МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 34715.0— 2021

Системы газораспределительные

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЛИКВИДАЦИЯ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Часть 0

Общие требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

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 29 января 2021 г. № 136-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
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 16 марта 2021 г. № 142-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34715.0—2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 декабря 2021 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

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

© Стандартинформ, оформление, 2021

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 3
4 Сокращения 4
5 Система менеджмента качества и персонал организаций 4
6 Состав и качество газа 5
7 Проектирование 5
7.1 Общие положения 5
7.2 Трубы и соединительные детали 8
7.3 Трубопроводная арматура 8
7.4 Пункты редуцирования газа 10
7.5 Узлы измерений расхода газа 10
7.6 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа . . 11
7.7 Противокоррозионная защита 11
7.8 Способы прокладки газопровода 12
7.9 Обозначение и привязка наружных газопроводов, технологических и технических устройств сетей газораспределения 15
7.10 Устройство систем безопасности и обеспечение контролепригодности 17
7.11 Охрана окружающей среды при проектировании 18
8 Транспортирование и хранение труб, соединительных деталей, материалов, технических и технологических устройств 19
8.1 Транспортирование 19
8.2 Хранение труб, материалов, технических и технологических устройств 19
9 Строительство 20
9.1 Общие положения 20
9.2 Присоединение к действующим газопроводам 23
9.3 Методы прокладки газопроводов 23
9.4 Контроль качества строительно-монтажных работ 24
9.5 Охрана окружающей среды при строительстве 24
9.6 Испытания давлением 25
9.7 Приемка и ввод в эксплуатацию сетей газораспределения 25
10 Ликвидация 26
Приложение А (справочное) Пример оформления опознавательного знака 27
Приложение Б (рекомендуемое) Форма строительного паспорта подземного (надземного) газопровода, газопровода-ввода 28
Приложение В (рекомендуемое) Форма строительного паспорта пункта редуцирования газа 31
Приложение Г (рекомендуемое) Форма строительного паспорта установки электрохимической защиты 33
Библиография 34

Введение

Стандарт предназначен для применения при проектировании, строительстве и ликвидации сетей газораспределения и входит в серию стандартов «Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа», состоящую из следующих частей:

- Часть 0. Общие требования;
- Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы;
- Часть 2. Стальные газопроводы.

Настоящий стандарт принят в целях:

- обеспечения условий безопасной эксплуатации сетей газораспределения давлением до 1,2 МПа включительно;
- защиты жизни и/или здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, государственного и муниципального имущества;
- охраны окружающей среды, в том числе жизни и здоровья животных и растений;
- обеспечения энергетической эффективности;
- стандартизации основных принципов построения сетей газораспределения и общих требований к их проектированию, строительству и ликвидации.

Поправка к ГОСТ 34715.0—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования

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

(ИУС № 8 2023 г.)

МКС 23.040

Поправка к ГОСТ 34715.0—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Таблица 1. Графа «Материал 3А», строка «Сплавы на основе алюминия»	Сплавы на основе алюминия	Сплавы на основе алюминия*
Таблица 1. Примечание	Примечание — Корпусные детали должны быть изготовлены:	* Корпусные детали должны быть изготовлены:

(ИУС № 9 2024 г.)

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

Системы газораспределительные

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЛИКВИДАЦИЯ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Часть 0

Общие требования

Gas distribution systems. Design, construction and liquidation of natural gas distribution networks.
Part 0. General requirements

Дата введения — 2021—12—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные требования к проектированию, строительству (реконструкции) и ликвидации сетей газораспределения, транспортирующих природный газ по ГОСТ 5542.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на сети газораспределения давлением до 1,2 МПа включительно, в том числе:

- наружные газопроводы, включая проложенные в особых условиях;
- технологические устройства сети газораспределения;
- технические устройства и сооружения сети газораспределения.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

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 12.1.003 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.063 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности

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

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

ГОСТ 17.5.3.04 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель

ГОСТ 26.020 Шрифты для средств измерений и автоматизации. Начертания и основные размеры

ГОСТ 34.201 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

ГОСТ 34.601 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 34.602 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

ГОСТ 380 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

Издание официальное

ГОСТ 481 Паронит и прокладки из него. Технические условия

ГОСТ 613 Бронзы оловянные литейные. Марки

ГОСТ 1050 Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия

ГОСТ 1583 Сплавы алюминиевые литейные. Технические условия

ГОСТ 2226 Мешки из бумаги и комбинированных материалов. Общие технические условия

ГОСТ 2991 Ящики дощатые неразборные для грузов массой до 500 кг. Общие технические условия

ГОСТ 4543 Металлопродукция из конструкционной легированной стали. Технические условия

ГОСТ 4666 Арматура трубопроводная. Требования к маркировке

ГОСТ 5152 Набивки сальниковые. Технические условия

ГОСТ 5520 Прокат толстолистовой из нелегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия

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

ГОСТ 5959 Ящики из листовых древесных материалов неразборные для грузов массой до 200 кг. Общие технические условия

ГОСТ 7293 Чугун с шаровидным графитом для отливок. Марки

ГОСТ 7338 Пластины резиновые и резинотканевые. Технические условия

ГОСТ 8295 Графит смазочный. Технические условия

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10007 Фторопласт-4. Технические условия

ГОСТ 10198 Ящики деревянные для грузов массой св. 200 до 20000 кг. Общие технические условия

ГОСТ 13841 Ящики из гофрированного картона для химической продукции. Технические условия

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15180 Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры

ГОСТ 15527 Сплавы медно-цинковые (латуни), обрабатываемые давлением. Марки

ГОСТ 15846 Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение

ГОСТ 16350 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 17711 Сплавы медно-цинковые (латуни) литейные. Марки

ГОСТ 17811 Мешки полиэтиленовые для химической продукции. Технические условия

ГОСТ 19281 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 21488 Прутки прессованные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия

ГОСТ 22235 Вагоны грузовые магистральных железных дорог колеи 1520 мм. Общие требования по обеспечению сохранности при производстве погрузочно-разгрузочных и маневровых работ

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 25100 Грунты. Классификация

ГОСТ 26358 Отливки из чугуна. Общие технические условия

ГОСТ 26600 Знаки навигационные внутренних судоходных путей. Общие технические условия

ГОСТ 26653 Подготовка генеральных грузов к транспортированию. Общие требования

ГОСТ 26663 Пакеты транспортные. Формирование с применением средств пакетирования. Общие технические требования

ГОСТ 28394 Чугун с вермикулярным графитом для отливок. Марки

ГОСТ 30090 Мешки и мешочные ткани. Общие технические условия

ГОСТ 30319.2 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ 30319.3 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе

ГОСТ 31294 Клапаны предохранительные прямого действия. Общие технические условия

ГОСТ 33259 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования

ГОСТ 33979 Системы газораспределительные. Системы управления сетями газораспределения

ГОСТ 34011 Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования

ГОСТ 34670—2020 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования

ГОСТ 34715.1 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы

ГОСТ 34715.2 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 2. Стальные газопроводы

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

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

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

3.2 **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.

3.3 **газоснабжающая организация:** Собственник газа или уполномоченное им лицо, осуществляющие поставки газа потребителям по договорам.

3.4 **контролепригодность:** Свойство объекта контроля, характеризующее его пригодность к проведению контроля заданными методами и средствами контроля.

3.5 **минимальная температура эксплуатации газопровода:** Допустимая температура, до которой может охладиться стенка трубы в процессе эксплуатации газопровода.

3.6 **мульда сдвижения:** Понижение земной поверхности, возникающее над подземными горными выработками.

3.7 **особые условия:** Наличие горных массивов, водных объектов, специфических по составу и состоянию грунтов, в том числе многолетне-мерзлых, и/или рисков возникновения (развития) опасных процессов (явлений), которые могут привести к возникновению непроектных нагрузок и воздействий на сеть газораспределения и/или явиться причиной аварии на ней.

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

Примечание — Под источником газа понимается в том числе и пополняемый источник газа.

3.9 **репер:** Геодезический знак, устанавливаемый на плотных, динамически устойчивых грунтах, служащий для выполнения геодезических наблюдений за деформациями сооружений и земной поверхности.

3.10 **пункт редуцирования газа;** ПРГ: Технологическое устройство сети газораспределения и газопотребления, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа.

Примечание — ПРГ на сетях газораспределения бывают следующих видов: газорегуляторный пункт (ГРП), блочный газорегуляторный пункт (ГРПБ), шкафной пункт редуцирования газа (ГРПШ), подземный пункт редуцирования газа (ПРГП).

3.11 **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 источника газа до сети газопотребления.

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

3.12 **соединительная деталь:** Элемент газопровода, предназначенный для изменения направления его оси, ответвлений, соединения и изменения диаметра.

3.13 **узел измерений расхода газа;** УИРГ (Нрк. *узел учета газа; узел измерений объема газа)*: Средство измерений или совокупность средств измерений, вспомогательных устройств, которые предназначены для измерений, регистрации результатов измерений и расчетов объема газа, приведенного к стандартным условиям.

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

3.14 **электронный маркер:** Пассивное электронное устройство обозначения трассы подземного полиэтиленового газопровода, активизируемое при наведении на него электрического поля определенной частоты.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

GPS — глобальная система позиционирования (global positioning system);

АДС — аварийно-диспетчерская служба;

АСУ ТП РГ — автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа;

ГВВ — горизонт высоких вод;

ГК — газовый колодец;

ГЛОНАСС — глобальная навигационная спутниковая система;

ГНБ — горизонтально-направленное бурение;

ГРО — газораспределительная организация;

ЗА — запорная арматура;

КИП — контрольно-измерительный пункт;

КТ — контрольная трубка;

ЛЭП — линия электропередачи;

ОПО — опасный производственный объект;

ППР — проект производства работ;

ПОС — проект организации строительства;

ПЭ — полиэтилен;

ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Система менеджмента качества и персонал организаций

5.1 Организации, осуществляющие деятельность в области проектирования, строительства и ликвидации сетей газораспределения, используют систему экологического менеджмента (см. [1])[1)], систему менеджмента безопасности труда и охраны здоровья (см. [2]) и систему управления сетями газораспределения в соответствии с ГОСТ 33979.

5.2 Руководители и специалисты организаций, осуществляющие деятельность в области проектирования, строительства и ликвидации сетей газораспределения, проходят подготовку и аттестацию по вопросам безопасности в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции, в соответствии с нормативными документами государств, принявших настоящий стандарт[2)] (далее — нормативные документы).

---

1) В Российской Федерации действует ГОСТ Р ИСО 14001—2016.

2) 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».

5.3 Рабочие организации, осуществляющие деятельность в области проектирования, строительства и ликвидации сетей газораспределения, относящихся к ОПО, проходят обучение и проверку знаний по вопросам безопасности, приемам и методам выполнения работ, инструктаж по безопасности, а также стажировку на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе в порядке, установленном нормативными документами и ГОСТ 12.0.004. Рабочие организаций, осуществляющие деятельность в области проектирования, строительства и ликвидации сетей газораспределения, не относящихся к ОПО, проходят обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и проверку знаний по вопросам безопасности, а также стажировку на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе и необходимые виды инструктажей в порядке, утвержденном руководителем эксплуатационной организации в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

5.4 Сварочные работы на сетях газораспределения выполняют в соответствии с нормативными документами. Специалистов сварочного производства, осуществляющих руководство сварочными работами и контроль за их качеством, и рабочих, выполняющих работы по сварке газопроводов сетей газораспределения, аттестовывают в соответствии с нормативными документами[1)].

6 Состав и качество газа

Природный газ, транспортируемый по сетям газораспределения, по составу и качеству должен соответствовать ГОСТ 5542.

7 Проектирование

7.1 Общие положения

7.1.1 При проектировании сети газораспределения предусматривают проектные решения и мероприятия для обеспечения:

- требуемой степени надежности, безопасности, защиты и возможности мониторинга технического состояния;
- возможности оперативного реагирования при возникновении нештатных ситуаций;
- возможности оперативного проведения ремонтно-восстановительных работ (ремонтопригодности);
- минимального негативного воздействия на окружающую среду.

7.1.2 Формирование сети газораспределения осуществляют с учетом характера планировки и плотности застройки населенного пункта и/или вне населенного пункта в соответствии со схемами территориального планирования и схемами расположения объектов газоснабжения. Предпочтительными являются смешанная (сочетание кольцевой и тупиковой сети) или кольцевая сеть, обеспечивающие наиболее равномерный режим давления во всех точках отбора газа из распределительных газопроводов, а также надежность (бесперебойность) газоснабжения потребителей газа. Выбор варианта формирования сети газораспределения в проектной документации должен иметь технико-экономическое обоснование.

