ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58778— 2019

Системы газораспределительные

СЕТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Газопроводы высокого давления категории 1а

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2020

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа» (АО «Гипрониигаз»), Акционерным обществом «Газпром газораспределение» (АО «Газпром газораспределение»)

2 ВНЕСЕН подкомитетом ПК 4 «Газораспределение и газопотребление» Технического комитета по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 декабря 2019 г. № 1427-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.gost.ru)

© Стандартинформ, оформление, 2020

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения и обозначения 3
5 Проектирование 3
5.1 Общие положения 3
5.2 Прокладка сетей газораспределения 6
5.3 Прокладка газопроводов сетей газопотребления 7
5.4 Переходы газопроводов сетей газораспределения и газопотребления через естественные и искусственные преграды 7
5.5 Материалы труб, соединительные детали и технические устройства для сетей газораспределения и газопотребления 9
5.6 Защита от коррозии подземных и надземных газопроводов 9
5.7 Молниезащита 12
6 Строительство 12
6.1 Общие положения 12
6.2 Подготовительные работы 12
6.3 Земляные работы 15
6.4 Монтажные, изоляционные и укладочные работы 15
6.5 Сварка и контроль качества сварных соединений 21
6.6 Строительство и монтаж средств электрохимической защиты 22
6.7 Контроль выполнения строительно-монтажных работ 23
6.8 Очистка и осушка полости газопровода 25
6.9 Испытания газопроводов на прочность и проверка на герметичность 26
6.10 Оценка соответствия газопроводов сети газораспределения и газопотребления 27
7 Газоопасные работы 27
8 Эксплуатация 27
8.1 Общие положения 27
8.2 Ввод в эксплуатацию 29
8.3 Мониторинг 30
8.4 Техническое обслуживание 33
8.5 Текущий и капитальный ремонты 33
8.6 Консервация и ликвидация газопроводов 34
Приложение А (рекомендуемое) Минимальные расстояния от газопроводов сети газораспределения 1а категории до объектов, зданий и сооружений 35
Приложение Б (рекомендуемое) Минимальные расстояния от газопроводов сети газопотребления 1а категории до зданий и сооружений на площадке энергообъекта с ГТУ и ПГУ 38
Библиография 39

Введение

Настоящий стандарт разработан для обеспечения положений Технического регламента [1] при проектировании, реконструкции, строительстве и эксплуатации (включая консервацию и ликвидацию) сетей газораспределения и газопотребления 1а категории.

Настоящий стандарт принят в целях:

- установления норм проектирования, реконструкции, строительства и обеспечения условий безопасной эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления 1а категории;
- защиты жизни и/или здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, государственного и муниципального имущества;
- охраны окружающей среды, жизни и/или здоровья животных и растений;
- обеспечения энергетической эффективности.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Системы газораспределительные

СЕТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Газопроводы высокого давления категории 1а

Gas distribution systems. Distribution networks and consumers gas network.
Gas pipelines of high pressure category 1a

Дата введения — 2020—05—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на проектирование, реконструкцию, строительство и эксплуатацию (включая консервацию и ликвидацию) газопроводов высокого давления 1а категории сетей газораспределения и сетей газопотребления (далее — газопроводов сетей газораспределения и газопотребления), транспортирующих природный газ по ГОСТ 5542 газотурбинным и парогазовым установкам (далее — ГТУ и ПГУ).

1.2 Положения настоящего стандарта распространяются на:

- газопроводы сети газораспределения, транспортирующие природный газ давлением свыше 1,2 МПа до 5,5 МПа включительно и прокладываемые вне территории населенных пунктов и по территории производственной зоны населенных пунктов исключительно до границ производственных площадок, с размещенными ГТУ и ПГУ;
- газопроводы сети газопотребления, транспортирующие природный газ давлением свыше 1,2 МПа до 2,5 МПа включительно и прокладываемые по территории производственных площадок с размещенными ГТУ и ПГУ от отключающего устройства на сети газораспределения до площадки подготовки газа;
- сооружения, технические устройства на сетях газораспределения (узлы пуска и приема ВТУ, установки электрохимической защиты от коррозии, запорная арматура (крановые узлы), электроизолирующие вставки и т. п.), пункты редуцирования газа, опознавательные и предупредительные знаки, вдольтрассовые проезды (при необходимости) и др.

1.3 Положения настоящего стандарта не распространяются на газопроводы сетей газораспределения и газопотребления, прокладываемые и эксплуатируемые в особых грунтовых и природных условиях. Перечень особых грунтовых и природных условий приведен в СП 62.13330.2011.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для применения юридическими лицами (далее — организациями) и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими деятельность по проектированию, строительству, реконструкции и эксплуатации (включая консервацию и ликвидацию) газопроводов высокого давления 1а категории сетей газораспределения и газопотребления, указанных в 1.1.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 9.402 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

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

Издание официальное

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

ГОСТ 7512 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 9238 Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 16037 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 24297 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 34027 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода

ГОСТ Р 12.3.047 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

ГОСТ Р 51164 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 53865 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ Р 54983—2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

ГОСТ Р 55436 Системы газораспределительные. Покрытия из экструдированного полиэтилена для стальных труб. Общие технические требования

ГОСТ Р 55724 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

СП 18.13330.2011 «СНиП II-89—80 Генеральные планы промышленных предприятий»

СП 28.13330.2012 «СНиП 2.03.11—85 Защита строительных конструкций от коррозии»

СП 33.13330.2012 «СНиП 2.04.12—86 Расчет на прочность стальных трубопроводов»

СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы»

СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты»

СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы»

СП 86.13330.2014 «СНиП III-42—80 Магистральные трубопроводы»

СП 119.13330.2017 «СНиП 32-01—95 Железные дороги колеи 1520 мм»

СП 126.13330.2012 «СНиП 3.01.03-84 Геодезические работы в строительстве»

СП 245.1325800.2015 Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и сводов правил в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 53865, ГОСТ 24856, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **бестраншейные технологии:** Технологии прокладки газопровода закрытым способом (без вскрытия земной поверхности над ними).

Примечание — К бестраншейным технологиям (методам) относятся ГНБ, прокол, продавливание и др.

3.2 **электроизолирующая вставка:** Изделие, устанавливаемое на газопроводе и предназначенное для обеспечения электрического разъединения защищаемого катодной защитой объекта от незащищаемого, а также электрического секционирования трубопроводов, проходящих в зонах воздействия блуждающих токов.

3.3

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

[ГОСТ Р 51852—2001, пункт 2]

3.4 **опорная часть:** Несущая часть опоры, передающая нагрузку от газопровода на опору.

3.5 **парогазовая установка;** ПГУ: Энергетическая установка (энергоблок), в которой электроэнергия вырабатывается генератором газотурбинной установки и паротурбинным агрегатом за счет пара, в том числе полученного при утилизации теплоты уходящих газов газотурбинной установки.

3.6 **пожарный риск:** Мера возможности реализации пожарной опасности объекта защиты и ее последствий для людей и материальных ценностей.

Примечание — Расчет пожарного риска выполняется в соответствии с ГОСТ Р 12.3.047.

3.7 **производственная зона:** Зона размещения производственных объектов.

3.8 **производственная площадка:** Часть территории производственного объекта с размещенными зданиями и сооружениями, в т. ч. ГТУ и ПГУ.

3.9 **срок безопасной эксплуатации:** Календарная продолжительность эксплуатации газопровода сети газораспределения и газопотребления, устанавливаемая при проектировании, в пределах которой должны выполняться требования промышленной безопасности.

