу эксплуатационной организации ремонтной заявки на проведение аварийно-восстановительных работ.

3.3.3 Действия диспетчера

3.3.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности.

3.3.3.2 Регистрирует заявку в журнале.

3.3.3.3 Выписывает заявку аварийной бригаде на устранение аварии.

3.3.3.4 Знакомит руководителя аварийной бригады с содержанием заявки и схемой отключения газопроводов аварийного участка от сети газораспределения.

3.3.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.3.3.6 Обеспечивает выезд аварийной бригады на объект в течение 5 мин на специальном автомобиле АДС, укомплектованном инструментом, материалами, приспособлениями и индивидуальными средствами защиты.

3.3.3.7 Поддерживает постоянную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

3.3.3.8 Докладывает об аварии руководству эксплуатационной организации.

3.3.3.9 Дает указания руководителю аварийной бригады по отключению газопроводов аварийного объекта (района) от сети газораспределения.

3.3.3.10 Обеспечивает (при необходимости) выезд к месту аварии представителей городских служб и организаций согласно плану взаимодействия.

3.3.3.11 Принимает меры по выделению аварийной бригаде дополнительного рабочего персонала и материально-технических средств.

3.3.3.12 Передает телефонограммы руководителям промышленных предприятий и котельных о прекращении подачи газа до ликвидации аварии на газопроводе.

3.3.3.13 Обеспечивает прибытие на место аварии персонала производственных служб эксплуатационной организации.

3.3.3.14 Получает от руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.3.3.15 Оформляет записями в оперативном журнале сведения об отключении аварийной бригадой газопроводов и пунктов редуцирования газа.

3.3.3.16 Направляет на место аварии очередную сменную аварийную бригаду при продолжительности проведения работ по ликвидации и локализации аварии более одной смены.

3.3.3.17 Регистрирует акт аварийно-диспетчерского обслуживания по прибытии аварийной бригады с места аварии.

3.3.3.18 Оформляет ремонтную заявку на выполнение аварийно-восстановительных работ и передает ее в производственную службу эксплуатационной организации.

3.3.4 Действия руководителя аварийной бригады

3.3.4.1 Получает от диспетчера заявку на устранение аварии, подготавливает необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.3.4.2 Проверяет наличие исправного газоанализатора и средств индивидуальной защиты.

3.3.4.3 Проводит краткий инструктаж персонала аварийной бригады по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, знакомит его с планшетом, порядком отключения объекта (района), выезжает с аварийной бригадой на место аварии.

3.3.4.4 По прибытии на место аварии проверяет загазованность колодца, указанного в аварийной заявке. Если запах газа не ощущается и загазованность колодца не подтверждается показаниями газоанализатора, выясняет у заявителя причину ложной аварийной заявки. При выявлении загазованности обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 3.3.2.4—3.3.2.9.

3.3.4.5 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.3.4.6 Под руководством диспетчера проводит отключение газопроводов аварийного объекта (района) от сети газораспределения.

3.3.4.7 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

3.3.4.8 Вызывает через диспетчера представителей городских служб и организаций, согласно плану взаимодействия, персонал производственных служб эксплуатационной организации.

3.3.4.9 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания после локализации или ликвидации аварии и (по прибытии с места аварии) передает его диспетчеру.

3.3.5 Действия слесаря аварийно-восстановительных работ в газовом хозяйстве

3.3.5.1 Уясняет характер аварийной заявки.

3.3.5.2 Проверяет средства индивидуальной защиты.

3.3.5.3 Выезжает на место аварии в составе аварийной бригады.

3.3.5.4 Устанавливает наличие газа с помощью газоанализатора и участвует в поиске места утечки.

3.3.5.5 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь и механизмы к работе на месте аварии.

3.3.5.6 Выполняет работы в соответствии с 3.3.2.4—3.3.2.9 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.3.5.7 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

3.3.6 Действия водителя

3.3.6.1 Выезжает с аварийной бригадой на место аварии кратчайшим путем.

3.3.6.2 Поддерживает непрерывную связь с диспетчером.

3.3.6.3 По прибытии на место ставит специальный автомобиль АДС не ближе 15 м от места расположения загазованного объекта с наветренной стороны в положение, обеспечивающее перекрытие проездов в загазованную зону и возможность наблюдения за перемещением посторонних лиц, в ночное время — освещает фарами загазованную зону и подключает переносное освещение.

3.3.6.4 Выполняет работы в соответствии с 3.3.2.4—3.3.2.9 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.3.6.5 Доставляет аварийную бригаду с места аварии в АДС.