7.1.3 Сеть газораспределения рассчитывают на максимальный часовой расход газа с учетом перспективного развития сетей газораспределения в соответствии со схемами расположения объектов газоснабжения и схемами территориального планирования.

7.1.4 При проектировании сети газораспределения пропускная способность газопроводов должна обеспечивать эффективное и надежное транспортирование газа по сети газораспределения, а также устойчивость работы ПРГ, технических устройств сетей газораспределения и газопотребления, газоиспользующего оборудования потребителей и учитывать:

- местоположения и мощности существующих и проектируемых источников газа;
- местоположения, количества и плотности размещения потребителей (существующих и предполагаемых) с учетом их категории;
- прогнозируемого режима газопотребления;
- природных условий на рассматриваемой территории (климатические, геологические и гидрогеологические условия);

[1)] В Российской Федерации сварочные работы и 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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14 марта 2014 г. № 102).

- сортамента труб, при этом принимается ближайший к расчетному больший внутренний диаметр газопровода из стандартного ряда внутренних диаметров труб;

- скорости транспортирования газа по газопроводам, исключающей недопустимые уровни шума, по ГОСТ 12.1.003.

7.1.5 Расчетные потери давления в газопроводах давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа включительно не должны приводить к изменению категории давления, принятой для газопровода.

Для газопроводов давлением до 0,005 МПа включительно расчетные суммарные потери давления газа рассчитывают исходя из технических характеристик газоиспользующего оборудования и принимают не ниже границ, установленных нормативными документами[1)].

7.1.6 При расчете пропускной способности надземных газопроводов учитывают максимально допустимый уровень шума, создаваемого движением газа, по ГОСТ 12.1.003.

Скорость движения газа v, м/с, вычисляют по формуле

$$v = 0{,}1273\frac{Q \cdot z \cdot (273 + t)}{P \cdot d^2}, \quad (1)$$

где Q — расход газа, м^3/ч, при температуре 20 °С и атмосферном давлении 0,10132 МПа (760 мм рт. ст.);

t — температура газа, °С;

z — коэффициент сжимаемости, рассчитанный в соответствии с ГОСТ 30319.2 и ГОСТ 30319.3;

P — абсолютное давление газа, МПа, принимаемое равным $P_{раб}$ + 0,1012 МПа;

d — внутренний диаметр газопровода, мм.

Скорость движения газа рекомендуется принимать для надземных газопроводов:

- давлением до 0,005 МПа включительно — не более 7 м/с;
- свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа включительно — не более 15 м/с;
- свыше 0,3 МПа до 1,2 МПа включительно — не более 25 м/с.

7.1.7 При определении объемов газопотребления населенных пунктов учитывают:

- индивидуально-бытовые нужды населения: теплоснабжение (отопление, в том числе бань и теплиц, вентиляция, горячее водоснабжение), приготовление пищи и горячей воды, а для сельских населенных пунктов также приготовление кормов и подогрев воды для животных в домашних условиях;
- теплоснабжение жилых, общественных и административных зданий, в том числе коммунально-бытовые нужды;
- теплоснабжение производственных зданий.

7.1.8 Проектирование сетей газораспределения выполняют в соответствии с нормативными документами и настоящим разделом, исходя из условия обеспечения транспортирования и подачи газа потребителям в предусмотренных объемах с заданными параметрами по давлению[2)].

7.1.9 При проектировании сети газораспределения трассу газопроводов предусматривают преимущественно вне проезжей части автомобильных дорог с учетом возможного вскрытия траншей.

7.1.10 Порядок разработки, утверждения и состав проектной документации должны соответствовать нормативным документам[3)].

Проектную и исполнительную документацию на сети газораспределения оформляют, учитывают и хранят в соответствии с нормативными документами[4)].

[1)] В Российской Федерации величина отклонения давления газа приведена в «Правилах предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 6 мая 2011 г. № 354).

[2)] В Российской Федерации проектирование 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), Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ, Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», СП 62.13330.2011, СП 249.1325800.2016 и СП 42-101-2003.

[3)] В Российской Федерации порядок разработки, утверждения и состав проектной документации определен Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ и «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87).

[4)] В Российской Федерации проектную документацию оформляют в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87) и ГОСТ Р 21.1101—2013, исполнительную документацию оформляют, учитывают и хранят в соответствии с РД 11-02-2006 и СП 48.13330.2011 (пункт 6.13), проектную документацию учитывают и хранят в соответствии с ГОСТ Р 21.1003—2009.

ГРО, эксплуатационные организации, а также собственники сетей газораспределения должны обеспечить хранение проектной и исполнительной документации (или их копий) на сеть газораспределения (или ее часть) в течение всего срока (продолжительности) эксплуатации (до ликвидации объекта).

7.1.11 В проектной документации указывают срок (продолжительность) эксплуатации ПРГ и газопроводов в соответствии с нормативными документами[1)], а также границы охранных зон сетей газораспределения.

7.1.12 При проектировании газопроводов сетей газораспределения выполняют расчеты на прочность, устойчивость и пропускную способность в соответствии с нормативными документами с использованием, как правило, специальных программ[2)].

7.1.13 Принятые проектные решения должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию сети газораспределения, исключение негативного воздействия на окружающую среду в пределах срока (продолжительности) эксплуатации, указанного в проектной документации, и возможность оперативного отключения подачи газа.

7.1.14 Подключение объектов капитального строительства к сети газораспределения проводят в соответствии с нормативными документами[3)].

7.1.15 При разработке проектов реконструкции распределительных газопроводов парогазовой фазы сжиженных углеводородных газов в целях их дальнейшего использования в качестве газопроводов природного газа проводят расчет пропускной способности и оценку технического состояния.

7.1.16 Размещение технических устройств на газопроводе, включая трубопроводную арматуру, конденсатосборники, контрольные трубки и т. д., проводят в соответствии с документами по стандартизации, регламентирующими их установку, а также настоящим разделом.

При проектировании подземных газопроводов на подрабатываемых или закарстованных территориях, на площадках строительства с сейсмичностью свыше 6 баллов предусматривают контрольные трубки в соответствии с нормативными документами[4)].

Установку конденсатосборника предусматривают при транспортировании неосушенного газа, в характерных низших точках трассы, ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном трассы газопровода к конденсатосборникам не менее 2 ‰.

Диаметр конденсатосборника D_{min}, мм, рекомендуется вычислять по формуле

$$D_{min} = 0{,}025\sqrt[5]{Q_p^2}, \quad (2)$$

где Q_p — расчетный расход газа в газопроводе, м^3/ч.

7.1.17 Выбор способа соединения труб проводят в соответствии с нормативными документами[5)].

7.1.18 Соединения газопроводов предусматривают неразъемными. Допускается предусматривать фланцевые или резьбовые соединения в местах установки технических устройств, при этом для газопроводов давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа включительно номинальным диаметром более 50 мм резьбовые соединения применять запрещается.

7.1.19 Резьбовые и фланцевые соединения размещают в открытых и доступных для монтажа, визуального наблюдения, обслуживания и ремонта местах.

7.1.20 Для присоединения полиэтиленового газопровода к стальному газопроводу или стальной трубопроводной арматуре используют неразъемные соединения «полиэтилен — сталь» заводского изготовления.

---

1) В Российской Федерации продолжительность эксплуатации ПРГ и стальных наружных газопроводов определяют в соответствии с ГОСТ Р 57375—2016, ГОСТ Р 58094—2018 соответственно.

2) В Российской Федерации расчеты на прочность, устойчивость выполняют в соответствии с СП 33.13330.2012 — для стальных газопроводов и СП 42-103-2003 — для полиэтиленовых газопроводов, на пропускную способность — в соответствии с СП 42-101-2003.

3) В Российской Федерации технологическое присоединение осуществляют в соответствии с «Правилами подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2013 г. № 1314).

4) В Российской Федерации контрольные трубки предусматривают в соответствии с СП 62.13330.2011.

5) В Российской Федерации выбор способа соединения труб проводят в соответствии с СП 62.13330.2011.

При осуществлении фланцевых соединений допускается также применять полиэтиленовые втулки под фланец.

7.1.21 Реконструкцию сетей газораспределения проводят в соответствии с проектной документацией с применением различных методов. Выбор методов реконструкции осуществляют в соответствии с нормативными документами[1)].

7.2 Трубы и соединительные детали

7.2.1 Материалы труб и соединительных деталей, применяемых для сетей газораспределения, выбирают с учетом свойств и характеристик транспортируемого газа и условий эксплуатации, обеспечивая функционирование объекта в пределах установленного проектной документацией срока (продолжительности) эксплуатации.

7.2.2 Выбор труб и соединительных деталей при проектировании газопроводов сетей газораспределения осуществляют в соответствии с нормативными документами[2)].

Выбор труб и соединительных деталей при проектировании полиэтиленовых газопроводов осуществляют с учетом ГОСТ 34715.1, документов по стандартизации на полиэтиленовые трубы и соединительные детали, а также технической документации предприятий-изготовителей.

Выбор труб и соединительных деталей при проектировании стальных газопроводов осуществляют с учетом ГОСТ 34715.2, документов в области стандартизации на стальные трубы и соединительные детали, а также технической документации предприятий-изготовителей.

7.2.3 Фланцы, применяемые для присоединения технических устройств к газопроводам, должны соответствовать ГОСТ 33259. Материалы, применяемые в качестве уплотнительных и смазочных средств для обеспечения герметичности соединений, должны соответствовать ГОСТ 481, ГОСТ 5152, ГОСТ 7338, ГОСТ 8295, ГОСТ 10007, ГОСТ 15180, а также действующим нормативным документам.

7.3 Трубопроводная арматура

7.3.1 Применение на газопроводах трубопроводной арматуры допускается при условии, что данная арматура прошла обязательное подтверждение соответствия в форме обязательной сертификации или декларирования соответствия. Трубопроводная арматура должна соответствовать ГОСТ 12.2.063.

7.3.2 Материал трубопроводной арматуры выбирают с учетом рабочего давления газа, температуры ее эксплуатации, природных условий, наличия вибрационных нагрузок и т. д.

7.3.3 ЗА на сетях газораспределения устанавливают в надземном или подземном бесколодезных исполнениях (непосредственно в грунте или с выводом управления ЗА под ковер). ЗА на подтапливаемых территориях на подземных газопроводах рекомендуется устанавливать в надземном исполнении.

7.3.4 Полиэтиленовые краны на подземных полиэтиленовых газопроводах применяют при любых грунтовых условиях.

7.3.5 Материал металлической ЗА, в зависимости от рабочего давления и температуры эксплуатации принимают по таблице 1.

ЗА, устанавливаемая на сетях газораспределения в районах с очень холодным и холодным климатом (районы I_1 и I_2 по ГОСТ 16350), должна быть изготовлена в климатическом исполнении УХЛ1, УХЛ2, ХЛ1, ХЛ2 в соответствии с ГОСТ 15150.

ЗА, устанавливаемая на сетях газораспределения в районах с умеренно холодным климатом (район II_4 по ГОСТ 16350), должна быть изготовлена в климатическом исполнении У1, У2, У3, УХЛ1, УХЛ2, УХЛ3 в соответствии с ГОСТ 15150.

Таблица 1 — Материал металлической ЗА

Материал ЗА	Нормативный документ	Давление в газопроводе, МПа	Диаметр газопровода, мм	Минимальная температура эксплуатации, °С
Ковкий чугун	ГОСТ 28394 ГОСТ 26358	До 1,2 включ.	Без ограничения	Не ниже минус 35

[1)] В Российской Федерации выбор методов реконструкции осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 56290—2014, ГОСТ Р 58181—2018, ГОСТ Р 58180—2018, ГОСТ Р 58096—2018.

[2)] В Российской Федерации выбор труб и соединительных деталей при проектировании газопроводов сетей газораспределения осуществляют в соответствии с СП 62.13330.2011.