3.10 **техническое устройство:** Составная часть сети газораспределения либо сети газопотребления (арматура трубопроводная, компенсаторы, электроизолирующие вставки, средства электрохимической защиты от коррозии) и иные составные части сетей газораспределения и сетей газопотребления.

4 Сокращения и обозначения

В настоящем стандарте приведены следующие сокращения и обозначения:

АДС — аварийно-диспетчерская служба;

ВЛ — воздушные линии;

ВТУ — внутритрубные устройства;

ГВВ — горизонт высоких вод;

ГВЛ — горизонт высокого ледохода;

ГНБ — горизонтально-направленное бурение;

ГРО — газораспределительная организация;

ГРС — газораспределительная станция;

ГТУ — газотурбинная установка;

КИП — контрольно-измерительный пункт;

ПГУ — парогазовая установка;

ПОС — проект организации строительства;

ППР — проект производства работ;

ПУМ — поражение ударом молнии;

ТУ — технические условия;

УДЗ — установка дренажной защиты;

УКЗ — установка катодной защиты;

ЭХЗ — электрохимическая защита;

D — наружный диаметр трубы;

$P_{раб}$ — рабочее давление;

$P_{исп}$ — испытательное давление.

5 Проектирование

5.1 Общие положения

5.1.1 Газопроводы высокого давления 1а категории относят к объектам с повышенным уровнем ответственности на основании [2] и [3] (статья 4, части 7 и 8).

5.1.2 Границами газопроводов сети газораспределения является запорная арматура, расположенная на выходе из ГРС за ее территорией, и перед производственной площадкой объекта вне его территории. В соответствии с актом разграничения эксплуатационной ответственности сторон допускается размещение запорной арматуры на территории производственной площадки.

5.1.3 При подаче газа после ГРС по сетям газораспределения давлением свыше 2,5 МПа до 5,5 МПа следует предусматривать пункт редуцирования газа с блоком подогрева для понижения давления до 2,5 МПа.

Пункт редуцирования газа должен размещаться от границ территорий производственных объектов, в том числе с производственной площадкой с размещенными ГТУ и ПГУ на расстоянии 150 м при диаметре газопровода до 300 мм и 175 м при диаметре газопровода свыше 300 мм до 600 мм.

Технические решения по устройству пунктов редуцирования газа рекомендуется принимать с учетом СП 62.13330.2011 (раздел 6).

5.1.4 Минимальные расстояния от газопроводов сети газораспределения до зданий и сооружений принимают с учетом расчета пожарного риска, но не менее указанных в приложении А, а от газопроводов сети газопотребления — в приложении Б.

Указанные в приложении А расстояния до объектов, зданий и сооружений не относятся к объектам, зданиям и сооружениям магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

5.1.5 Диаметры газопроводов определяют в соответствии с нормами технологического проектирования. Толщина стенки трубы, допустимые радиусы свободного изгиба газопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях определяют расчетами на прочность в соответствии с СП 33.13330.2012, СП 36.13330.2012. Расчеты на прочность выполняют с учетом коэффициента надежности согласно [3] (статья 16, часть 7).

Минимальный радиус изгиба газопровода из условия пропуска ВТУ принимают не менее пяти номинальных диаметров трубы.

5.1.6 Выбор трассы газопровода сети газораспределения и газопотребления осуществляют в соответствии с [2], [4], [5], а также с учетом необходимости защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

5.1.7 При выборе трассы газопровода учитывают:

- перспективное развитие городов и населенных пунктов, промышленных, сельскохозяйственных и других объектов, железных и автомобильных дорог, а также условия строительства и обслуживания газопровода сети газораспределения и газопотребления в период его эксплуатации;
- инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические и инженерно-экологические условия;
- диаметр и протяженность газопровода;
- способы прокладки газопровода.

5.1.8 Прокладка газопровода сети газораспределения и газопотребления не допускается:

- в населенных пунктах, кроме территорий населенных пунктов, законодательно отнесенных к производственным зонам, исключительно к производственным площадкам и по территории производственных площадок, на которых размещены ГТУ и ПГУ;
- через тело насыпи земляного полотна железной и автомобильной дороги;
- в тоннелях автомобильных и железных дорог;
- в тоннелях совместно с электрическим кабелем и кабелями связи и трубопроводами иного назначения;
- по мостам железных и автомобильных дорог всех категорий, виадукам и пешеходным мостам;
- под мостами железных и автомобильных дорог всех категорий, под виадуками и пешеходными мостами, под и над тоннелями различного назначения;
- в одной траншее с электрическими кабелями, кабелями связи и трубопроводами иного назначения, за исключением случаев, когда кабель технологической связи данного газопровода прокладывается в одном футляре с газопроводом на переходах через железные и автомобильные дороги.

5.1.9 Запорную арматуру (крановые узлы) на газопроводах сети газораспределения предусматривают:

- в месте подключения к газопроводу на расстоянии от 5 до 20 м от ограждения ГРС;
- перед территорией производственной площадки с ГТУ и ПГУ (охранные краны) на расстоянии от 5 до 20 м от ограды. При соответствующем обосновании запорную арматуру размещают на территории производственной площадки ГТУ и ПГУ не далее 5 м от ограждения;
- на линейной части газопровода с целью секционирования на расстояниях не более 15 км;

- при пересечении с водными преградами на обоих берегах на отметках не ниже отметок 10 %-ной обеспеченности ГВВ и выше расчетного уровня ледохода (ГВЛ) 2 %-ной обеспеченности, а на берегах горных рек на отметках не ниже отметок 2 %-ной обеспеченности ГВВ;

- при пересечении с железными дорогами общей сети и автомобильными дорогами I—III категории на расстоянии не более 1000 м от крайнего рельса и подошвы насыпи земляного полотна автомобильной дороги. Минимальное расстояние от крайнего рельса и подошвы насыпи земляного полотна автомобильной дороги до запорной арматуры принимается при проектировании с учетом рельефа местности и наличии сетей инженерно-технического обеспечения.

5.1.10 Допускается совмещение охранных кранов с кранами, входящими в состав узлов пуска и приема ВТУ.

5.1.11 Запорную арматуру на параллельно прокладываемых нитках газопроводов сети газораспределения или газопотребления смещают не менее чем на 100 м друг от друга.

5.1.12 Запорную арматуру, как правило, предусматривают в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки.

5.1.13 Класс герметичности затвора запорной арматуры должен соответствовать классу «А» по ГОСТ 9544.

5.1.14 Запорную арматуру применяют равнопроходную с пневмо-, гидро- или пневмогидроприводом.

Равнопроходную запорную арматуру принимают во всех случаях. Выбирают привод при проектировании по согласованию с заказчиком.

5.1.15 Для управления кранами, оборудованными пневмоприводом, гидроприводом или пневмогидроприводом, предусматривают систему резервирования импульсного газа. Перед узлами управления на трубках отбора импульсного газа устанавливают электроизолирующие вставки.

5.1.16 Запорную арматуру оснащают автоматикой аварийного закрытия. Автоматы аварийного закрытия линейных кранов должны обеспечивать закрытие арматуры при скорости падения давления газа в газопроводе в диапазоне от 0,1 до 0,35 МПа в мин.

5.1.17 В местах установки запорной арматуры (крановых узлов) предусматривают опознавательные знаки и металлическое ограждение.