3.4 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Запах газа у газового колодца»

3.4.1 Возможные причины аварии — неисправна задвижка: трещина в корпусе, отрыв фланца, поломка нажимной буксы сальника; нарушение герметичности фланцевых и сварных соединений газопровода с задвижкой и компенсатором и др.

3.4.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

3.4.2.1 Прием заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады.

3.4.2.2 Регистрация аварийной заявки и доведение содержания заявки до сведения руководителя аварийной бригады.

3.4.2.3 Проведение руководителем аварийной бригады краткого инструктажа по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, подготовка необходимой исполнительной документации. Выезд аварийной бригады на место аварии не позднее, чем через 5 мин после получения аварийной заявки.

3.4.2.4 Расстановка предупредительных знаков на въездах к загазованному объекту и принятие мер по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия людей вблизи аварийного объекта.

3.4.2.5 Определение концентрации газа в газовом колодце и установление наличия газа в колодцах подземных сооружений, подвалах и первых этажах зданий в радиусе до 50 м от загазованного колодца с помощью газоанализатора.

3.4.2.6 Отключение электрозащиты.

3.4.2.7 При наличии загазованности только колодца принимаются меры к уменьшению или полному прекращению выхода газа, вентиляция колодца.

3.4.2.8 Поиск места утечки газа.

3.4.2.9 Сообщение начальнику АДС, руководству эксплуатационной организации, городским службам об аварии согласно плану взаимодействия.

3.4.2.10 При авариях на газопроводах высокого и среднего давлений — предупреждение потребителей промышленных предприятий и отопительных котельных о снижении давления или о временном прекращении подачи газа.

3.4.2.11 Отключение участка газопровода путем закрытия соответствующих задвижек с обязательной установкой заглушек до и после неисправного участка и проверкой наличия шунтирующей перемычки в аварийном колодце.

3.4.2.12 Продувка отключенного газопровода воздухом и анализ газовоздушной смеси с целью установления отсутствия взрывоопасной концентрации газа в отключенном участке газопровода и в колодце.

3.4.2.13 Ликвидация утечки газа.

3.4.2.14 Снятие заглушек, закрепление фланцевых соединений и продувка отключенного участка газопровода газом под давлением, не превышающим 0,005 МПа, анализ газовоздушной смеси с целью определения в ней процентного содержания кислорода.

3.4.2.15 Извещение потребителей газа о возобновлении подачи газа.

3.4.2.16 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и (по прибытии в АДС) оформление и передача в соответствующую службу эксплуатационной организации ремонтной заявки на проведение аварийно-восстановительных работ.

3.4.3 Действия диспетчера

3.4.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности.

3.4.3.2 Регистрирует заявку в журнале.

3.4.3.3 Выписывает заявку аварийной бригаде на устранение аварии.

3.4.3.4 Знакомит руководителя аварийной бригады с содержанием заявки и схемой отключения газопроводов аварийного участка от сети газораспределения.

3.4.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.4.3.6 Обеспечивает выезд аварийной бригады на объект в течение 5 мин на специальном автомобиле АДС, укомплектованном инструментом, материалами, приспособлениями и индивидуальными средствами защиты.

3.4.3.7 Поддерживает постоянную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

3.4.3.8 Докладывает об аварии руководству эксплуатационной организации.

3.4.3.9 Дает указания руководителю аварийной бригады по отключению аварийного участка сети газораспределения.

3.4.3.10 Обеспечивает (при необходимости) выезд к месту аварии представителей городских служб и организаций согласно плану взаимодействия.

3.4.3.11 Принимает меры по выделению аварийной бригаде дополнительного рабочего персонала и материально-технических средств.

3.4.3.12 Передает телефонограммы руководителям промышленных предприятий и котельных о прекращении подачи газа до ликвидации аварии на газопроводе.

3.4.3.13 Обеспечивает прибытие на место аварии персонала производственных служб эксплуатационной организации.

3.4.3.14 Получает от руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.4.3.15 Оформляет записями в оперативном журнале сведения об отключении аварийной бригадой газопроводов и пунктов редуцирования газа.

3.4.3.16 Направляет на место аварии очередную сменную аварийную бригаду при продолжительности проведения работ по ликвидации и локализации аварии более одной смены.

3.4.3.17 Регистрирует акт аварийно-диспетчерского обслуживания по прибытии аварийной бригады с места аварии.

3.4.3.18 Оформляет ремонтную заявку на выполнение аварийно-восстановительных работ и передает ее в производственную службу эксплуатационной организации.

3.4.4 Действия руководителя аварийной бригады

3.4.4.1 Получает от диспетчера заявку на устранение аварии, подготавливает необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.4.4.2 Проверяет наличие исправного газоанализатора и средств индивидуальной защиты.