Окончание таблицы 1

<table>
<tr><th>Материал ЗА</th><th>Нормативный документ</th><th>Давление в газопроводе, МПа</th><th>Диаметр газопровода, мм</th><th>Минимальная температура эксплуатации, °С</th></tr>
<tr><td>Высокопрочный чугун</td><td>ГОСТ 7293</td><td rowspan="6">До 1,2 включ.</td><td rowspan="5">Без ограничения</td><td rowspan="2">Не ниже минус 40</td></tr>
<tr><td>Углеродистая сталь</td><td>ГОСТ 380
ГОСТ 1050</td></tr>
<tr><td>Легированная сталь</td><td>ГОСТ 4543
ГОСТ 5520
ГОСТ 19281</td><td rowspan="3">Не ниже минус 60</td></tr>
<tr><td>Сплавы на основе меди</td><td>ГОСТ 17711
ГОСТ 15527
ГОСТ 613</td></tr>
<tr><td>Сплавы на основе алюминия</td><td>ГОСТ 21488
ГОСТ 1583</td><td>До 100</td></tr>
<tr><td colspan="5">Примечание — Корпусные детали должны быть изготовлены:
- из деформируемого сплава марки Д-16 — кованые и штампованные;
- гарантированного качества с механическими свойствами не ниже марки АК7ч (АЛ9) по ГОСТ 1583 — литые.</td></tr>
</table>

7.3.6 В районах строительства с особыми грунтовыми условиями для подземных газопроводов всех давлений с номинальным диаметром свыше 80 мм наряду с полиэтиленовыми кранами рекомендуется предусматривать стальную арматуру. Для подземных газопроводов условным диаметром до 80 мм включительно допускается применение ЗА из ковкого чугуна, при соответствующем обосновании.

7.3.7 Для подземных газопроводов давлением до 0,6 МПа включительно, проектируемых для районов со среднепучинистыми, средненабухающими (по ГОСТ 25100) и типа I просадочности грунтами, допускается применять чугунную ЗА.

7.3.8 На подземных газопроводах, прокладываемых в районах с сейсмичностью 6 баллов и выше, применяют стальную и полиэтиленовую ЗА.

7.3.9 Лакокрасочное покрытие корпуса и крышки металлической ЗА выполняют по ГОСТ 4666.

7.3.10 Запорная и регулирующая арматуры должны быть предназначены для природного газа. Конструкция арматуры должна обеспечивать стойкость к транспортируемой среде и испытательному давлению. Запорная и регулирующая арматуры должны обеспечивать герметичность затворов не ниже класса В. Защитная арматура должна обеспечивать герметичность затворов не ниже класса А. Класс герметичности затворов арматуры определяют по ГОСТ 9544.

7.3.11 Электропривод ЗА выполняют во взрывозащищенном исполнении. ЗА с приводами различных типов (электро-, электрогидро-, электро-пневмо- и пневмогидро-), устанавливаемую на сетях газораспределения, оснащают приводами в исполнении, соответствующем условиям эксплуатации. Необходимость защиты от атмосферных осадков определяют проектной документацией.

7.3.12 Устанавливаемая на газопроводах трубопроводная арматура должна быть легкодоступна для управления, обслуживания и защищена от несанкционированного доступа.

7.3.13 Размещение трубопроводной арматуры на участках газопровода должно обеспечивать ее устойчивость, а также отсутствие недопустимых деформаций и напряжений на прилегающих участках газопровода.

Для секционирования и возможности отключения отдельных участков газопровода рекомендуется предусматривать установку поворотных заглушек.

7.3.14 При проектировании наружных газопроводов предусматривают следующие типы ЗА: краны шаровые и конусные, задвижки, затворы дисковые и клапаны. На надземных газопроводах давлением до 0,005 МПа включительно допускается применять натяжные краны. Рекомендуется предусматривать полнопроходную ЗА.

Типы и область применения ЗА приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Тип и область применения ЗА

Тип арматуры	Область применения
Натяжные краны	Наружные надземные газопроводы природного газа давлением до 0,005 МПа включительно
Конусные краны с подъемом пробки*	
Затворы дисковые	Наружные надземные газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа включительно
Краны шаровые, задвижки, клапаны	Наружные надземные и подземные газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа включительно
* На наружных надземных газопроводах природного газа давлением до 0,005 МПа включительно применяют конусные краны с подъемом пробки номинальным диаметром до 100 мм.	

7.4 Пункты редуцирования газа

7.4.1 ПРГ должен соответствовать ГОСТ 34670. ГРПШ и ГРПБ также должны соответствовать ГОСТ 34011.

7.4.2 Размещение ПРГ на сетях газораспределения предусматривают в соответствии с ГОСТ 34670—2020 (раздел 5), а также нормативными документами[1)].

7.4.3 Параметры настройки технических устройств при проектировании ПРГ устанавливаются проектной документацией и должны обеспечивать диапазон рабочего давления в сети газораспределения, необходимый для стабильной работы газоиспользующего оборудования потребителя в соответствии с проектной документацией и данными предприятий-изготовителей, но не более значений, указанных в ГОСТ 34670—2020 (пункт 8.3.10).

Конструкция линии редуцирования и резервной линии редуцирования (при наличии) должна обеспечивать возможность настройки параметров регулирующей, предохранительной и отключающей арматур, а также проверки герметичности закрытия их затворов без отключения или изменения значения давления газа у потребителя.

7.5 Узлы измерений расхода газа

7.5.1 УИРГ предусматривают отдельно стоящими или входящими в состав ПРГ. УИРГ должен соответствовать нормативным документам[2)].

Технические условия на УИРГ выдает газоснабжающая организация. Проектная документация на строительство объекта газификации должна быть согласована с ГРО и газоснабжающей организацией в части ее соответствия выданным техническим условиям.

При выборе методики измерения и средств измерений расхода газа руководствуются нормативными документами[3)].

7.5.2 При установке отдельно стоящих УИРГ обеспечивают защиту от возможного вмешательства в их работу посторонних лиц посредством установки проветриваемого ограждения высотой 1,6 м, выполненного из негорючих материалов, а в случае выноса части технических средств за пределы отдельно стоящих УИРГ — высотой не менее 2 м, а также предусматривают устройство для защиты от атмосферных осадков.

УИРГ должен быть изготовлен в климатическом исполнении, соответствующем климатической зоне места размещения. При наличии средств измерений, входящих в состав УИРГ, не соответствующих климатической зоне по температуре, предусматривают обогрев отдельно стоящих УИРГ с последующим определением объема газа, расходуемого на обогрев. При использовании систем обогрева УИРГ обеспечивают конструкцию стенок шкафа с применением утепляющих материалов.

7.5.3 Расстояние от отдельно стоящих УИРГ до зданий и сооружений принимают как для отдельно стоящих ПРГ.

[1)] В Российской Федерации размещение ПРГ на сетях газораспределения предусматривают также в соответствии с Техническим регламентом «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870) и СП 62.13330.2011.

[2)] В Российской Федерации узлы измерений расхода газа должны соответствовать Федеральному закону от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

[3)] В Российской Федерации выбор методики измерения и средств измерений расхода газа осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.741—2019.

7.5.4 Здание, в котором размещено УИРГ, блок-контейнер или шкаф УИРГ должны соответствовать нормам, предъявляемым к зданиям ГРП, блок-контейнерам ГРПБ или шкафам ГРПШ соответственно.

7.5.5 Внутренние помещения отдельно стоящих зданий, в которых размещено УИРГ, должны соответствовать нормативным документам, а внутренние помещения блок-контейнеров или шкафов УИРГ должны соответствовать нормам, предъявляемым к внутренним помещениям блок-контейнеров ГРПБ или шкафов ГРПШ соответственно по ГОСТ 34011[1)].

7.5.6 Электроснабжение, электроосвещение, защитное заземление (зануление), молниезащиту и защиту от статического электричества УИРГ предусматривают аналогично требованиям, предъявляемым к ПРГ в соответствии с ГОСТ 34011 и ГОСТ 34670—2020 (подраздел 6.2).

7.5.7 Поверка средств измерений, входящих в состав УИРГ, осуществляется в соответствии с нормативными документами[2)].

7.6 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа

7.6.1 АСУ ТП РГ входит в состав сети газораспределения.

АСУ ТП РГ должна предусматриваться при проектировании и реконструкции сетей газораспределения (при обосновании необходимости ее применения) и обеспечивать:

- мониторинг режимов работы технологических и технических устройств;
- возможность управления технологическими и техническими устройствами (при необходимости);
- безопасность и охрану технологических и технических устройств;
- сбор, передачу информации в диспетчерские пункты и обработку этой информации;
- формирование информации, необходимой для выполнения оперативным персоналом АДС или аварийных служб функции по контролю и управлению технологическими процессами, с целью предотвращения аварийных ситуаций;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- возможность обмена информацией с автоматизированными системами диспетчерского управления и/или информационно-управляющими системами ресурсов предприятия;
- возможность модернизации и расширения функций.

7.6.2 Общие принципы построения АСУ ТП РГ принимают в соответствии с нормативными документами[3)].

7.6.3 Проектирование АСУ ТП РГ осуществляют в соответствии с ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.601, ГОСТ 34.602.

7.6.4 При проектировании сети газораспределения рекомендуется предусматривать оснащение технологических и технических устройств (ПРГ, системы ЭХЗ, ЗА) системами телеметрии и телемеханики с подключением к АСУ ТП РГ.

7.6.5 АСУ ТП РГ должна обеспечивать круглосуточную возможность получения достоверной информации оперативным персоналом и/или с заданной периодичностью.

7.6.6 Метрологическое обеспечение АСУ ТП РГ осуществляют в соответствии с нормативными документами[4)].

7.7 Противокоррозионная защита

7.7.1 Наружная поверхность стальных подземных газопроводов, стальных футляров на газопроводе и стальных вставок в полиэтиленовые газопроводы защищают от коррозии в соответствии с ГОСТ 9.602 и ГОСТ 34715.2.

[1)] В Российской Федерации внутренние помещения отдельно стоящих зданий, в которых размещено УИРГ, блок-контейнеров или шкафов УИРГ должны соответствовать СП 62.13330.2011.

[2)] В Российской Федерации поверку средств измерений проводят в соответствии с Федеральным законом от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

[3)] В Российской Федерации общие принципы построения АСУ ТП РГ принимают в соответствии с ГОСТ Р МЭК 870-1-1—93.

[4)] В Российской Федерации метрологическое обеспечение АСУ ТП РГ осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.596—2002.

7.7.2 Защиту от коррозии надземных стальных газопроводов осуществляют в соответствии с ГОСТ 34715.2.

7.8 Способы прокладки газопровода

7.8.1 Проектирование газопроводов (выбор условий прокладки газопровода, глубину прокладки, расстояния по горизонтали и вертикали от газопровода до сетей инженерно-технического обеспечения, а также зданий, сооружений, естественных и искусственных преград и т. д.), в том числе в условиях, отнесенных к особым, осуществляют с учетом результатов инженерных изысканий в соответствии с нормативными документами[1)].

При переходе подземного участка газопровода в надземный расстояние от выхода газопровода-ввода из земли до здания принимают, как правило:

- не менее 1 м — для газопроводов давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа включительно;
- не менее 0,2 м — для газопроводов давлением до 0,005 МПа включительно.

На горизонтальном участке газопровода-ввода неразъемное соединение «полиэтилен — сталь» располагают на расстоянии от фундамента здания:

- не менее 2 м — для газопроводов давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа включительно;
- не менее 1 м — для газопроводов давлением до 0,005 МПа включительно.

7.8.2 В местах пересечения газопроводов с дренажными трубами на последних предусматривают герметизацию отверстий и стыков на расстоянии по 2 м в обе стороны (в свету).

7.8.3 Прочность и устойчивость газопроводов, проектируемых для прокладки на подрабатываемых или закарстованных территориях, а также на границах неравномерных деформаций грунтов, обеспечивают за счет:

- увеличения подвижности газопровода в грунте;
- снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод.

Для обеспечения подвижности газопровода в грунте и снижения на газопровод воздействия деформирующегося грунта предусматривают применение компенсаторов, устанавливаемых в специальных нишах, обеспечивающих защиту компенсаторов от защемления грунтом, применение малозащемляющих материалов для засыпки траншей после укладки труб.

В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода рекомендуется применять крупный или среднезернистый песок и другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

Протяженность зоны защиты газопровода на подрабатываемых территориях определяют длиной мульды сдвижения, увеличенной на 150 наружных диаметров в каждую сторону от границы мульды сдвижения.