5.1.18 На крановых узлах предусматривают продувочные свечи, диаметр которых определяют расчетом из условия опорожнения газопровода между запорной арматурой в течение 1,5—2 ч.

5.1.19 Высоту продувочной свечи принимают по результатам расчета рассеивания, выполненным по сертифицированным программам, разработанным в соответствии с [6], но не менее 3 м от уровня земли.

5.1.20 Расстояние от продувочных свечей крановых узлов до мостов и виадуков принимают не менее 300 м, а до крайних неотклоненных проводов воздушной линии электропередачи в соответствии с [7].

5.1.21 Необходимость устройства вдольтрассовых дорог для обслуживания газопроводов на период эксплуатации и технологических проездов на период строительства определяют при проектировании.

5.1.22 Для проектирования вдольтрассовых дорог и дорог к крановым узлам газопровода оформляют аренду земельных участков или право ограниченного пользования чужими участками (сервитут) в соответствии с [4] (статьи 22 и 23).

5.1.23 По трассе газопровода предусматривают установку:

- опознавательных знаков на подземных участках газопровода вне поселений в пределах прямой видимости, на расстоянии не более 500 м, в пределах промышленной зоны поселений — через 200 м, а также на углах поворота газопровода, в местах пересечения с инженерными сетями. Высоту опознавательных знаков принимают не менее 1,5—2,0 м от поверхности земли;

- предупредительных и сигнальных знаков при пересечении с железными и автомобильными дорогами, на переходах с водными преградами.

Опознавательные, предупредительные и сигнальные знаки выполняют с цветографическим отображением.

5.1.24 Для очистки полости трубы и проведения внутритрубной диагностики на газопроводе предусматривают узлы пуска и приема ВТУ.

5.1.25 Газопроводы в пределах очищаемого участка (между узлами пуска и приема ВТУ) не должны иметь изменений диаметра.

5.1.26 Газопроводы и узлы приема ВТУ оборудуют сигнальными приборами, осуществляющими контроль за прохождением очистных и диагностических устройств.

5.1.27 Для централизованного управления работой газопровода и сооружениями на нем предусматривают линии технологической связи. Линии технологической связи предусматривают кабельными или радиорелейными, и прокладывают вдоль газопровода с отводами к местам расположения запорной арматуры и оборудования.

5.1.28 Для обеспечения безопасных условий эксплуатации и исключения повреждений газопроводов и сооружений на них устанавливают охранные зоны в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

5.1.29 Срок безопасной эксплуатации газопроводов и технических устройств назначают в проектной документации в соответствии с [1] (пункт 76), [3] (статья 33) и ГОСТ 34027.

5.2 Прокладка сетей газораспределения

5.2.1 Прокладку сетей газораспределения, как правило, предусматривают подземно.

5.2.2 Глубину прокладки подземных газопроводов принимают с учетом климатических и гидрогеологических условий, а также в зависимости от внешних воздействий на газопроводы. Глубину заложения подземного газопровода до верха трубы принимают не менее 1,0 м и не менее 1,2 м при прокладке по пахотным и орошаемым землям.

5.2.3 Для секционирования зон действия ЭХЗ различных участков газопровода (электрического отсечения подземных газопроводов от надземных, секционирования подземных) предусматривают электроизолирующие вставки.

Для обеспечения электрического разъединения защищаемого катодной защитой газопровода от незащищаемого, заземленного или имеющего собственную систему ЭХЗ сооружения, а также электрического секционирования трубопроводов, проходящих в зонах воздействия блуждающих токов, предусматривают электроизолирующие вставки.

5.2.4 Необходимость и места установки электроизолирующих вставок для повышения эффективности ЭХЗ газопроводов определяют в проектной документации.

5.2.5 При пересечении проектируемых подземных газопроводов с действующими газопроводами расстояние в свету принимают не менее 0,35 м. Пересечения газопроводов с другими сетями инженерно-технического обеспечения (водопроводом, канализацией, кабелями и др.) предусматривают в соответствии с СП 18.13330.2011.

Угол пересечения принимают равным 90°, в стесненных условиях в обоснованных случаях допускается уменьшать угол пересечения до 60°.

5.2.6 Надземная прокладка газопровода или его отдельных участков в каждом конкретном случае должна быть обоснована.

5.2.7 Надземные газопроводы проектируют, как правило, с учетом обеспечения самокомпенсации продольных деформаций.

5.2.8 При проектировании участков надземных газопроводов учитывают продольные и поперечные перемещения газопровода от температурных воздействий.

5.2.9 Величину пролетов (расстояния между неподвижными и свободноподвижными опорами) надземного газопровода определяют расчетом на прочность.

5.2.10 Опоры и опорные части под газопровод предусматривают из негорючих материалов, конструкцию которых принимают при разработке проектной документации.

5.2.11 Участки надземного газопровода должны быть электрически изолированы от опор. Общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 10 Ом · м^2.

5.2.12 Высоту прокладки газопровода принимают в соответствии с СП 18.13330.2011, но не менее 0,5 м в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей.

5.2.13 В районах массового перегона животных или местах их естественной миграции высоту прокладки надземного газопровода принимают по согласованию с заинтересованными организациями.

5.2.14 При пересечении надземным газопроводом ВЛ электропередач напряжением до 1 кВ расстояние от проводов ВЛ электропередач при их наибольшей стреле провеса до элементов газопровода принимают не менее 1 м. На ВЛ электропередач предусматривают двойное крепление проводов, опоры ВЛ, ограничивающие пролет пересечения с газопроводом — анкерного типа. Газопровод в пролете пересечения заземляют. Сопротивление заземлителя должно быть не более 10 Ом.

5.2.15 В местах пересечения надземного газопровода с ВЛ электропередач напряжением свыше 1 кВ до 110 кВ газопровод должен иметь защитное устройство, предотвращающее попадание на него

электрических проводов в случае их обрыва и необорванных проводов при падении опор, ограничивающих пролет пересечения, и исключающих перетекание тока на газопровод.

5.2.16 Конструкцию защитного устройства выполняют из негорючих материалов.

5.2.17 Защитное устройство должно выступать от крайних проводов по обе стороны пересечения на расстояние, равное высоте опоры, и иметь заземление в соответствии с [7]. Величина сопротивления заземлителя должна быть не более 10 Ом.

5.2.18 Пересечение ВЛ электропередач напряжением 110 кВ и выше с надземными газопроводами не допускается.

5.2.19 Участки газопровода, прокладываемые в водонасыщенных грунтах, рассчитывают против всплытия (на устойчивость положения) и при необходимости предусматривают специальные конструкции для балластировки и закрепления газопровода.

5.3 Прокладка газопроводов сетей газопотребления

5.3.1 Прокладку газопроводов сетей газопотребления предусматривают преимущественно надземной. Подземная прокладка допускается при соответствующем обосновании.

5.3.2 Прокладку газопровода по территории производственной площадки до пункта подготовки газа предусматривают, как правило, вдоль проездов и дорог, со стороны, противоположной пешеходной дорожке.

5.3.3 Не допускается прокладка газопровода по стенам зданий.

5.3.4 Газопроводы прокладывают на высоких или низких опорах и эстакадах. Допускается прокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами и электрическими кабелями при условии соблюдения [7]. При этом газопроводы размещают в верхнем ярусе эстакады. Конструкцию опор и эстакад выполняют из негорючих материалов.

5.3.5 Высоту прокладки газопровода принимают по СП 18.13330.2011 с учетом расчетного прогиба трубы.