3.4.4.3 Проводит краткий инструктаж персонала аварийной бригады по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, знакомит его с планшетом, порядком отключения объекта (района), выезжает с аварийной бригадой на место аварии.

3.4.4.4 По прибытии на место аварии проверяет загазованность объекта, указанного в аварийной заявке. Если запах газа не ощущается и загазованность объекта не подтверждается показаниями газоанализатора, выясняет у заявителя причину ложной аварийной заявки. При выявлении загазованности — обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 3.4.2.4—3.4.2.15.

3.4.4.5 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.4.4.6 Под руководством диспетчера проводит отключение газопроводов аварийного объекта (района) от сети газораспределения.

3.4.4.7 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

3.4.4.8 Вызывает через диспетчера представителей городских служб и организаций, согласно плану взаимодействия, персонал производственных служб эксплуатационной организации.

3.4.4.9 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания после локализации или ликвидации аварии и (по прибытии с места аварии) передает его диспетчеру.

3.4.5 Действия слесаря аварийно-восстановительных работ в газовом хозяйстве

3.4.5.1 Уясняет характер аварийной заявки.

3.4.5.2 Проверяет средства индивидуальной защиты.

3.4.5.3 Выезжает на место аварии в составе аварийной бригады.

3.4.5.4 Устанавливает наличие газа с помощью газоанализатора и участвует в поиске места утечки.

3.4.5.5 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь и механизмы к работе на месте аварии.

3.4.5.6 Выполняет работы в соответствии с 3.4.2.5—3.4.2.15 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.4.5.7 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

3.4.6 Действия водителя

3.4.6.1 Выезжает с аварийной бригадой на место аварии кратчайшим путем.

3.4.6.2 Поддерживает непрерывную связь с диспетчером.

3.4.6.3 По прибытии на место ставит специальный автомобиль АДС не ближе 15 м от места расположения загазованного объекта с наветренной стороны в положение, обеспечивающее перекрытие проездов в загазованную зону и возможность наблюдения за перемещением посторонних лиц, в ночное время - освещает фарами загазованную зону и подключает переносное освещение.

3.4.6.4 Выполняет работы в соответствии с 3.4.2.4—3.4.2.15 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.4.6.5 Доставляет аварийную бригаду с места аварии в АДС.

3.5 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Запах газа у пункта редуцирования газа»

3.5.1 Возможные причины аварии — разрыв сварного стыка на газопроводе, нарушение плотности фланцевого соединения и др.

3.5.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

3.5.2.1 Прием заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады.

3.5.2.2 Регистрация аварийной заявки и доведение содержания заявки до сведения руководителя аварийной бригады.

3.5.2.3 Проведение руководителем аварийной бригады краткого инструктажа по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, подготовка необходимой исполнительной документации. Выезд аварийной бригады на место аварии не позднее, чем через 5 мин после получения аварийной заявки.

3.5.2.4 Расстановка предупредительных знаков у аварийного пункта.

3.5.2.5 Проветривание помещения пункта и выключение (при наличии) отопительного оборудования.

3.5.2.6 Отключение электрозащиты (при наличии).

3.5.2.7 Проверка на загазованность с помощью газоанализатора помещения пункта, колодцев подземных сооружений, подвалов зданий в радиусе 50 м от аварийного пункта.

3.5.2.8 Поиск места утечки газа.

3.5.2.9 При необходимости отключения пункта — повышение давления газа на ближайших закольцованных пунктах редуцирования газа (при необходимости).

3.5.2.10 Принятие мер к устранению выхода газа путем закрытия задвижек на входе и выходе аварийного пункта редуцирования газа с обязательной установкой заглушек до и после неисправного участка, а также шунтирующих перемычек.

3.5.2.11 Сброс газа через продувочный газопровод в атмосферу.

3.5.2.12 Продувка отключенного участка воздухом и анализ газовоздушной смеси с целью установления отсутствия взрывоопасной концентрации газа как в отключенном участке газопровода, так и в помещении пункта.

3.5.2.13 Ликвидация утечки.

3.5.2.14 Снятие заглушек, закрепление фланцевых соединений и продувка системы газом под давлением, не превышающим 0,005 МПа, с анализом газа с целью определения в нем процентного содержания кислорода.

3.5.2.15 Проверка плотности фланцевых, сварных и резьбовых соединений.

3.5.2.16 Пуск газа в пункт, настройка оборудования на заданный режим и проверка помещения пункта на загазованность с помощью газоанализатора.

3.5.2.17 Восстановление давления газа в соответствии с режимными картами на ближайших закольцованных пунктах (при необходимости).