7.8.4 В грунтах с несущей способностью менее 0,025 МПа (неслежавшиеся насыпные или илистые грунты и т. п.), а также в грунтах с включением строительного мусора и перегноя (содержание от 10 % до 15 %) дно траншеи усиливают (укрепляют) укладкой бетонных, антисептированных деревянных брусьев, устройством свайного основания, втрамбовыванием щебня или гравия или другими способами.

7.8.5 При прокладке газопроводов по местности с уклоном свыше 200 ‰ предусматривают надземную прокладку или при подземной прокладке в проектной документации предусматривают следующие мероприятия по предотвращению размыва засыпки траншеи:

- устройство противоэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов (обетонирование, шпунтовое ограждение и т. п.);
- устройство нагорных канав, обвалований;
- другие мероприятия для отвода поверхностных вод от трассы газопровода.

Выбор мероприятия определяют в каждом конкретном случае исходя из природных и грунтовых условий местности.

[1)] В Российской Федерации глубину прокладки, расстояния по горизонтали и вертикали от газопровода до сетей инженерно-технического обеспечения, а также зданий, сооружений принимают в соответствии с СП 62.13330.2011, инженерные изыскания проводят в соответствии с СП 47.13330.2016. Проектирование газопроводов в пучинистых, просадочных, набухающих и насыпных грунтах осуществляют в соответствии с СП 22.13330.2016, в просадочных грунтах и для подрабатываемых территорий — в соответствии с СП 21.13330.2012, в многолетне-мерзлых грунтах — в соответствии с СП 25.13330.2012, для сейсмических районов — в соответствии с СП 14.13330.2018.

7.8.6 Мероприятия по защите территорий и сооружений от опасных геологических процессов проводят в соответствии с нормативными документами[1)].

7.8.7 При прокладке подземных газопроводов в районах с многолетне-мерзлыми грунтами избегают участков с подземными льдами, наледями и буграми пучения, проявлениями термокарста, косогоров с льдонасыщенными, глинистыми и переувлажненными пылеватыми грунтами. Бугры пучения следует обходить с низовой стороны.

7.8.8 Переходы газопроводов через естественные и искусственные преграды выполняют преимущественно бестраншейным способом, с учетом нормативных документов[2)].

7.8.9 Переходы газопроводов через водные преграды предусматривают на основании данных инженерно-геологических, инженерно-геодезических (на судоходных — инженерно-гидрографических) изысканий с учетом условий эксплуатации существующих мостов, гидротехнических сооружений и экологии водоема в заданном районе.

7.8.10 Створы подводных переходов через реки, как правило, выбирают на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода предусматривают, как правило, перпендикулярным к динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах не допускается.

7.8.11 При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более подводные переходы предусматривают, как правило, в две нитки.

Вторую нитку допускается не предусматривать при прокладке:

- закольцованных газопроводов, если при отключении подводного перехода обеспечивается бесперебойное снабжение газом потребителей;
- тупиковых газопроводов к потребителям, если потребители могут перейти на другой вид топлива на период ремонта подводного перехода;
- методом ГНБ или при другом способе закрытой прокладки и при соответствующем технико-экономическом обосновании принятого решения.

7.8.12 Для подводных газопроводов, предназначенных для снабжения газом потребителей, не допускающих перерывов в подаче газа, или при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню ГВВ 10 % обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней, а также для горных рек и водных преград с неустойчивым дном и берегами прокладывают вторую нитку.

7.8.13 При пересечении водных преград расстояние между нитками подводных газопроводов назначается исходя из инженерно-геологических, инженерно-геодезических (на судоходных — инженерно-гидрографических) изысканий, а также условий проведения работ по устройству подводных траншей, возможности укладки в них газопроводов и сохранности газопровода при аварии на одной из ниток.

На пойменных участках переходов на несудоходных реках с руслом и берегами, не подверженными размыву, а также при пересечении водных преград в пределах населенных пунктов допускается предусматривать укладку ниток газопроводов в одну траншею.

Расстояние между газопроводами при укладке в одну траншею рекомендуется принимать не менее 0,4 м в свету.

7.8.14 Прокладку газопроводов на подводных переходах предусматривают с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Балластировку газопровода проводят при его положительной плавучести, определенной по результатам расчета на всплытие. Отметка верха газопровода (балласта, футеровки) должна быть не менее чем на 0,5 м, а на переходах через судоходные и сплавные водные преграды — на 1,0 м ниже прогнозируемого профиля дна на весь срок (продолжительность) эксплуатации газопровода. При прокладке газопровода методом горизонтально-направленного бурения отметка должна находиться не менее чем на 2,0 м ниже прогнозируемого профиля дна.

На подводных переходах через несудоходные и несплавные водные преграды, а также в скальных грунтах разрешается уменьшение глубины укладки газопроводов, при этом верх газопровода (балласта, футеровки) во всех случаях должен быть ниже отметки возможного размыва дна водоема на расчетный срок (продолжительность) эксплуатации газопровода.

[1)] В Российской Федерации мероприятия по защите территорий и сооружений от опасных геологических процессов проводят в соответствии с СП 116.13330.2012.

[2)] В Российской Федерации проектирование переходов газопроводов через естественные и искусственные преграды осуществляют в соответствии с СП 62.13330.2011.

На участках с высоким уровнем грунтовых вод (пойменных, заболоченных), а также участках подводных переходов трассы на основании расчета предусматривают конструкции для балластировки (предотвращения всплытия).

Для исключения повреждения защитного покрытия газопроводов под чугунными, железобетонными и т. п. утяжелителями рекомендуется предусматривать:

- защитное покрытие по ГОСТ 9.602—2016 (раздел 7) для стального газопровода;
- удаляемый слой на поверхности трубы полиэтиленового газопровода.

Технические характеристики защитных покрытий или удаляемого слоя должны обеспечивать безопасную эксплуатацию газопровода.

7.8.15 При проектировании подводных переходов и газопроводов, прокладываемых в водонасыщенных грунтах, а также других участков с возможным и постоянным обводнением, болотах различных типов, поймах и т. д., проводят расчет устойчивости положения (против всплытия) и необходимости балластировки газопровода в соответствии с нормативными документами[1)].

7.8.16 При выборе способа прокладки газопровода через болота основываются на обеспечении надежности и безопасности, удобстве обслуживания и экономической обоснованности. Прокладка по болотам и заболоченным участкам должна предусматриваться, как правило, прямолинейной с минимальным числом поворотов. Тип болот определяют в соответствии с нормативными документами[2)].

Наземную прокладку, как правило, предусматривают:

- в болотах, не примыкающих к затопляемым поймам рек;
- при продольном и поперечном уклоне дна болот, не превышающем 10 ‰;
- в болотах, не подлежащих осушению;
- при возможности укладки газопровода в горизонтальных и вертикальных плоскостях естественным изгибом.

Обвалование наземных газопроводов выполняют песчаным грунтом с откосами не менее 1:1,25 и устройством под газопроводом двухслойной хворостяной выстилки, уплотненной слоем песчаного грунта. Высоту обвалования принимают по результатам теплотехнического расчета. Поверх песчаной присыпки допускается устраивать обвалование минеральным грунтом.

При подземной прокладке рекомендуется руководствоваться следующими положениями:

- газопровод прокладывают в горизонтальной и вертикальной плоскостях с помощью естественного изгиба;
- балластировку (закрепление) газопровода осуществляют анкерами винтового типа или утяжелителями, распределенными по длине газопровода, в целях сохранения проектного положения. При закреплении газопроводов анкерными устройствами лопасти анкеров не должны находиться в слое торфа или заторфованного грунта, не обеспечивающем надежное закрепление анкеров.

7.8.17 Пересечение газопроводами железнодорожных путей, ЛЭП осуществляют в соответствии с нормативными документами[3)].

7.8.18 Пересечения газопроводом железнодорожных путей и автомобильных дорог, трамвайных путей предусматривают подземно (под земляным полотном) или надземно (на опорах или эстакадах или с применением висячих, вантовых, шпренгельных переходов). При этом необходимо учитывать перспективу развития дороги, оговоренную в технических условиях предприятия, в ведении которого находится пересекаемая дорога.

[1)] В Российской Федерации расчет газопроводов на прочность и устойчивость положения (против всплытия) осуществляют в соответствии с СП 33.13330.2012, СП 42-102-2004 и СП 42-103-2003.

[2)] В Российской Федерации тип болот определяют в соответствии с СП 86.13330.2014. В болотах типов I и II применяют подземную, наземную с обвалованием или надземную прокладку. В болотах типа III газопроводы рекомендуется прокладывать надземно. Допускается подземная прокладка при условии заглубления газопровода на минеральный грунт и устройства балластировки, как для болот типов I и II. Укладка газопроводов по болотам и заболоченным участкам предусматривается:

- на болотах типа I, при мощности торфяного слоя:
  более 0,8 глубины промерзания — в торфяном слое;
  менее 0,8 глубины промерзания — в траншее минерального основания, но не менее 1,0 м от верха трубы;
- на болотах типов II и III независимо от мощности торфяного слоя — в траншее минерального основания, но не менее установленных СП 62.13330.2011.

[3)] В Российской Федерации пересечение газопроводами железнодорожных путей осуществляют в соответствии с СП 227.1326000.2014, СП 119.13330.2017, пересечение газопроводами ЛЭП осуществляют в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

Опоры, эстакады, висячие, вантовые, шпренгельные переходы газопроводов выполняют из негорючих конструкций.

7.8.19 При переходе подземного газопровода через железнодорожные пути в многолетне-мерзлых грунтах предусматривают мероприятия по предупреждению оттаивания грунта земляного полотна и основания.

7.8.20 Прокладка газопровода в теле насыпи, а также под мостами и в искусственных сооружениях (водопропускных, водоотводных, дренажных трубах и т. д.) автомобильной дороги и железнодорожных путей запрещается.

7.8.21 Определение сейсмичности площадки строительства газопровода проводят в соответствии с нормативными документами[1)].

7.8.22 При пересечении газопроводом активных тектонических разломов применяют надземную прокладку стальных газопроводов или подземную прокладку полиэтиленовых газопроводов, а также наземную прокладку полиэтиленовых газопроводов в защитной трубе-оболочке.

7.9 Обозначение и привязка наружных газопроводов, технологических и технических устройств сетей газораспределения

7.9.1 Для обеспечения сохранности наружных газопроводов, обнаружения трасс газопроводов сетей газораспределения и безопасности транспортирования природного газа осуществляют их маркировку опознавательными знаками в соответствии с 7.9.5. Для полиэтиленовых газопроводов, проложенных открытым способом, дополнительно предусматривают укладку сигнальной ленты.

7.9.2 Трассы подземных полиэтиленовых газопроводов допускается совместно с сигнальной лентой обозначать при помощи:

- проводов-спутников;
- интегрированных токопроводящих элементов;
- электронных маркеров.

Трассы подводных газопроводов дополнительно обозначают при помощи навигационных знаков.

Электронные маркеры должны иметь индивидуальный идентификационный номер и устанавливаться над газопроводом или его характерными точками на глубине не более 0,8 м (для маркеров шарового типа) или не более 2,0 м (для дискового типа) от поверхности земли. При идентификации маркеров с помощью трассопоискового оборудования осуществляют их привязку с помощью системы ГЛОНАСС или GPS с отражением этих данных в исполнительной геодезической документации.

7.9.3 Опознавательными знаками в населенных пунктах обозначают все сооружения, расположенные на подземных газопроводах (ЗА, конденсатосборники, устройства системы ЭХЗ, контрольные трубки и другие) и характерные точки газопровода (места поворота, ответвлений полиэтиленовых газопроводов и неразъемных соединений полиэтиленовых газопроводов со стальными, пересечения с естественными и искусственными преградами и другие).

Опознавательные знаки размещают на постоянных ориентирах (наружные стены зданий и сооружений, столбы осветительных опор и другие) на расстоянии не более 30 м от привязываемой точки газопровода в местах, легких для обнаружения, как в светлое, так и в темное время суток в любое время года. На прямых участках трассы газопровода опознавательные знаки устанавливают на расстоянии прямой видимости не более 100 м друг от друга. При отсутствии постоянных ориентиров для нанесения опознавательных знаков используют столбики высотой не менее 1,5 м, которые устанавливают в пределах охранной зоны газопровода.

7.9.4 Опознавательными знаками вне населенных пунктов обозначают сооружения и характерные точки газопровода по 7.9.3, а также места пересечения газопровода с железнодорожными путями и автомобильными дорогами, выполненные методом ГНБ.