5.3.6 При пересечении газопроводом ВЛ электропередач предусматривают меры его защиты в соответствии с 5.2.

5.3.7 Газопровод прокладывают с уклоном, обеспечивающим сток конденсата к месту его выпуска в процессе эксплуатации и при опорожнении газопровода перед проведением ремонтных работ. Уклон принимают не менее:

- 2 ‰ — если направления стока жидкости и потока газа совпадают;
- 3 ‰ — если они не совпадают.

5.3.8 Компенсацию продольных перемещений газопровода предусматривают за счет изменения направления трассы и установки неподвижных опор. Расстояние между неподвижными опорами принимают не более:

- 100 м для газопроводов диаметром 300 мм и менее;
- 200 м для газопроводов диаметром более 300 мм.

5.3.9 Компенсацию перемещений газопровода от температурных воздействий и шаг между свободноподвижными опорами определяют расчетом на прочность.

5.3.10 В нижних точках надземных газопроводов при необходимости предусматривают штуцера для слива (дренажа) конденсата. На штуцерах последовательно устанавливают по две запорные арматуры и стальную резьбовую заглушку. Места установки устройства для дренажа определяют при проектировании.

5.3.11 При надземной и подземной прокладке газопроводов дополнительно учитывают положения 5.2.

5.3.12 Для продувки отключаемого на время ремонта участка газопровода сети газопотребления предусматривают продувочный газопровод с запорной арматурой. Конструкция и места установки газопровода для продувки определяет проектная организация применительно к конкретной схеме газоснабжения с учетом обеспечения безопасного выполнения операций по опорожнению газопровода.

5.3.13 Продувку газопроводов до и после проведения ремонтных работ предусматривают воздухом или инертным газом.

5.4 Переходы газопроводов сетей газораспределения и газопотребления через естественные и искусственные преграды

5.4.1 К искусственным и естественным преградам относятся железные и автомобильные дороги, реки, озера, ручьи, овраги и т. п.

5.4.2 Переходы газопроводов через естественные и искусственные преграды предусматривают подземными или надземными.

5.4.3 Подземные переходы предусматривают открытым (траншейным) или бестраншейным методом.

5.4.4 Прокладку газопроводов через водные преграды предусматривают с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величину заглубления предусматривают не менее 0,5 м от верха забалластированного газопровода с учетом возможных на период предполагаемого срока эксплуатации деформаций (размыва) дна русла, определяемого на основании инженерных изысканий (гидрометеорологических) и перспективных дноуглубительных работ.

5.4.5 Проектирование переходов по материалам изысканий, срок давности которых превышает 2 года, без производства дополнительных изысканий, не допускается.

5.4.6 При меженном горизонте водной преграды 75 м и более предусматривают прокладку резервной нитки газопровода. Минимальные расстояния между осями подводных газопроводов принимают не менее 30 м.

5.4.7 При выборе створа перехода газопровода учитывают гидролого-морфологические характеристики водотока.

5.4.8 Створы переходов газопровода через водные преграды выбирают в соответствии с СП 36.13330.2012 (пункты 10.2.2, 10.2.3).

5.4.9 За границу перехода газопроводом водной преграды принимают места пересечения горизонта высоких вод с 10 %-ной обеспеченностью.

5.4.10 Высоту прокладки надводного перехода принимают от расчетного уровня подъема воды или ледохода до низа трубы или пролетного строения с учетом прогиба трубы не менее.

- 0,5 м до уровня воды при 5 %-ной обеспеченности при пересечении балок и оврагов;
- 0,2 м над ГВВ и ГВЛ 1 %-ной обеспеченности (с учетом нагона волны) при пересечении несудоходных и несплавных рек;
- не менее 1,0 м над ГВВ 1 %-ной обеспеченности при наличии корчехода.

5.4.11 На начальном и конечном участках надземного перехода газопровода предусматривают ограждения из негорючих материалов высотой 2,2 м.

5.4.12 Способы пересечения газопроводом железных дорог общей сети, внешних подъездных железнодорожных путей производственных объектов и автомобильных дорог всех категорий определяют из условия производства работ и конструкции перехода.

5.4.13 Угол пересечения газопроводом железных и автомобильных дорог принимают, как правило, 90°, но не менее 60° при пересечении в стесненных условиях.

5.4.14 На переходах газопровода через железные дороги общей сети, внешние подъездные железнодорожные пути производственных объектов и автомобильные дороги всех категорий предусматривают защитные футляры из стальных труб, диаметр которых определяют условием производства работ и конструкцией переходов и принимают больше наружного диаметра газопровода не менее чем на 200 мм.

5.4.15 Концы футляра выводят:

а) при прокладке газопровода через железные дороги на расстояния, указанные в СП 119.13330.2012;

б) при прокладке газопровода через автомобильные дороги — от бровки земляного полотна — 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

5.4.16 Концы футляра должны иметь герметизирующие устройства из диэлектрического материала.

5.4.17 На одном конце футляра предусматривают вытяжную свечу, высоту которой принимают не менее 5 м от уровня земли. При наличии уклона свечу располагают на более высокой стороне футляра.

5.4.18 Вытяжную трубу от футляра выводят на расстояние по горизонтали, не менее:

- 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений от крайнего водоотводного сооружения железных дорог;
- 25 м от подошвы земляного полотна автомобильных дорог.

5.4.19 Глубину заложения защитного футляра принимают не менее:

- на переходах под железными дорогами в соответствии с СП 119.13330.2012;
- на переходах под автомобильными дорогами всех категорий не менее 1,4 м при открытом способе прокладки.

При прокладке защитного футляра методом ГНБ глубину заложения футляра принимают не менее 3 м от подошвы рельса или верха покрытия автомобильной дороги до верха футляра и не менее 1,5 м от дна водоотводных сооружений.

При прокладке защитного футляра иными закрытыми методами глубину укладки принимают с учетом положений эксплуатационной документации на оборудование, используемое при производстве работ, и обеспечения безопасности.

5.4.20 Расстояние между параллельными газопроводами на участках переходов через железные и автомобильные дороги принимают исходя из грунтовых условий, методов производства работ, но не менее расстояний, предусмотренных в приложении А.

5.4.21 При надземной прокладке газопровода через железные дороги общей сети и внешние подъездные железнодорожные пути производственных объектов расстояния от фундамента крайней опоры газопровода в свету принимают с учетом габаритов приближения по ГОСТ 9238 и по согласованию с владельцами железной дороги, но не менее:

- 5 м от подошвы откоса насыпи;
- 3 м от бровки откоса выемки;
- 10 м от крайнего рельса.

5.4.22 При надземной прокладке газопровода через внутренние подъездные железнодорожные пути производственных объектов расстояния от крайней опоры газопровода принимают с учетом габаритов приближения по ГОСТ 9238.

5.4.23 При надземной прокладке газопровода через автомобильные дороги всех категорий расстояния от фундамента крайней опоры газопровода принимают в свету не менее:

- 5 м от подошвы откоса насыпи;
- 3 м от бровки откоса выемки и от обочины на нулевых отметках.

5.4.24 Расстояния от сооружений железной дороги (мосты, стрелочные переводы, водопропускные трубы и др.) до газопровода принимают по СП 119.13330.2012.

5.5 Материалы труб, соединительные детали и технические устройства для сетей газораспределения и газопотребления

5.5.1 Для сетей газораспределения и газопотребления применяют трубы, соединительные детали и технические устройства, соответствующие условиям их безопасной эксплуатации и изготовленные в соответствии с документами по стандартизации.