3.5.2.18 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и (по прибытии в АДС) оформление и передача в соответствующую службу эксплуатационной организации ремонтной заявки на проведение аварийно-восстановительных работ.

3.5.3 Действия диспетчера

3.5.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности.

3.5.3.2 Регистрирует заявку в журнале.

3.5.3.3 Выписывает заявку аварийной бригаде на устранение аварии.

3.5.3.4 Знакомит руководителя аварийной бригады с содержанием заявки и схемой отключения газопроводов аварийного участка от сети газораспределения.

3.5.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.5.3.6 Обеспечивает выезд аварийной бригады на объект в течение 5 мин на специальном автомобиле АДС, укомплектованном инструментом, материалами, приспособлениями и индивидуальными средствами защиты.

3.5.3.7 Поддерживает постоянную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

3.5.3.8 Докладывает об аварии руководству эксплуатационной организации.

3.5.3.9 Дает указания руководителю аварийной бригады по отключению газопроводов аварийного объекта (района) от сети газораспределения.

3.5.3.10 Обеспечивает (при необходимости) выезд к месту аварии представителей городских служб и организаций согласно плану взаимодействия.

3.5.3.11 Принимает меры по выделению аварийной бригаде дополнительного рабочего персонала и материально-технических средств.

3.5.3.12 Передает телефонограммы руководителям промышленных предприятий и котельных о прекращении подачи газа до ликвидации аварии на газопроводе.

3.5.3.13 Обеспечивает прибытие на место аварии персонала производственных служб эксплуатационной организации.

3.5.3.14 Получает от руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.5.3.15 Оформляет записями в оперативном журнале сведения об отключении аварийной бригадой газопроводов и пунктов редуцирования газа.

3.5.3.16 Направляет на место аварии очередную сменную аварийную бригаду при продолжительности проведения работ по ликвидации и локализации аварии более одной смены.

3.5.3.17 Регистрирует акт аварийно-диспетчерского обслуживания по прибытии аварийной бригады с места аварии.

3.5.3.18 Оформляет ремонтную заявку на выполнение аварийно-восстановительных работ и передает ее в производственную службу эксплуатационной организации.

3.5.4 Действия руководителя аварийной бригады

3.5.4.1 Получает от диспетчера заявку на устранение аварии, подготавливает необходимую документацию (планшет, схему сварных стыков, исполнительную документацию).

3.5.4.2 Проверяет наличие исправного газоанализатора и средств индивидуальной защиты.

3.5.4.3 Проводит краткий инструктаж персонала аварийной бригады по выполнению газоопасных работ на аварийном объекте и мерах безопасности, знакомит его с планшетом, порядком отключения объекта (района), выезжает с аварийной бригадой на место аварии.

3.5.4.4 По прибытии на место аварии проверяет загазованность пункта, указанного в аварийной заявке. Если запах газа не ощущается и загазованность пункта не подтверждается показаниями газоанализатора, выясняет у заявителя причину ложной аварийной заявки. При выявлении загазованности обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 3.5.2.4—3.5.2.17.

3.5.4.5 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по ликвидации аварии.

3.5.4.6 Под руководством диспетчера проводит отключение газопроводов аварийного объекта (района) от сети газораспределения.

3.5.4.7 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

3.5.4.8 Вызывает через диспетчера представителей городских служб и организаций, согласно плану взаимодействия персонала производственных служб эксплуатационной организации.

3.5.4.9 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания после локализации или ликвидации аварии и (по прибытии с места аварии) передает его диспетчеру.

3.5.5 Действия слесаря аварийно-восстановительных работ в газовом хозяйстве

3.5.5.1 Уясняет характер аварийной заявки.

3.5.5.2 Проверяет средства индивидуальной защиты.

3.5.5.3 Выезжает на место аварии в составе аварийной бригады.

3.5.5.4 Устанавливает наличие газа с помощью газоанализатора и участвует в поиске места утечки.

3.5.5.5 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь и механизмы к работе на месте аварии.

3.5.5.6 Выполняет работы в соответствии с 3.5.2.4—3.5.2.17 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.5.5.7 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

3.5.6 Действия водителя

3.5.6.1 Выезжает с аварийной бригадой на место аварии кратчайшим путем.

3.5.6.2 Поддерживает непрерывную связь с диспетчером.

3.5.6.3 По прибытии на место ставит специальный автомобиль АДС не ближе 15 м от места расположения загазованного объекта с наветренной стороны в положение, обеспечивающее перекрытие проездов в загазованную зону и возможность наблюдения за перемещением посторонних лиц, в ночное время — освещает фарами загазованную зону и подключает переносное освещение.