Вне населенных пунктов столбики опознавательных знаков устанавливают в пределах прямой видимости, но не более чем через 500 м друг от друга.

7.9.5 Опознавательные знаки устанавливают или наносят строительные организации на постоянные ориентиры в период строительства сетей газораспределения.

Опознавательные знаки представляют собой таблички размером 140 × 210 мм, которые содержат следующую информацию:

- расстояние до газопровода, угла поворота, врезки или сооружения на газопроводе, м;

[1)] В Российской Федерации определение сейсмичности площадки строительства газопровода осуществляют в соответствии с СП 14.13330.2018 и СП 47.13330.2016.

- сокращенное наименование сооружения, для которого устанавливается опознавательный знак;
- категория газопровода по давлению (Г1—Г4);
- материал газопровода (сталь, полиэтилен);
- наружный диаметр газопровода, мм;
- глубина залегания газопровода (отрицательное значение), м;
- местоположение газопровода по отношению к плоскости знака, м;
- телефонные номера АДС.

Фоновый цвет и надписи на опознавательных знаках должны быть в едином цветовом стиле:

- фоновый цвет опознавательного знака полиэтиленового газопровода — желтый, надписей и обозначений — черный;
- фоновый цвет опознавательного знака стального газопровода — зеленый, надписей и обозначений — белый.

В верхнем левом углу опознавательного знака указывают категорию газопровода по давлению.

Над горизонтальной стрелкой слева указывают условное обозначение сооружения на газопроводе (ГК, КИП, КТ и т. д.).

В верхнем правом углу опознавательного знака указывают следующее:

- материал газопровода и его наружный диаметр (над чертой);
- глубина залегания газопровода (под чертой).

В средней части опознавательного знака указывают расстояние газопровода от стойки знака до оси газопровода по отношению к его плоскости. В средней части справа или слева от вертикальной стрелки указывают размер отклонения от перпендикуляра (в метрах).

В нижней части опознавательного знака указывают номер телефона АДС организации, эксплуатирующей данный участок газопровода.

Надписи верхней и средней частей опознавательного знака наносят шрифтом 25Пр3, а нижней — 20Пр3 по ГОСТ 26.020.

Пример оформления опознавательных знаков приведен в приложении А.

Для подводных газопроводов, прокладываемых через судоходные и/или сплавные реки, указывают информацию о запрещении опускать якоря, цепи и иные подобные устройства в указанной зоне (навигационный знак по ГОСТ 26600).

7.9.6 Навигационные знаки устанавливают в местах пересечения газопроводов с судоходными и сплавными реками и каналами в соответствии с нормативными документами[1)].

На границе подводного перехода предусматривают установку постоянных реперов: при ширине перехода, с учетом ГВВ 10 % обеспеченности до 75 м — на одном берегу, более 75 м — на обоих берегах.

7.9.7 На ПРГ предусматривают надписи и знаки по ГОСТ 34011, а также следующую информацию:

- на ГРП и ГРПБ — наименование эксплуатационной организации с приведением номера телефона АДС, условное наименование (номер) ГРП, категории зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности;
- на ГРПШ — наименование эксплуатационной организации с приведением номера телефона АДС, условное наименование (номер) ГРПШ.

Маркировка ПРГП должна быть нанесена на верхнюю крышку. Надпись «Огнеопасно — Газ» наносят на верхнюю крышку ПРГП или опознавательный знак.

7.9.8 На корпусе преобразователя установки ЭХЗ указывают:

- предупреждающий знак «Опасность поражения электрическим током» в соответствии с ГОСТ 12.4.026;
- номер установки;
- наименование эксплуатационной организации;
- номер телефона эксплуатационной организации.

Допускается данную информацию указывать также на корпусе защитного устройства или ограждении преобразователя установки ЭХЗ.

[1)] В Российской Федерации навигационные знаки в местах пересечения газопроводов с судоходными и сплавными реками и каналами устанавливают в соответствии с «Правилами охраны газораспределительных сетей» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878).

7.10 Устройство систем безопасности и обеспечение контролепригодности

7.10.1 Безопасность эксплуатации сетей газораспределения обеспечивается посредством соблюдения нормативных документов, а также применением следующих технических решений:

- транспортирование одорированного газа;
- секционирование протяженных газопроводов путем установки ЗА;
- установление охранных зон сетей газораспределения;
- соблюдение минимальных расстояний;
- автоматическое прекращение подачи газа при резком неконтролируемом повышении расхода газа, связанного с возникновением нештатных ситуаций;
- установка футляров;
- установка контрольных трубок для выявления утечек газа;
- установка технических устройств в ПРГ, обеспечивающих защиту от повышенного и пониженного давлений в сетях газораспределения;
- выполнение норм взрывопожаробезопасности для ГРПБ и ГРП при проектировании зданий ГРП;
- маркировка и привязка сетей газораспределения в соответствии с 7.9.

7.10.2 Охранные зоны сетей газораспределения устанавливают в соответствии с нормативными документами[1)].

7.10.3 Газопроводы секционируют установкой ЗА для сокращения времени на локализацию возможной аварии и минимизацию потерь газа при этом, а также для проведения испытаний. Протяженность и число секций устанавливают при проектировании.

ЗА, футляры и контрольные трубки на газопроводе устанавливают в соответствии с нормативными документами[2)].

На футлярах для установки контрольных трубок предусматривают технические решения с использованием соединительных элементов, обеспечивающих надежность конструкции.

Наружный диаметр контрольной трубки принимают не менее 32 мм. Конец контрольной трубки защищают от попадания атмосферных осадков.

7.10.4 Коверы на подземных газопроводах предусматривают для защиты от механических повреждений и атмосферных осадков, выводимых на поверхность земли контрольных трубок, трубок отвода конденсата из конденсатосборников, гидрозатворов, контактных выводов контрольно-измерительных пунктов и ЗА.

Ковер устанавливают на бетонную или железобетонную подушку, располагаемую на основании, обеспечивающем его устойчивость.

7.10.5 Отметки крышки ковера принимают равной:

- отметке дорожного покрытия — при установке на обочине дороги или прокладке газопровода под проезжей частью дороги с усовершенствованным дорожным покрытием;
- отметке тротуара — при установке на тротуаре;
- не менее чем на 0,15 м выше уровня земли — в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей.

Вокруг ковера предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50 ‰, исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ ковера.

7.10.6 Для отбора проб из футляров на подземных переходах газопроводов через железнодорожные пути предусматривают вытяжную свечу, изготовленную из стальных труб, с установкой на фундамент или иную опору.

7.10.7 Футляры для газопроводов предусматривают для защиты газопровода от внешних нагрузок, повреждений в местах пересечения с подземными сооружениями, коммуникациями, автомобильными дорогами и железнодорожными путями, а также для возможности замены участка газопровода, обнаружения и отвода газа в случае утечки. Соединения составных частей футляра должны обеспечивать его герметичность.

[1)] В Российской Федерации охранные зоны сетей газораспределения устанавливают в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ, Земельным кодексом Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ, «Правилами охраны газораспределительных сетей» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878).

[2)] В Российской Федерации установку запорной арматуры, футляров и контрольных трубок осуществляют в соответствии с СП 62.13330.2011.

Для газопроводов применяют металлические или неметаллические футляры, отвечающие условиям прочности, долговечности и надежности. При этом в местах пересечения газопровода с каналами тепловых сетей предусматривают футляры из стали или других материалов, стойких к температурным воздействиям.

Для газопровода, прокладываемого внутри футляра, допускается предусматривать опоры (для стальных газопроводов — диэлектрические), обеспечивающие сохранность газопровода и его защитного покрытия при протаскивании плети в футляре. Шаг опор определяют расчетом.

Опоры могут быть скользящими, катковыми (роликовыми).

Катковые опоры рекомендуется применять при прокладке плети газопровода в футлярах длиной более 60 м.

Диаметр футляра выбирают исходя из условий проведения строительно-монтажных работ, а также диаметра газопровода, возможных перемещений под нагрузкой.

Концы футляра должны иметь уплотнение, обеспечивающее устойчивость от воздействия грунта и проникновения грунтовых вод, а также свободное перемещение газопровода в футляре от изменения давления и температуры без нарушения целостности.

Для герметизации полиэтиленовых футляров рекомендуется применять пенополимерные уплотнительные материалы и герметики на бутилкаучуковой или тиоколовой основе, а для герметизации стальных футляров — диэлектрические водонепроницаемые эластичные материалы.

Допускается размещение нескольких газопроводов внутри футляра при условии обеспечения свободного перемещения их относительно друг друга.

Стальные газопроводы, прокладываемые в стальных футлярах, оборудуют стационарными контрольно-измерительными пунктами у обоих концов футляра для контроля наличия (отсутствия) контакта «труба — футляр».

7.10.8 Предохранительные клапаны, применяемые в ПРГ, должны отвечать требованиям ГОСТ 31294.

7.10.9 Выполнение норм взрывопожаробезопасности при проектировании зданий и помещений ГРП обеспечивают в соответствии с ГОСТ 34670, а в блок-контейнерах ГРПБ — в соответствии с ГОСТ 34011.

7.10.10 Маркировку и привязку на местности наружных газопроводов, технических и технологических устройств, расположенных на подземных газопроводах, проводят по 7.9.

7.11 Охрана окружающей среды при проектировании

7.11.1 Проектирование сетей газораспределения проводят с учетом возможных внешних воздействий на них как природного, так и техногенного характера, в том числе предусматривают:

- защиту от коррозии наружной поверхности стальных газопроводов — в соответствии с ГОСТ 9.602;
- защиту газопроводов от негативного воздействия, вызванного деформацией грунтов (просадкой, пучением, набуханием, сдвигом и прочим), — в соответствии с 7.8.3—7.8.7;
- защиту подземных газопроводов в местах пересечения железнодорожных путей, автомобильных дорог и подземных сетей инженерно-технического обеспечения — в соответствии с 7.10.7;
- защиту надземных газопроводов, в том числе на переходах газопроводов через естественные преграды, — в соответствии с 7.8.8;
- защиту надземных газопроводов от падения проводов ЛЭП — в соответствии с 7.8.17;
- устройство защитного заземления и молниезащиты технических и технологических устройств, а также устройство системы отвода переменных токов с трубопроводов на заземлитель в местах пересечения и параллельной прокладки ЛЭП с подземными стальными газопроводами — в соответствии с нормативными документами[1)].

7.11.2 Выбор трассы, конструктивных, технологических и природоохранных решений, прокладку газопроводов осуществляют в соответствии с национальными нормативно-правовыми актами в области охраны окружающей среды.

[1)] В Российской Федерации устройство защитного заземления и молниезащиты технических и технологических устройств осуществляют в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и СО 153-34.21.122—2003.

8 Транспортирование и хранение труб, соединительных деталей, материалов, технических и технологических устройств

8.1 Транспортирование

8.1.1 В процессе транспортирования и проведения погрузочно-разгрузочных работ труб, материалов, технических и технологических устройств обеспечивают их защиту от механических повреждений, деформации и загрязнения, безопасность проведения работ.

8.1.2 Трубы и соединительные детали транспортируют любым видом транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов и техническими условиями размещения и крепления грузов, действующими на данном виде транспорта, а также по ГОСТ 22235 — на железнодорожном виде транспорта.

Подготовку труб и соединительных деталей к транспортированию проводят в соответствии с ГОСТ 26653. Транспортирование проводят с максимальным использованием вместимости транспортного средства.

При железнодорожных перевозках трубы транспортируют:

- в крытых вагонах, при этом длина труб должна быть не более 5,5 м, а масса грузового места должна составлять не более 1,25 т;
- в открытом подвижном составе, в том числе на специализированных платформах;
- в универсальных контейнерах следующими видами отправок: повагонными, мелкими, контейнерными.

При железнодорожных перевозках соединительные детали транспортируют в крытых вагонах в пакетах по ГОСТ 26663 (сформированных из ящиков или мешков) или в универсальных контейнерах без пакетирования.

Допускается проводить отгрузку труб транспортными средствами грузоотправителя (получателя) без формирования пакета.

Соединительные детали, перевозимые автомобильным транспортом, в том числе самовывозом, транспортируют без пакетирования:

- в полиэтиленовых мешках — по ГОСТ 17811, бумажных мешках — по ГОСТ 2226 или мешках — по ГОСТ 30090;
- мягких (полипропиленовых) контейнерах — по нормативным документам;
- ящиках из картона — по ГОСТ 13841;
- деревянных ящиках — по ГОСТ 2991, ГОСТ 10198, ГОСТ 5959.