5.5.2 Трубы и соединительные детали должны соответствовать СП 36.13330.2012 (раздел 17).

5.5.3 Запорную арматуру предусматривают стальной, для подземной или надземной установки, приварной и принимают с учетом рабочего и испытательного давления в газопроводе.

5.6 Защита от коррозии подземных и надземных газопроводов

5.6.1 Проектирование защиты газопроводов от коррозии выполняют на основании отчетов по инженерно-геологическим изысканиям с учетом ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 51164, ГОСТ Р 55436, СП 28.13330.2012, [8] и настоящего подраздела.

5.6.2 Защиту от коррозии подземных газопроводов осуществляют с помощью изоляционных покрытий усиленного типа и ЭХЗ (катодная и дренажная защита).

5.6.3 Тип, конструкцию и материал защитного покрытия, а также средства ЭХЗ газопроводов от коррозии определяют проектной (рабочей) документацией.

5.6.4 Газопроводы при надземной прокладке защищают от атмосферной коррозии атмосферостойкими лакокрасочными покрытиями согласно СП 28.13330.2012.

5.6.5 В зависимости от условий эксплуатации применяемые материалы должны обеспечивать качество и долговечность лакокрасочного покрытия надземного газопровода на открытом воздухе и соответствовать СП 28.13330.2012 (таблица Ц 7).

Выбор защитных покрытий газопроводов производят с учетом степени коррозионной агрессивности атмосферы и необходимого срока службы покрытия.

5.6.6 Противокоррозионную защиту опор (железобетонных фундаментов и металлических опор) и других металлических конструкций надземных газопроводов выполняют в соответствии с СП 28.13330.2012.

5.6.7 Стальные подземные газопроводы независимо от коррозионной агрессивности, биоагрессивности грунтов и опасного влияния блуждающих токов защищают защитными покрытиями усиленного типа и средствами ЭХЗ.

5.6.8 Конструкцию защитных покрытий усиленного типа принимают согласно ГОСТ 9.602—2016 (приложение Ж).

5.6.9 Проектирование ЭХЗ газопроводов осуществляют с учетом ЭХЗ существующих сетей инженерно-технического обеспечения и других сооружений на основании ТУ, выданных заинтересованными организациями, эксплуатирующими данные объекты, и при последующем согласовании с ними.

5.6.10 При прокладке газопровода на расстоянии до 300 м от электрифицированного рельсового транспорта от владельца получают сведения о величине потенциалов на рельсах и согласовывают места подключения дренажной защиты.

5.6.11 В проектной документации определяют:

- места размещения средств ЭХЗ;
- зону защиты установок ЭХЗ;
- рабочий ток установок ЭХЗ на начальный и конечный периоды эксплуатации анодных заземлителей;
- количество и срок службы анодных заземлителей.

5.6.12 Расчет выполняют с учетом старения изоляционного покрытия газопровода. Выбор преобразователя катодной защиты осуществляют с учетом 50 %-ного запаса по выходному напряжению и току на начальный момент эксплуатации газопровода.

5.6.13 Средства ЭХЗ, как правило, включают в себя:

- УКЗ газопроводов (в том числе преобразователи катодной защиты, анодные заземлители, кабельные линии к точкам дренажа и анодным заземлителям, контактные устройства, линии электропередач и т. д.),
- УДЗ газопроводов (в том числе станции дренажной защиты, соединительные кабельные линии, контактные устройства и т. д.);
- КИП;
- средства телемеханики УКЗ, УДЗ, КИП и коррозионного мониторинга.

5.6.14 УКЗ применяют блочно-комплектного исполнения, и рекомендуется их располагать рядом с крановыми узлами газопровода.

5.6.15 Преобразователи катодной защиты при необходимости монтируют в индивидуальных блок-боксах, защищающих их от низких температур и заноса снегом.

Конструкция блок-боксов для размещения преобразователей должна быть в антивандальном исполнении (обеспечивать исключение несанкционированного доступа к оборудованию).

5.6.16 В проектируемых УКЗ тип анодных заземлителей определяют в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта на участке их расположения и расположения защищаемого газопровода.

5.6.17 В местах подключения дренажного кабеля к анодному заземлению предусматривают установку КИП.

5.6.18 Анодные или дренажные линии проектируют кабелем с медной токоведущей жилой, сечением не менее 35 мм^2 с двухслойной полимерной изоляцией.

5.6.19 При проектировании анодных заземлителей с коксовой засыпкой грануляцию коксовой мелочи принимают не более 10 мм.

5.6.20 Необходимость дренажной защиты определяют по результатам инженерно-геологических изысканий, которые включают в себя геофизические (электрометрические) работы для определения блуждающих токов, оценки коррозионной агрессивности грунтов и проектирования защитных сооружений.

5.6.21 УДЗ проектируют на основании электрометрических измерений в местах пересечения с сооружением или сближения с источником блуждающих токов, а также в анодных и знакопеременных зонах на газопроводе.

5.6.22 При прокладке газопроводов открытым способом стальные футляры обеспечивают ЭХЗ и изоляционными покрытиями усиленного типа.

В качестве футляров рекомендуется использовать стальные трубы, как с наружными, так и с внутренними защитными покрытиями.

5.6.23 При закрытой прокладке газопроводов (способами продавливания и проколом) стальные футляры трубопроводов под автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями

обеспечивают ЭХЗ, а при прокладке газопроводов способом ГНБ — ЭХЗ и изоляционными покрытиями усиленного типа.

В качестве футляров рекомендуется использовать стальные трубы с внутренним защитным покрытием.

5.6.24 КИП предусматривают:

- для контроля эффективности ЭХЗ с возможностью измерения защитного потенциала «сооружение — земля»;
- для контроля состояния переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами с целью определения наличия (отсутствия) контакта «труба — футляр».

5.6.25 КИП должны отвечать следующим положениям:

- подключение к газопроводу двужильным кабелем в двух разных точках, при этом каждая из жил должна иметь отдельную точку подключения к газопроводу;
- каждая жила должна иметь маркировку и отдельную клемму на клеммном щитке КИП;
- кабель для КИП должен быть гибким, иметь медные токоведущие жилы и двойную изоляцию.

5.6.26 Установку КИП предусматривают над осью газопровода со смещением от нее не более 0,2 м от точки подключения к газопроводу контрольного провода. В случае расположения газопровода на участке, где эксплуатация КИП затруднена, их установку предусматривают в удобных для эксплуатации местах, но не далее 50 м от точки подключения контрольного провода к газопроводу.

5.6.27 КИП на газопроводе, как правило, устанавливают:

- на каждом километре (не реже чем через 500 м при пересечении трубопроводом зоны действия блуждающих токов или грунтов с высокой коррозионной агрессивностью);
- в точках подключения дренажного кабеля к газопроводу;
- в местах максимального сближения газопровода с анодным заземлителем;
- в местах изменения направления (углов поворота) газопровода;
- у площадок кранов узлов запуска и приема;
- у переходов через естественные и искусственные преграды, при этом выводы предусматривают с обоих концов футляра и газопровода в нем;
- в местах пересечения газопровода с другими трубопроводами, но не далее 10 м от пересечения;
- на границах заданных зон защиты установок ЭХЗ;
- на участках пересечения газопроводов с ВЛ электропередач свыше 1 кВ.

5.6.28 Электроснабжение УКЗ газопроводов предусматривают от существующих линий электропередач напряжением 0,4 или 10 (6) кВ или проектируемых вдольтрассовых линий.