3.5.6.4 Выполняет работы в соответствии с 3.5.2.4—3.5.2.17 по указанию руководителя аварийной бригады, докладывает ему об их выполнении.

3.5.6.5 Доставляет аварийную бригаду с места аварии в АДС.

Приложение 4
(рекомендуемое)

Журнал регистрации тренировочных занятий с персоналом аварийно-диспетчерской службы

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
5 лет

Журнал регистрации тренировочных занятий с персоналом аварийно-диспетчерской службы

Том № _____

С № _____ по № _____

Начат _____ 20___ г.

Окончен _____ 20___ г.

Всего листов _____

Дата и время проведения занятия	Тема занятия и место проведения	Инициалы, фамилия, должность, личная (электронная) подпись лица, проводившего занятие	Инициалы, фамилия, должность, личная подпись, квалификация лиц, участвовавших в занятиях	Содержание занятий и замечания по результатам их проведения
1	2	3	4	5

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 5
(рекомендуемое)

Оперативный журнал аварийно-диспетчерской службы

_____
(наименование эксплуатационной организации)

Срок хранения:
5 лет

Начат _____ 20__ г.

Окончен _____ 20__ г.

Оперативный журнал аварийно-диспетчерской службы

Дата	Время	Описание события	Личные (электронные) подписи о сдаче и приемке смены	Замечания
1	2	3	4	5

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 6
(рекомендуемое)

Акт результатов анализа аварийных заявок

_____
(газораспределительная организация)

Срок хранения:
постоянно

Акт № ____ _____ 20____г.
месяц год

результатов анализа аварийных заявок

Количество данных происшествий	Характер происшествия (аварии, инцидента)	Причина происшествия	Последствия происшествия

Предложения по сокращению аварийности: _____

_____

Руководитель аварийной бригады _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены аварийной бригады _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Акт принят на учет
«____» _____20___ г.

Руководитель АДС _____ _____
подпись Ф.И.О

_____ _____
личная подпись Ф.И.О
(лица, принявшего акт на учет)

Приложение 7
(рекомендуемое)

Акт аварийно-диспетчерского обслуживания сети газораспределения

_____
(газораспределительная организация)

Срок хранения:
постоянно

Акт № ____

аварийно-диспетчерского обслуживания сети газораспределения

Заявка в АДС № _____

Выезд аварийной бригады ___ ч ___ мин

Принята _____ ч ____ мин.
(число, месяц, год)

Мы, нижеподписавшиеся, _____

составили настоящий акт в том, что по адресу: _____

_____

произошла авария, инцидент
(нужное подчеркнуть)

при использовании газа.

Характер происшествия _____
(взрыв, пожар, воспламенение, удушье, отравление, травмирование и т. п.)

_____

Последствия происшествия_____

_____
(характер разрушения, наличие и число пострадавших)

Состояние (целостность) сети газораспределения:

- газопроводов _____

- ПРГ _____

Сведения о пострадавших:

Фамилия, имя, отчество	Возраст	Характер травмы

Предварительное заключение о причинах аварии, несчастного случая: _____

_____

Состав работ, выполненных при аварийно-диспетчерском обслуживании _____

_____

Проведено отключение: _____
(газопровода, ПРГ и т.д.)

_____ с установкой заглушки на газопроводе.

Время отключения _____ ч _____ мин.

Ответственное лицо _____
(инициалы, фамилия лица, под ответственность которого передана заглушка

_____
на газопроводе)

Работа АДС закончена в _____ ч _____ мин _____
(число, месяц, год)

Руководитель аварийной бригады _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены аварийной бригады _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Акт принят на учет _____ «____» _____20__ г.
(личная подпись, инициалы, фамилия лица, принявшего акт на учет)

Библиография

[1] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (утвержден решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 825)

УДК 662.767:006.354 МКС 75.180.20

Ключевые слова: системы газораспределительные, эксплуатация, сети газораспределения, природный газ, эксплуатационная документация, пункт редуцирования газа, распределительный газопровод, электрохимическая защита

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Подписано в печать 11.12.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 13,02 Уч.-изд. л. 11,07. Тираж 17 экз. Зак. 2642

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано 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

МКС 75.180.20

Поправка к ГОСТ 34741—2021 Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Пункт 8.2.3, первый абзац	но не реже 1 раза в месяц для ИП и ГРПБ	но не реже 1 раза в месяц для ГРП и ГРПБ

(ИУС № 5 2023 г.)

Поправка к ГОСТ 34741—2021 Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа

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

(ИУС № 9 2023 г.)

gost.e-ecolog.ru