Крупногабаритные соединительные детали с трубным концом, перевозимые автомобильным транспортом, в том числе самовывозом, не упаковывают.

Транспортирование в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности осуществляют по ГОСТ 15846.

8.1.3 Транспортирование полиэтиленовых труб, трубопроводной арматуры и соединительных деталей предусматривают в соответствии с ГОСТ 34715.1. Транспортирование стальных труб, металлической трубопроводной арматуры и соединительных деталей предусматривают по ГОСТ 34715.2.

8.2 Хранение труб, материалов, технических и технологических устройств

8.2.1 Погрузку и разгрузку труб и соединительных деталей на строительной площадке проводят, как правило, механизированным способом с применением грузоподъемных механизмов и мягких полотенец.

8.2.2 При проведении погрузочно-разгрузочных работ, а также при хранении труб исключают механическое повреждение и деформацию труб.

8.2.3 Скатывание и сбрасывание труб, технических и технологических устройств с транспортных средств не допускается.

8.2.4 Разгрузку изолированных труб и соединительных деталей проводят с использованием траверс и мягких полотенец или строп, располагаемых на трубах на одну треть по их длине. Соединительные детали разгружают с помощью строп, протягиваемых внутри фасонных элементов. При использовании эластичных или стальных строп их длину подбирают таким образом, чтобы угол между ними в месте присоединения к крюку составлял не более 90°.

8.2.5 В трассовых условиях трубы складируют на открытой ровной площадке. Изолированные трубы укладывают неизолированными концами на лежки или мягкие насыпные земляные валы.

8.2.6 Допускается хранение соединительных деталей по условиям эксплуатации группы 8 (открытые площадки в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом) по ГОСТ 15150 сроком не более 6 мес, при этом электросварные детали защищают от попадания влаги. Хранение труб, соединительных деталей, технических и технологических устройств на площадках, не имеющих твердое покрытие, не допускается.

8.2.7 Условия хранения соединительных деталей, технических и технологических устройств должны исключать возможность их механических и коррозионных повреждений, деформации и загрязнения.

Для защиты внутренней полости труб, соединительных деталей, технических и технологических устройств от атмосферных осадков, влаги, пыли, наносного мусора применяют инвентарные заглушки.

8.2.8 При хранении труб и материалов для минимизации времени хранения руководствуются принципом «первым получен — первым выдан», с использованием в качестве контрольной цифры дату изготовления. Трубы и материалы с более ранней датой изготовления следует выдавать первыми для использования.

8.2.9 Хранение полиэтиленовых труб, трубопроводной арматуры и соединительных деталей осуществляют по ГОСТ 34715.1. Хранение стальных труб, металлической трубопроводной арматуры и соединительных деталей — по ГОСТ 34715.2.

8.2.10 Хранение ГРПБ и ГРПШ осуществляют в соответствии с ГОСТ 34011.

8.2.11 Хранение ПРГП осуществляют в соответствии с нормативными документами и технической документацией предприятий — изготовителей ПРГП.

9 Строительство

9.1 Общие положения

9.1.1 Строительство, реконструкцию сетей газораспределения осуществляют на основании разрешения на строительство, в случаях, предусмотренных нормативными документами, при этом обеспечивают соблюдение технологии производства строительно-монтажных работ, выполнение технических решений, предусмотренных проектной документацией на строительство газопровода, а также использование соответствующих материалов и изделий[1)].

9.1.2 При обнаружении в процессе строительства, реконструкции газопровода несоответствия фактического расположения сетей инженерно-технического обеспечения расположению, принятому в проектной документации по данным инженерных изысканий, а также несоответствия фактических геолого-гидрологических данных на объекте строительства (реконструкции), строительные работы приостанавливают до внесения изменений в проектную документацию.

Повторную экспертизу проектной документации проводят в соответствии с нормативными документами[2)].

9.1.3 Земляные работы при строительстве газопроводов проводят в соответствии с разработанным ППР, на основании ПОС с учетом ГОСТ 17.4.3.02, нормативных документов и настоящего раздела[3)].

9.1.4 При строительстве газопровода вдоль действующего газопровода или другой сети инженерно-технического обеспечения схему проведения работ выбирают исходя из условия исключения возможности повреждения техникой действующих сетей инженерно-технического обеспечения. Перед началом работ по оси действующего газопровода через 10 м выставляют вешки с указанием глубины заложения газопровода.

9.1.5 Минимальную ширину траншеи принимают наибольшей из значений, удовлетворяющих следующим параметрам:

- траншеи с откосами 1:0,5 и круче — по таблице 3;

[1)] В Российской Федерации строительство (реконструкцию) 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), СП-41-101-2003, Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ с учетом СП 249.1325800.2016.

[2)] В Российской Федерации повторную экспертизу проектной документации проводят в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ и постановлением Правительства Российской Федерации от 5 марта 2007 г. № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».

[3)] В Российской Федерации земляные работы проводят в соответствии с СП 45.13330.2017, ГОСТ Р 12.3.048—2002.

- траншеи с откосами менее 1:0,5 — не менее наружного диаметра *D* с добавлением по дну траншеи 0,5 м при укладке отдельными трубами и 0,3 м при укладке плетями;

- траншеи на участках кривых вставок — не менее двукратной ширины траншеи на прямолинейных участках.

Таблица 3

Способ укладки газопроводов	Ширина траншей, мм, без учета креплений при стыковом соединении газопроводов
1 Плети или отдельные секции *D*, мм:	
до 700 включ.	*D* + 300, но не менее 700
св. 700	1,5*D*
2 То же, на участках, разрабатываемых траншейными экскаваторами под стальные газопроводы *D* не более 200 мм, укладываемые без спуска людей в траншеи (узкотраншейный метод)	*D* + 200
3 То же, на участках газопровода, пригружаемого железобетонными пригрузами или анкерными устройствами	2,2*D*
4 То же, на участках газопровода, пригружаемого с помощью нетканых синтетических материалов	1,5*D*
5 Отдельные трубы при *D*, мм:	
до 500 включ.	*D* + 500
от 500 до 1400 включ.	*D* + 800

* Для полиэтиленовой трубы допускается уменьшение ширины траншеи (устройство узких траншей) или канала (при бестраншейной прокладке) вплоть до диаметра укладываемой трубы при условии, что температура поверхности трубы при укладке не выше 20 °С, а также исключения возможности повреждения ее поверхности.

Примечание — При параллельной укладке нескольких газопроводов в одной траншее расстояния от крайних труб до стенок траншей определяют положениями настоящей таблицы, а расстояния между трубами устанавливают проектной документацией.

9.1.6 При проведении земляных работ обеспечивают установленную проектной документацией глубину траншеи и подготавливают основание под газопровод. Выполнение указанных работ оформляют в соответствии с нормативными документами[1)].

Дно траншеи очищают от предметов, способных повредить трубу или ее защитное покрытие. При наличии в траншее льда или снега перед укладкой газопровода траншею очищают. Перед укладкой и засыпкой газопровода его защитное покрытие проверяют на наличие дефектов и, при необходимости, ремонтируют.

9.1.7 Размеры и профили траншеи при строительстве газопроводов принимают в соответствии с проектной документацией.

9.1.8 Рытье траншей в пучинистых грунтах в зимний период следует выполнять с учетом обеспечения полной засыпки газопровода после окончания смены. Устройство водонепроницаемого экрана, отмостки и засыпку траншеи следует проводить с учетом положений проектной документации.

9.1.9 При строительстве в неслежавшихся насыпных грунтах следует после отрывки траншеи основание тщательно уплотнять на глубину, предусмотренную проектной документацией.

9.1.10 Размеры приямков для заделки стыков газопроводов принимают не менее указанных в таблице 4.

[1)] В Российской Федерации проведение земляных работ оформляют актом освидетельствования скрытых работ в соответствии с СП 48.13330.2011.

Таблица 4

Труба	Размер приямков, м		
	Длина	Ширина	Глубина
Стальная	1,0	*D* + 1,2	0,7
Полиэтиленовая	0,6	*D* + 0,5	0,2

Крутизну откосов траншей принимают исходя из глубины траншеи, гидрогеологических, грунтовых условий, а также обеспечения безопасности труда в строительстве в соответствии с нормативными документами[1)].

9.1.11 Укладку трубных плетей в подводную траншею проводят следующими способами:

- протаскиванием забалластированной плети по дну подводной траншеи;
- погружением забалластированной плети на дно подводной траншеи;
- погружением плавающей плети путем залива полости водой с последующей ее балластировкой;
- опусканием забалластированной плети в майну со льда.

9.1.12 При монтаже газопроводов принимают меры по предотвращению засорения полости труб, секций, плетей путем установки инвентарных заглушек на их концах, которые снимают перед стыковкой труб между собой.

9.1.13 По окончании строительства сетей газораспределения оформляют строительный паспорт на газопровод, ПРГ, ЭХЗ, рекомендуемые формы которых приведены в приложениях Б, В, Г соответственно либо в нормативных документах. В случае привлечения к строительству строительной организации последняя оформляет строительный паспорт и передает его на хранение ГРО или эксплуатационной организации. Строительный паспорт следует хранить в составе исполнительной документации до ликвидации объекта.

9.1.14 После завершения строительно-монтажных работ электротехнического оборудования проводят пусконаладочные работы технологических устройств, в том числе установок ЭХЗ, систем телеметрии и телемеханизации. Для случаев снабжения электротехнического оборудования от центральной сети перед проведением пусконаладочных работ должен быть заключен договор юридического или физического лица, владеющего на праве собственности или другом законном основании объектами сети газораспределения с энергоснабжающей компанией.

9.1.15 Сварочные материалы и оборудование, используемые при строительстве (реконструкции) сетей газораспределения, применяют в соответствии с нормативными документами. Сварочные материалы, оборудование и технологии должны быть аттестованы в аттестационных центрах, аккредитованных в установленном порядке.

Организации, выполняющие сварочные работы при строительстве (реконструкции) сетей газораспределения, проходят проверку наличия технических, кадровых и организационных возможностей в соответствии с нормативными документами[2)].

Сварочное оборудование, применяемое при строительстве (реконструкции) сетей газораспределения, должно проходить периодическое обслуживание и ремонт в соответствии с рекомендациями предприятия-изготовителя.

9.1.16 Сварочные работы выполняют в соответствии с производственно-технологической документацией по сварке, оформленной в виде отдельного раздела ППР, технологической инструкции или иной документации по сварке, утвержденной техническим руководителем организации — исполнителя сварочных работ. Данная документация должна содержать положения по организации, выполнению и контролю качества сварочных работ, включая порядок выполнения допускных испытаний сварщиков перед допуском к работе.

9.1.17 Нормы выполнения конкретных технологических операций на сетях газораспределения по сборке, сварке, термической обработке и контролю для каждого типоразмера соединяемых деталей оформляют в виде операционно-технологических карт сварки, разработанных и утвержденных специалистами организации-исполнителя сварочных работ, аттестованными на уровень профессиональной подготовки в соответствии с 5.4.

---

1) В Российской Федерации крутизну откосов траншей принимают в соответствии с СП 45.13330.2017.

2) В Российской Федерации сварочные работы выполняют в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (утверждены приказом Ростехнадзора от 14 марта 2014 г. № 102).

9.1.18 При организации сварочных работ и разработке производственно-технической документации по сварочному производству учитывают национальное законодательство и нормативные документы в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

9.1.19 По завершению строительства (реконструкции) газопроводов вносят изменения в схемы территориального планирования относительно расположения объекта и его охранных зон, путем оформления исполнительной съемки газопровода и постановки ее на учет.

9.2 Присоединение к действующим газопроводам

9.2.1 Присоединение к действующим газопроводам осуществляют в соответствии с нормативными документами[1)] и настоящим разделом.

9.2.2 Присоединение нового газопровода к действующему планируют и выполняют таким образом, чтобы гарантировать безопасность проводимых работ и, при необходимости, бесперебойность подачи газа потребителям. Способ присоединения выбирают при проектировании объекта и указывают в проектной документации. При проведении работ по присоединению газопровода необходимо предусматривать мероприятия по минимизации потерь газа.

9.2.3 Присоединение газопроводов без прекращения подачи газа потребителям проводят с использованием специального оборудования, обеспечивающего безопасность работ при соблюдении действующих нормативных документов.