5.6.29 Вдольтрассовую ВЛ электропередач проектируют при отсутствии или низкой надежности существующих источников питания.

5.6.30 Электроснабжение УКЗ газопроводов осуществляют по II-й категории надежности.

5.6.31 С целью обеспечения эффективности ЭХЗ газопроводов в проектной документации предусматривают установку электроизолирующих вставок.

5.6.32 На переходах через водные преграды при меженном горизонте 75 м и более на одном из берегов предусматривают установку катодной защиты, которую размещают не ниже отметок горизонта высоких вод (за границей 10 %-ной обеспеченности), но на расстоянии не более 1 км от уреза воды. Необходимость размещения установок катодной защиты на обоих берегах определяют при проектировании подводного перехода.

5.6.33 Для подводных переходов шириной меженного горизонта менее 75 м дополнительные средства ЭХЗ не предусматривают.

5.6.34 Конструкцию выходов газопровода из земли определяют в проектной документации.

5.6.35 Выход газопровода из земли выполняют с установкой футляра на газопроводе или без футляра.

5.6.36 При проектировании выхода газопровода из земли без футляра на надземную и подземную части газопровода наносят изоляционное покрытие, обеспечивающее его защиту от атмосферной, подземной коррозий и устойчивости к отслаиванию при катодной защите.

5.6.37 Участки подземного и надземного газопроводов, примыкающие к выходу газопровода из земли, защищают соответствующими защитными покрытиями (надземные участки — от атмосферной коррозии, подземные участки — от почвенной коррозии и блуждающих токов) с перекрытием изоляцией вертикальной части выхода газопровода из земли не менее 200 мм.

5.6.38 При проектировании выхода газопровода из земли с использованием футляра от механических повреждений защитное покрытие надземной и подземной частей газопровода в футляре должно соответствовать защитному покрытию подземного газопровода.

5.6.39 Для исключения соприкосновения газопровода со стенками футляра нижний и верхний зазор между ними заделывают уплотняющим материалом, стойким к внешним воздействиям.

5.6.40 Футляр защищают от атмосферной коррозии нанесением на его наружную поверхность лакокрасочного покрытия в соответствии с СП 28.13330.2012, подземная часть — с изоляционным покрытием усиленного типа.

5.6.41 Зазор между концом футляра и трубой на надземной части выполняют из эластичного, водостойкого материала, устойчивого к знакопеременным температурам, грибовидной формы, обеспечивающей герметичность от попадания влаги и других посторонних предметов.

5.6.42 Длину надземной части футляра (при его наличии) и изоляции надземной части газопровода (при отсутствии футляра) принимают на 20 см выше устойчивого снежного покрова, и на всю длину подземной части футляра.

5.7 Молниезащита

5.7.1 Продувочные свечи крановых узлов, узлов пуска и приема очистных устройств, установленная надземно-запорная арматура должны быть защищены от ПУМ.

5.7.2 Уровень надежности защиты от ПУМ должен соответствовать 0,999 по [9].

6 Строительство

6.1 Общие положения

6.1.1 Строительство сетей газораспределения и газопотребления выполняют на основании:
- утвержденной заказчиком проектной (рабочей) документации;
- утвержденного ППР;
- разрешения на строительство, полученного в установленном [2] порядке.

6.1.2 Разработку ППР выполняют с учетом требований промышленной безопасности.

6.1.3 При строительстве газопроводов сетей газораспределения и газопотребления выполняют следующие работы:
- подготовительные;
- земляные;
- монтажные, изоляционные, окрасочные и укладочные;
- сварка и контроль качества сварных соединений;
- строительство и монтаж средств ЭХЗ;
- устройство линий технологической связи;
- контроль выполнения строительно-монтажных работ;
- очистка и осушка полости газопровода;
- испытание газопроводов;
- приемка газопроводов.

6.1.4 На каждом этапе строительства осуществляют контроль выполнения строительно-монтажных работ и составляют исполнительную документацию, состав и порядок ведения которой определен [10].

6.2 Подготовительные работы

6.2.1 До начала строительства сетей газораспределения и газопотребления выполняют следующие подготовительные работы:
- создание геодезической разбивочной основы;
- подготовка строительной площадки и полосы отвода;
- транспортировка, хранение стальных труб, соединительных деталей, технических устройств;
- входной контроль проектной (рабочей) документации, отчетов по инженерным изысканиям, верификация применяемых труб, технических устройств, материалов и изделий.

6.2.2 Геодезические работы при строительстве выполняют в соответствии с СП 126.13330.2012.

6.2.3 В соответствии с проектной документацией в рамках подготовки строительной площадки и полосы отвода выполняют следующие работы:

- оформляют отвод земель на время строительства газопровода;
- получают разрешения и допуски на производство работ;
- производят расчистку строительной полосы.

При необходимости выполняют устройство:

- временных дорог;
- временных переездов через подземные сети инженерно-технического обеспечения;
- временных зданий;
- площадок складирования;
- систем энергообеспечения,
- защиты территории строительной полосы в период строительства от неблагоприятных явлений и т. п.

6.2.4 Транспортировку труб и предварительно сваренных трубных секций производят в соответствии с транспортной схемой, разрабатываемой в составе ППР.

6.2.5 Перевозку стальных труб производят в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункт 6.4.2).

6.2.6 Погрузочно-разгрузочные работы и транспортировку труб, соединительных деталей, технических устройств выполняют с использованием транспортных средств, грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют габаритам и массе перемещаемого груза, обеспечивая его сохранность.

6.2.7 При разгрузке труб, их перемещении и укладке в штабели исключают соударение труб и протаскивание разгружаемых труб по трубам штабеля.

6.2.8 Укладку труб в штабели производят в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункты 6.3.2—6.3.7).

6.2.9 Соединительные детали газопроводов складируют в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункты 6.3.17—6.3.19).

6.2.10 Входной контроль включает в себя проверку:

- проектной (рабочей) документации;
- геодезической разбивочной основы;
- верификацию применяемых труб, технических устройств, материалов и изделий.

6.2.11 При входном контроле проектной документации анализируют всю представленную документацию, включая ПОС и рабочую документацию, проверяя при этом:

- ее комплектность;
- наличие согласований, положительного заключения экспертизы и утверждения заказчика.

6.2.12 При входном контроле представленную геодезическую разбивочную основу проверяют на соответствие точности построения и измерения, надежности закрепления знаков на местности согласно СП 126.13330.2012.

6.2.13 Знаки геодезической разбивочной основы для строительства, их координаты, отметки, места установки и способы закрепления принимают по СП 126.13330.2012.

6.2.14 Геодезический контроль точности геометрических параметров разбивочных работ выполняют двойными измерениями. Он заключается:

- в инструментальной проверке согласно СП 126.13330.2012;
- в исполнительной геодезической съемке.

6.2.15 При входном контроле геодезической разбивочной основы проводят рекогносцировочные работы, при которых проверяется соответствие фактического размещения существующих зданий и сооружений приведенному в отчете инженерно-геодезических изысканий. В случае выявления несоответствий, на чертежи проектной (рабочей) документации наносят выявленные уточнения в съемке и направляют застройщику (техническому заказчику) для подтверждения намеченной трассы или внесения в нее изменений. По результатам контроля составляют акт приемки геодезической разбивочной основы, форма которого приведена в СП 126.13330.2012 (приложение Д).

6.2.16 Трубы, соединительные детали, технические устройства, материалы и изделия проверяют на соответствие проектной (рабочей) документации и документам по стандартизации.

6.2.17 При верификации (входном контроле) трубы и соединительные детали проверяют 100 % визуальным контролем и не менее 30 % измерительным контролем по результатам визуального, включая:

- проверку комплектности сопроводительной документации, наличия сертификата предприятия-изготовителя на каждую партию труб и соединительных деталей;
- проверку комплектности, упаковки и маркировки.

6.2.18 При верификации (входном контроле) трубы и соединительные детали проверяют:

- визуальным контролем на:

1) наличие и соответствие маркировки;

2) отсутствие дефектов поверхности труб (вмятин, забоин, задиров, рисок и других механических повреждений, коррозионных повреждений тела неизолированных труб и торцов), превышающих установленные нормы;

3) отсутствие на торцах забоин, вмятин;

4) отсутствие расслоений, выходящих на поверхность (в том числе на концевых участках труб и кромках разделки);

5) наличие разделки кромок под конкретную технологию сварки;

6) отсутствие повреждений заводского противокоррозионного покрытия труб;

7) наличие и целостность заглушек на торцах труб;

- инструментальным контролем на:

1) толщину стенки по торцам труб;

2) наружный диаметр на концах труб;

3) овальность по торцам;

4) отклонение от общей прямолинейности;

5) отклонение от прямолинейности концов труб;

6) форму и размеры разделки кромок торцов труб под сварку;

7) отсутствие недопустимых отклонений заводского противокоррозионного покрытия для труб;

8) диэлектрическую сплошность противокоррозионного покрытия (испытания проводят в местах, вызывающих сомнение, и на дефектных участках);

9) адгезию покрытия к стали (испытания проводят на двух трубах от партии и в местах, вызывающих сомнение, — концевые участки, места вздутий и отслоений покрытия).

6.2.19 При верификации (входном контроле) запорной арматуры проверяют:

- визуальным контролем:

а) отсутствие недопустимых дефектов, механических повреждений, коррозии на поверхности и торцах;

б) наличие разделки кромок (в том числе под конкретную технологию сварки, если это предусмотрено в стандартах);

- измерительным контролем — форму и размеры разделки кромок торцов под сварку.

6.2.20 При строительстве газопроводов не допускается использовать восстановленные трубы, соединительные детали и запорную арматуру, бывшие в употреблении.

6.2.21 При верификации (входном контроле) материалов и изделий проверяют:

- соответствие изделий проектной (рабочей) и сопроводительной документации, документам по стандартизации;

- визуальным контролем — отсутствие повреждений и соответствие габаритов изделий проектной документации.

6.2.22 При верификации (входном контроле) средств и установок ЭХЗ проверяют:

- соответствие проектной (рабочей) документации;
- комплектность;
- отсутствие повреждений и дефектов;
- сохранение окраски;
- сохранение консервирующих и специальных покрытий;
- сохранность пломб;
- наличие технической документации предприятий-изготовителей.

6.2.23 При верификации (входном контроле) проверяют наличие разрешительных документов на трубы (сертификаты качества), технические устройства (сертификаты соответствия, декларации) и материалы, соблюдение правил складирования и хранения применяемых труб, технических устройств, материалов и изделий, установленных документами по стандартизации.

Применение для строительства материалов и технических устройств, хранившихся с нарушением или имеющих при этом истекший гарантийный срок эксплуатации, не допускается.

На материалы и технические устройства, признанные несоответствующими, оформляют запрет на применение их в строительстве в соответствии с ГОСТ 24297.

6.3 Земляные работы

6.3.1 При производстве земляных работ выполняют технические решения, указанные в проектной (рабочей) документации, а также соблюдают СП 45.13330.2017 и настоящий раздел.

6.3.2 В состав земляных работ входят:

- рекультивация земель;
- разработка траншей под газопроводы, кабели ЭХЗ и линии технологической связи при открытом и закрытом способе прокладки, разработка котлованов;
- засыпка траншей и котлованов под бесколодезную установку запорной арматуры;
- вывоз излишнего грунта.

6.3.3 Рекультивацию земель производят в соответствии с [11].

6.3.4 На рекультивирумых землях земляные и строительно-монтажные работы линейной части газопроводов выполняют в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункты 8.4.1, 8.4.2).

6.3.5 Снятие плодородного слоя почвы, перемещение ее в отвал хранения, возвращение на полосу рекультивации производят в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункты 8.10.2, 8.10.3).

6.3.6 Избытки грунта из отвала траншеи вывозят в места, предусмотренные ППР.

6.3.7 При бестраншейной прокладке газопроводов, кабелей ЭХЗ и технологической связи проведение работ по рекультивации не требуется за исключением участков под устройство котлованов.

6.3.8 До проведения работ в охранной зоне сети инженерно-технического обеспечения подрядчик разрабатывает и согласовывает с эксплуатирующей организацией мероприятия, обеспечивающие безопасность ведения работ и сохранность действующих сетей инженерно-технического обеспечения, которые указываются в разрешении, оформленном надлежащим образом, на производство работ в данной охранной зоне.

6.3.9 Крутизну откосов при рытье траншей и котлованов принимают по СП 86.13330.2014 (таблица 8.1) с учетом геологических условий и глубины траншеи (котлована).

6.3.10 Отвал грунта располагают на расстоянии не менее 0,5 м от бровки траншеи и уточняют в ППР. Грунт укладывают в отвал со стороны, противоположной движению землеройных механизмов, и с учетом исключения попадания поверхностных вод в траншею.

6.3.11 В грунтах с высоким уровнем грунтовых вод для откачки воды в нижней точке профиля трассы на дне траншеи предусматривают приямки.

6.3.12 Дно траншеи или котлована перед производством монтажных и укладочных работ выравнивают.

6.3.13 Устройство подсыпки (постели) под газопровод и толщину его присыпки выполняют в соответствии с проектной документацией.

6.3.14 Для обеспечения проектного положения, полного прилегания газопровода ко дну траншеи по всей длине и сохранности изоляционного покрытия, до начала укладочных работ проводят проверку соответствия продольного и поперечного профиля траншеи проектным отметкам в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункт 8.1.16).

6.3.15 Земляные работы при строительстве газопроводов выполняют с соблюдением допусков, приведенных в СП 86.13330.2014 (таблица 8.2).

6.3.16 Земляные работы выполняют землеройными машинами.

6.3.17 Допускается применение роторных траншейных экскаваторов совместно с бульдозером для увеличения глубины разрабатываемой траншеи.

6.3.18 Прокладку кабелей ЭХЗ и линий технологической связи предусматривают механизированным способом при помощи кабелеукладчиков или вручную при протяженности участка менее 200 м.

6.3.19 Засыпку траншеи производят в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункты 8.9.1, 8.9.2, 8.9.5, 8.9.14, 8.9.15).

6.4 Монтажные, изоляционные и укладочные работы

6.4.1 Монтаж подземных газопроводов

6.4.1.1 Монтаж подземных газопроводов сетей газораспределения и газопотребления производят в соответствии с ПОС и ППР из изолированных труб и соединительных деталей.

6.4.1.2 Секции труб размещают на трассе в «косую» однорядную раскладку.

6.4.1.3 Трубы и секции укладывают от бровки траншеи на расстоянии:

- не менее 1,5 м от траншеи с неукрепленными стенками;
- не менее 0,5 м от траншеи с укрепленными стенками.