9.2.4 При выборе способов присоединения к действующему газопроводу учитывают положения ГОСТ 34715.1 и ГОСТ 34715.2.

9.3 Методы прокладки газопроводов

9.3.1 Организацию прокладки газопроводов регламентируют ПОС, соответствующей нормативным документам и технической документацией и конкретизируют в ППР.

9.3.2 Укладку подземных газопроводов осуществляют в соответствии с ПОС и ППР открытым и закрытым (бестраншейным) способами.

При бестраншейном способе прокладки отклонения газопровода по вертикали и горизонтали не должны превышать значений, указанных в проектной документации.

9.3.3 При бестраншейном способе прокладки через естественные и искусственные преграды применяют способы ГНБ и микротоннелирования.

9.3.4 При открытом способе технология укладки газопроводов должна обеспечивать положение газопровода, указанное в проектной документации.

9.3.5 Строительство переходов газопроводов под дорогами открытым и закрытым способами выполняют в соответствии с проектной документацией и национальными нормативно-правовыми актами в указанной области.

9.3.6 Во время прокладки футляра под дорогами организация, осуществляющая строительство газопровода, выполняет постоянный геодезический надзор за деформацией дорожного покрытия.

9.3.7 Укладку газопровода осуществляют одиночными трубами (секциями) с последующей сваркой их в траншее или длинномерными плетями, предварительно сваренными на берме траншеи.

При укладке плетей в траншею необходимо обеспечивать:

- сохранность стенок газопровода (отсутствие на нем вмятин, гофр, изломов и других повреждений);
- сохранность защитного покрытия и других элементов конструкции газопровода (утяжелителей и т. п.);
- полное прилегание газопровода ко дну траншеи по всей его длине.

9.3.8 Для сборки и сварки одиночных труб в плети используют стандартизованные центраторы, обеспечивающие надежную и геометрически правильную фиксацию труб как на прямых, так и на криволинейных участках трассы.

9.3.9 Технологическую схему выполнения укладочных работ выбирают из числа типовых или разрабатывают на стадии составления ППР.

[1)] В Российской Федерации технологическое присоединение к действующим газопроводам осуществляют в соответствии с «Правилами подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2013 г. № 1314) и ГОСТ Р 54983—2012.

9.3.10 Работы по укладке двух или нескольких газопроводов в общую траншею проводят как одновременно, так и последовательно.

9.3.11 В процессе работы по укладке нескольких газопроводов в одну траншею обеспечивают заданные проектной документацией расстояния между осями смежных ниток. Для этого допускается использовать дистанционные прокладки (проставки), балластирующие устройства (утяжелители) или прерывистые присыпки в виде призм.

Во всех случаях принятые конструктивные решения закрепления газопровода в заданном проектном положении (размеры, расположение по трассе и т. д.) обосновывают соответствующими расчетами в проектной документации.

9.3.12 При одновременном строительстве многониточных газопроводов в раздельных траншеях укладку осуществляют так, чтобы исключить необходимость устройства проездов для строительной техники над уже проложенными газопроводами.

9.3.13 Для создания постели и присыпки используют грунт, не содержащий мерзлых комьев, щебня, гравия и других включений размером более 50 мм в поперечнике. Не допускается наличие в основании траншеи разжиженного слоя грунта, его следует удалить и заменить сухим грунтом.

9.3.14 В зимний период рекомендуется применять для создания подсыпки и присыпки несмерзшийся грунт из отвала или местный грунт, предварительно просеянный или подвергнутый сортировке с помощью грохота.

9.3.15 После укладки газопровода в траншею проверяют:

- проектную глубину, уклон и прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении;
- состояние защитного покрытия газопровода для стальных газопроводов или состояние трубы — для полиэтиленовых;
- фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, между газопроводом и пересекаемыми подземными сооружениями, а также их соответствие проектным расстояниям.

9.3.16 Правильность укладки газопровода проверяют путем нивелирования уложенного газопровода и мест его пересечения с подземными сооружениями.

9.3.17 После укладки газопровода в траншею на подготовленную постель перед засыпкой грунтом его предварительно присыпают песком или песчаным грунтом слоем не менее 25 см. Для исключения повреждения газопроводов в скальных и полускальных грунтах следует предусматривать устройство основания под газопровод толщиной не менее 10 см из крупно- или среднезернистого песка. При применении труб из полиэтилена с удаляемым слоем ПЭ 80, ПЭ 100 или ПЭ 100/ПЭ 100-RC основание под газопровод должно быть выровнено. Засыпку уложенного газопровода грунтом и его уплотнение проводят в соответствии с ППР.

9.3.18 Допускается присыпка газопровода грунтом мелкой фракции, не оказывающим негативного воздействия на защитное покрытие.

Вместо присыпки из песчаного или глинистого грунта в качестве средств механической защиты допускается использовать материалы, обладающие высокими прочностными и защитными свойствами, в частности, эластичностью и долговечностью.

9.3.19 Выемки, предусмотренные проектной документацией, сформированные при проведении работ, засыпают, дороги и тротуары восстанавливают, а при необходимости — проводят рекультивацию.

9.4 Контроль качества строительно-монтажных работ

В процессе строительства (реконструкции) сетей газораспределения осуществляют контроль качества строительно-монтажных работ в соответствии с нормативными документами[1)].

9.5 Охрана окружающей среды при строительстве

9.5.1 Строительство сетей газораспределения организуют таким образом, чтобы минимизировать негативное воздействие на окружающую среду. В проектной документации предусматривают перечень мероприятий по охране окружающей среды.

9.5.2 Организациям, осуществляющим строительно-монтажные работы, для достижения экологической результативности рекомендуется руководствоваться [1][2)].

---

1) В Российской Федерации контроль качества строительно-монтажных работ осуществляют в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ, СП 48.13330.2011, СП 62.13330.2011, СП 11-110—99, СП 246.1325800.2016.

2) В Российской Федерации действует ГОСТ Р ИСО 14001—2016.

9.5.3 Рекультивацию строительной полосы газопроводов осуществляют в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04.

9.6 Испытания давлением

Газопроводы, законченные строительством или реконструкцией, испытывают в соответствии с нормативными документами[1)].

9.7 Приемка и ввод в эксплуатацию сетей газораспределения

9.7.1 Приемку в эксплуатацию законченных строительством сетей газораспределения осуществляют в соответствии с нормативными документами и настоящим разделом[2)].

9.7.2 Строительная организация (генеральный подрядчик) предъявляет приемочной комиссии документы и материалы, указанные в нормативных документах, а также следующее:

- исполнительную геодезическую документацию;
- акт разбивки осей объекта капитального строительства на местности;
- журнал сварочных работ или распечатки сварочных процессов;
- сварочные схемы подземных газопроводов;
- копии приказов о присвоении клейма сварщикам;
- копии свидетельства об аттестации сварочного оборудования и технологии процесса сварки;
- копии протоколов об аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, копии свидетельства и протоколов об аттестации лаборатории неразрушающего контроля и ее специалистов;
- копии протоколов аттестации специалистов, осуществляющих строительный контроль на объекте;
- разрешительную документацию (сертификаты и декларации соответствия или их копии) на технические устройства, трубы, соединительные детали, сварочные и защитные материалы;
- сертификаты качества предприятий-изготовителей на трубы и соединительные детали;
- копии технических свидетельств (разрешений) на применение в строительстве новых, в том числе импортных, материалов и технологий;
- акты ревизии ЗА;
- копии свидетельства о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, выданные саморегулируемой организацией, и протоколы аттестации специалистов подрядных организаций[3)].

9.7.3 Порядок назначения приемочных комиссий, их права и обязанности, порядок работы и ответственность сторон, участвующих в приемке законченных строительством объектов, принимают в соответствии с нормативными документами[4)].

9.7.4 При неудовлетворительных результатах в ходе проведения приемки в эксплуатацию законченных строительством сетей газораспределения приемочной комиссии предоставляется право потребовать вскрытия любого участка подземного газопровода для дополнительной проверки качества строительства, а также проведения повторных испытаний с представлением дополнительных заключений.

9.7.5 По окончании приемки составляют акт приемки по форме, установленной нормативными документами[5)]. При выполнении работ по присоединению вновь построенного газопровода к действу-

---

[1)] В Российской Федерации испытания газопроводов осуществляют в соответствии с Техническим регламентом «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870) и СП 62.13330.2011.

[2)] В Российской Федерации приемку в эксплуатацию законченных строительством 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) и СП 62.13330.2011.

[3)] В Российской Федерации перечень документов и материалов, предъявляемый приемочной комиссии, приведен в Техническом регламенте «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870).

[4)] В Российской Федерации порядок назначения приемочных комиссий, их права и обязанности, порядок работы и ответственность сторон, участвующих в приемке законченных строительством объектов, принимают в соответствии с Техническим регламентом «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870) и СП 68.13330.2017.

[5)] В Российской Федерации форма акта приемки законченного строительством объекта сети газораспределения установлена СП 62.13330.2011.

ющему более чем через 6 мес после оформления акта приемки газопровода проводят его повторное испытание на герметичность.

10 Ликвидация

10.1 Ликвидацию сетей газораспределения (отдельных участков) проводят в соответствии с документацией на ликвидацию сетей газораспределения в соответствии с нормативными документами[1)].

В процессе ликвидации обеспечивают следующие мероприятия:

а) по предотвращению загрязнения окружающей среды;

б) утилизации отходов производства;

в) рекультивации нарушенных земель;

г) предотвращению повреждения зданий и сооружений, расположенных в зоне расположения ликвидируемого объекта;

д) сохранению противокоррозионной защиты других сетей газораспределения (если система противокоррозионной защиты ликвидируемой сети газораспределения участвовала в формировании системы противокоррозионной защиты других сетей газораспределения);

е) предотвращению активизации опасных геологических процессов (оползней, обвалов и подобных явлений).

10.2 При выводе из эксплуатации участков газопроводов проводят их ликвидацию.

10.3 При ликвидации выводимых из эксплуатации участков газопроводов проводят следующие работы:

- отключение и освобождение от газа продувкой воздухом участка выводимого из эксплуатации газопровода;

- вырезка (при наличии такой возможности) или обрезка выводимого из эксплуатации участка газопровода;

- установка и заварка заглушек на действующем газопроводе.

Решение о сохранении газопровода в земле принимает проектная организация с учетом экологических факторов.

10.4 При выводе ПРГ и отдельных линий редуцирования из эксплуатации на постоянный срок проводят ликвидацию (демонтаж) ПРГ, в том числе технических устройств, а также выводимых из эксплуатации линий редуцирования действующих ПРГ.

Выполнение работ по ликвидации ПРГ, отдельных линий редуцирования осуществляют в соответствии с разработанной документацией и утвержденными ГРО или эксплуатационной организацией технологическими картами, с учетом требований документации предприятия — изготовителя технологических устройств.

10.5 При ликвидации выводимых из эксплуатации ПРГ, отдельных линий редуцирования проводят следующие работы:

- отключение и освобождение от газа продувкой воздухом ПРГ, отдельных линий редуцирования, выводимых из эксплуатации;

- обрезку газопроводов на участках присоединения выводимого из эксплуатации ПРГ, отдельных линий редуцирования с установкой и заваркой заглушек на концах труб действующих газопроводов;

- отключение, с установкой заглушек, запорной арматуры на входе/выходе газопроводов в/из ПРГ или на конечных участках линий редуцирования.

10.6 Полностью выведенные из эксплуатации по каким-либо причинам, но работоспособные ПРГ с неистекшим сроком (продолжительностью) эксплуатации после проверки технического состояния и устранения выявленных дефектов допускается применять на других технологических участках сети газораспределения.

10.7 При ликвидации сетей газораспределения должны быть разработаны и реализованы мероприятия по восстановлению природной среды, в том числе воспроизводству компонентов природной среды, в целях обеспечения благоприятной окружающей среды.

10.8 Результаты работ по ликвидации газопроводов и ПРГ оформляют записями в эксплуатационных паспортах. Документацию на ликвидацию включают в состав исполнительной документации.

[1)] В Российской Федерации документацию на ликвидацию сетей газораспределения выполняют в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасности производственных объектов».

Приложение А
(справочное)

Пример оформления опознавательного знака

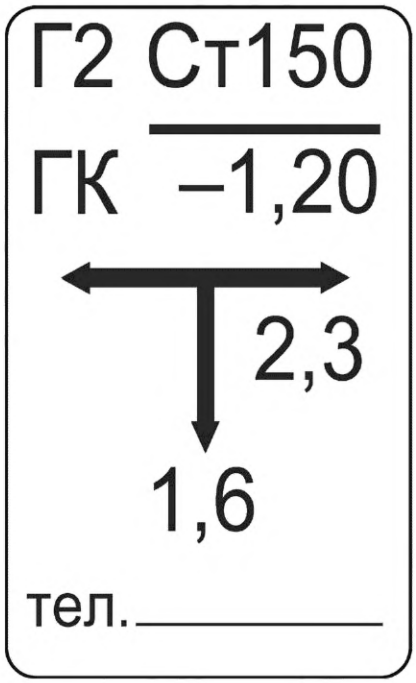

Рисунок А.1 — Пример оформления опознавательного знака

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма строительного паспорта подземного (надземного) газопровода, газопровода-ввода

Строительный паспорт
подземного (надземного) газопровода, газопровода-ввода

_____
(ненужное зачеркнуть)

Построен _____

_____
(наименование строительно-монтажной организации и номер проекта)

По адресу _____
(населенный пункт, улица, привязки начального и конечного пикетов)

1 Характеристика газопровода (газопровода-ввода):
Длина участка газопровода_____м;
Диаметр участка газопровода_____мм;
Рабочее давление газопровода _____МПа;
Материал труб газопровода _____ ;
Тип защитного покрытия линейной части и сварных стыков _____;
Количество ЗА _____ ед.;
Материал ЗА _____;
Тип ЗА_____;
Количество коверов_____ед.;
Другие сооружения _____.

2 Перечень прилагаемых сертификатов, технических паспортов (или их копий) и других документов, удостоверяющих качество материалов и технических устройств

_____

_____

3 Данные о сварке стыков газопровода

Инициалы, фамилия сварщика	Вид сварки	Номер (клеймо) сварщика	Сварено стыков		Дата проведения сварочных работ
			Диаметр труб, мм	Число, шт.	

_____
(должность, личная подпись, инициалы, фамилия представителя строительно-монтажной организации)

4 Проверка глубины заложения подземного газопровода, уклонов, постели, устройства футляров, коверов
Установлено, что глубина заложения газопровода от поверхности земли до верха трубы на всем протяжении, уклоны газопровода, постель под трубами, а также устройство футляров, коверов соответствуют проектной документации

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

Представитель эксплуатационной
организации/строительного контроля _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

5 Проверка качества защитного покрытия газопровода (газопровода-ввода)
5.1 Перед укладкой в траншею проверено защитное покрытие стальных труб и сварных стыков на отсутствие механических повреждений и трещин — внешним осмотром; толщина — замером по ГОСТ 9.602 _____ мм; адгезия к стали — по ГОСТ 9.602; сплошность — дефектоскопом.
5.2 Защитное покрытие стыков, изолированных в траншее, проверено внешним осмотром на отсутствие механических повреждений и трещин по ГОСТ 9.602 (толщина, адгезия к стали, сплошность).

5.3 Проверка на отсутствие электрического контакта между металлом трубы и грунтом проведена после полной засыпки траншеи « » 20 г. /оттаивания грунта (при глубине промерзания более 10 см),
(ненужное зачеркнуть)

о чем сделана запись в акте о приемке законченного строительством объекта системы газоснабжения _____
_____ .
(реквизиты акта)

При проверке качества защитного покрытия дефекты не обнаружены.

Начальник лаборатории _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Представитель эксплуатационной
организации/строительного контроля _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

6 Продувка газопровода и испытание его на герметичность, прочность, герметичность и прочность (нужное подчеркнуть)

6.1 «___» _____ 20__ г. перед испытанием на герметичность, прочность, комплексным испытанием (совместным испытанием на прочность и герметичность) (нужное подчеркнуть) проведена продувка газопровода воздухом.
6.2 «___» _____ 20__ г. засыпанный до проектных отметок стальной газопровод с установленной на нем арматурой и ответвлениями к объектам до запорной арматуры (или подземная часть) газопровода-ввода испытан на герметичность, прочность, комплексным испытанием (совместным испытанием на прочность и герметичность) (нужное подчеркнуть) в течение _____ ч.
До начала испытания стальной подземный газопровод находился под давлением _____ МПа воздуха в течение ____ ч для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.
Замеры давления проводились манометром (дифманометром) по ГОСТ _____, класс точности _____.
Данные замеров давления при испытании стального подземного газопровода

Дата испытания			Манометрический замер давления, кПа (мм рт. ст.)		Падение давления, кПа (мм рт. ст.)	
Месяц	Число	Часы	P_1	P_2	допускаемое	фактическое

Согласно данным вышеприведенных замеров давления стальной подземный газопровод испытание на герметичность, прочность, комплексным испытанием (совместным испытанием на прочность и герметичность) (нужное подчеркнуть) выдержал, утечки и дефекты в доступных для проверки местах не обнаружены.
6.3 «____» _____ 20___ г. засыпанный до проектных отметок полиэтиленовый газопровод с установленной на нем арматурой и ответвлениями к объектам до запорной арматуры (или подземная часть) газопровода-ввода испытан на герметичность, прочность, комплексным испытанием (совместным испытанием на прочность и герметичность) (нужное подчеркнуть) в течение _____ ч.
До начала испытания полиэтиленовый газопровод находился под давлением ____ МПа воздуха в течение _____ ч для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.
Замеры давления проводились манометром (дифманометром) по ГОСТ _____, класс точности _____.

Данные замеров давления при испытании полиэтиленового газопровода

Дата испытания			Манометрический замер давления, кПа (мм рт. ст.)		Падение давления, кПа (мм рт. ст.)	
Месяц	Число	Часы	P_1	P_2	допускаемое	фактическое

Согласно данным вышеприведенных замеров давления полиэтиленовый газопровод испытание на герметичность, прочность, комплексным испытанием (совместным испытанием на прочность и герметичность) (нужное подчеркнуть) выдержал, утечки и дефекты в доступных для проверки местах не обнаружены.

«___» _____ 20___ г. проведено испытание надземного газопровода (надземной части газопровода-ввода) давлением _____ МПа с выдержкой в течение _____ ч, последующим внешним осмотром и проверкой всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений.
Утечки и дефекты не обнаружены.
Надземный газопровод (надземная часть газопровода-ввода) испытание на герметичность выдержал.

Личные подписи:

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

Представитель эксплуатационной
организации/ строительного контроля _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

7 Заключение
Газопровод (газопровод-ввод) построен в соответствии с проектной документацией, разработанной _____
_____
_____
(наименование проектной организации, дата выпуска проекта)

с учетом согласованных изменений, внесенных в рабочие чертежи №№ _____.
Строительство начато «_____» _____ 20____ г.
Строительство окончено «_____» _____ 20____ г.

Руководитель строительно-
монтажной организации _____ _____ _____
должность, инициалы, фамилия личная подпись дата

Представитель эксплуатационной
организации/строительного контроля _____ _____ _____
должность, инициалы, фамилия личная подпись дата

Приложение В
(рекомендуемое)

Форма строительного паспорта пункта редуцирования газа

Строительный паспорт ПРГ

Смонтированного _____
(наименование строительно-монтажной организации и номер проекта)

По адресу _____

1 Характеристика ПРГ

Указывается давление газа (на входе и на выходе), тип и размеры установленных технических устройств и газоиспользующего оборудования, число и площадь помещений, система отопления и вентиляции, данные об освещении, связи, телеметрии

_____

_____

_____

2 Перечень прилагаемых сертификатов, технических паспортов (или их копий) и других документов, удостоверяющих качество материалов, технических устройств и газоиспользующего оборудования

_____

_____

_____

Примечание — Допускается прилагать (или размещать в данном разделе) извлечения из указанных документов, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта, и содержащие необходимые сведения [№ сертификата, марка (тип), ГОСТ (ТУ), размеры, номер партии, предприятие-изготовитель, дата выпуска, результаты испытаний].

3 Данные о сварке стыков газопровода

Инициалы, фамилия сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Вид сварки	Сварено стыков		Дата проведения сварочных работ
			Диаметр труб, мм	Число, шт.	

_____
(должность, личная подпись, инициалы, фамилия представителя строительно-монтажной организации)

4 Испытание газопровода и газоиспользующего оборудования ПРГ на прочность и герметичность

4.1 «__» 20____ г. проведено испытание газопровода и газоиспользующего оборудования ПРГ на прочность давлением ____ МПа (____ кгс/см^2) с выдержкой в течение 1 ч. Газопровод и газоиспользующее оборудование ПРГ испытание на прочность выдержали.

4.2 «__» 20____ г. проведено испытание газопроводов и газоиспользующего оборудования ПРГ на герметичность давлением ____ МПа (____ кгс/см^2) в течение ч.

Падение давления ____ МПа (____ кгс/см^2) при допускаемом падении давления ____ МПа (____ кгс/см^2).

Утечки и дефекты при внешнем осмотре и проверке всех соединений не обнаружены. Газопровод и газоиспользующее оборудование ПРГ испытание на герметичность выдержали.

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

Представитель эксплуатационной
организации/строительного контроля _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Примечание — Если испытание газопроводов и газоиспользующего оборудования ПРГ на прочность и герметичность проводят раздельно для высокого и низкого давления, то в данном разделе паспорта следует сделать две записи — одна по испытанию на высоком давлении, другая — на низком.

5 Заключение

ПРГ построен в соответствии с проектной документацией, разработанной _____
_____
(наименование проектной организации и дата выпуска проекта)

с учетом согласованных изменений, внесенных в рабочие чертежи № _____ .

Строительство ПРГ начато «___» 20_____г.
Строительство ПРГ закончено «___» 20_____г.

Руководитель строительно-
монтажной организации _____ _____ _____
должность, инициалы, фамилия личная подпись дата

Представитель эксплуатационной
организации/строительного контроля _____ _____ _____
должность, инициалы, фамилия личная подпись дата

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма строительного паспорта установки электрохимической защиты

Строительный паспорт установки ЭХЗ

_____ .
(катодная, протекторная, дренажная)
Адрес _____ .

1 Тип установки _____ .
(дата выпуска, заводской номер)
2 Способ крепления _____ .
3 Дата ввода в эксплуатацию _____ .
4 Характеристика узлов защиты:
кабель _____ ,
(марка, сечение, длина)
анодный заземлитель _____ ,
(материал, конструкция, число электродов)
сопротивление растеканию тока _____ ,
место подключения дренажа _____ ,
защитное заземление _____ ,
прочие устройства _____ .

5 Проектные параметры защиты:
напряжение источника питания установки (при наличии) _____ ,
сила выходного тока _____ ,
выходное напряжение _____ ,
сопротивление цепи _____ ,
разность потенциалов на контактном устройстве (КУ):
максимальная _____ средняя _____ ,
срок службы анодного заземления _____ .
6 Протяженность защищаемых сооружений _____ .

Перечень контрольно-измерительных пунктов

№ п/п	Вид контрольно-измерительного пункта	Электрод сравнения	Адрес	Дата установки	Сведения о техническом состоянии

7 Строительство ЭХЗ начато «___» 20_____г.
Строительство ЭХЗ закончено «___» 20_____г.

8 Заключение

Установка ЭХЗ построена в соответствии с проектной документацией, разработанной _____
_____
(наименование проектной организации и дата выпуска проекта)

с учетом согласованных изменений, внесенных в рабочие чертежи № _____ .

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

Представитель эксплуатационной
организации/строительного контроля _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Библиография

[1] ISO 14001:2015 Environmental management systems — Requirements with guidance for use (Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению)

[2] ISO 45001:2018 Occupational health and safety management — Requirements with guidance for use (Системы менеджмента охраны здоровья и обеспечения безопасности труда. Требования и руководство по использованию)

УДК 662.767:006.354 МКС 23.040

Ключевые слова: системы газораспределительные, проектирование, строительство, ликвидация, сети газораспределения, природный газ

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 16.03.2021. Подписано в печать 25.03.2021. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 4,18.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 34715.0—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования

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

(ИУС № 8 2023 г.)

МКС 23.040

Поправка к ГОСТ 34715.0—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Таблица 1. Графа «Материал 3А», строка «Сплавы на основе алюминия»	Сплавы на основе алюминия	Сплавы на основе алюминия*
Таблица 1. Примечание	Примечание — Корпусные детали должны быть изготовлены:	* Корпусные детали должны быть изготовлены:

(ИУС № 9 2024 г.)

gost.e-ecolog.ru