6.4.1.4 Трубы и трубные секции рекомендуется раскладывать на бровке траншеи с использованием подкладок (раскладочных лежек, земляных призм) для исключения повреждения поверхности трубы или изоляционного покрытия.

6.4.1.5 Шаг лежек определяют согласно ПОС или ППР.

6.4.1.6 Трубы и секции, уложенные на поперечных склонах с уклоном более 3°, закрепляют для исключения скатывания или сползания. Способы закрепления предусматривают в ПОС и ППР.

6.4.1.7 Для исключения засорения полости труб (секций), плетей, торцы труб закрывают инвентарными пробками.

6.4.1.8 Монтаж газопроводов в зависимости от сложности участка трассы производят:

- по поточно-расчлененной схеме со сборкой и сваркой, выполняемой на бровке траншеи;
- по непрерывной схеме со сборкой и сваркой, выполняемой как на бровке траншеи, так и непосредственно в траншее.

6.4.1.9 Схемы производства работ, как правило, принимают из условия, что суммарные расчетные напряжения в газопроводе не будут превышать:

- 0,8 предела текучести трубной стали при соотношении толщины стенки δ к наружному диаметру труб, равном 1/30 и более;
- 0,7 предела текучести при условии $1/30 > \delta/D > 1/80$;
- 0,6 предела текучести при условии $\delta/D < 1/80$.

6.4.1.10 Сборку и соединение (сварку) труб (секций) в плети на бровке и одиночных труб в плети на дне траншеи выполняют с использованием стандартизованных центрирующих устройств и приспособлений или бандажей, обеспечивающих надежную и геометрически правильную фиксацию труб и деталей в заданном положении, как на прямых, так и на криволинейных участках трассы.

6.4.1.11 Монтаж (сборку) труб (плетей) под сварку номинальным диаметром *DN* 300 и более производят с применением внутренних центраторов, номинальным диаметром менее *DN* 300 с применением наружных центраторов. В случаях невозможности применения внутренних центраторов монтаж допускается производить с применением наружных центраторов.

6.4.1.12 При монтаже труб под сварку заводские продольные или спиральные швы смещают относительно друг друга не менее чем на 75 мм при номинальном диаметре труб до *DN* 500 включительно и на 100 мм при номинальном диаметре труб более *DN* 500.

6.4.1.13 Расстояние между соседними сварными соединениями и длину кольцевых вставок (катушек) при вварке их в газопровод рекомендуется принимать равным диаметру, но не менее 250 мм.

6.4.1.14 Плеть при соединении не должна подвергаться подвижкам. Рекомендуется применять инвентарные монтажные опоры, которые полностью воспринимают вес плети и фиксируют ее пространственное положение.

6.4.1.15 На участках упругого изгиба плети все монтажные стыки в зоне изгиба заваривают, после этого к плети допускается приложение изгибающих усилий для обеспечения проектного положения газопровода. Контроль качества стыков на таких участках производят после выполнения изгиба.

6.4.2 Изоляция газопроводов

6.4.2.1 Нанесение изоляционных покрытий на трубы и соединительные детали предусматривают в заводских или базовых условиях.

6.4.2.2 Нанесение изоляционного покрытия в базовых и трассовых условиях выполняют механизированным способом. Допускается изоляция сварных стыков вручную по технологическим картам на выполнение изоляционных работ в объеме, предусмотренном ППР.

6.4.2.3 Изоляционное покрытие, выполненное ручным способом, по своим характеристикам должно соответствовать изоляционному покрытию труб, нанесенному в заводских или базовых условиях.

6.4.2.4 Для труб с заводским или базовым изоляционным покрытием очистку и изоляцию зон сварных кольцевых стыков и участков с нарушенным изоляционным покрытием выполняют на бровке траншеи, а сварные стыковые соединения плетей и стыки захлестов — в траншее.

6.4.2.5 Противокоррозионную защиту зоны сварных монтажных стыков изолированных труб выполняют материалами, по своим показателям максимально приближенными к показателям основного покрытия.

6.4.2.6 Изоляцию сварных стыков производят после получения положительных результатов контроля качества сварного стыкового соединения. Перед нанесением изоляции на сварные стыки поверхность трубы подготавливают (очищают и обезжиривают).

6.4.2.7 Для выполнения работ по очистке и нанесению изоляционного покрытия предусматривают временные (технологические) опоры заданной высоты у бровки траншеи, и устройство приямков при выполнении работ в траншее.

6.4.2.8 Зону сварных кольцевых соединений труб и соединительных деталей на участках прилегающего заводского изоляционного покрытия на расстояние не менее 200 мм очищают. Изоляционное покрытие удаляют вручную с использованием скребков, щеток и т. п.

6.4.2.9 Степень очистки, осушки и при необходимости нагрева изолируемой наружной поверхности труб, соединительных деталей, сварных соединений принимают в соответствии с техническими условиями на изоляционные материалы.

6.4.2.10 Степень шероховатости наружной поверхности труб принимают согласно ГОСТ 9.402.

При наличии на поверхности очищенных труб острых кромок, выступов, заусенец, брызг металла и шлака, которые могут повредить покрытие, ее очищают с помощью шлифовальных машинок или напильников.

6.4.2.11 Изоляционное покрытие наносят на подготовленную наружную поверхность и внахлест на существующую изоляцию на расстояние не менее 200 мм.

6.4.2.12 Очистку внутренних поверхностей отдельных труб (секций) или плетей производят путем протягивания внутри трубы механического очистного устройства (штанги). Трубы номинальным диаметром до *DN* 200 очищают вручную, а номинальным диаметром *DN* 200 и более — механизированным способом.

6.4.2.13 Качество выполненных работ по изоляции газопроводов проверяют в соответствии с ГОСТ 9.602 и ППР.

6.4.3 Укладочные работы

6.4.3.1 Укладку газопроводов в траншею осуществляют одиночными трубами (секциями), плетями и производят в зависимости от их диаметра и толщины стенки с помощью самоходных грузоподъемных средств (трубоукладчиков, автокранов и т. п.). Укладку выполняют в соответствии с профилем траншеи.

Количество самоходных грузоподъемных средств (трубоукладчиков, автокранов и т. п.) в колонне и их расстановку определяют расчетом, выполняемым на стадии составления ППР, с учетом сложности рельефа и гидрогеологии участка.

6.4.3.2 При выполнении укладочных работ применяют средства малой механизации, исключающие возможность повреждения изоляционного покрытия. Металлические части, которые могут повредить изоляционное покрытие трубы, снабжают прокладками из эластичного материала.

6.4.3.3 Трубоукладчики и краны, с помощью которых производится укладка плетей и труб в траншеи, располагают от бровки траншеи на расстоянии, исключающем ее обрушение.

6.4.3.4 Расстроповку труб (плетей) газопровода, воспринимающих монтажную нагрузку, выполняют после окончания сварочных работ.

6.4.3.5 Снятие строповочных устройств осуществляют только после укладки трубы газопровода на подготовленное основание траншеи.

6.4.3.6 После опускания газопровода в траншею монтажные (замыкающие) стыки плетей или секций сваривают в приямках неповоротными стыками.

6.4.3.7 После укладки газопровода в траншею проверяют:

- соответствие отметки уложенного газопровода проектным отметкам, глубину, уклон и прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении;
- состояние защитного покрытия газопровода;
- фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, пересекаемыми им сетями инженерно-технического обеспечения и их соответствие проектным расстояниям.

При наличии неплотного прилегания газопровода ко дну траншеи в отдельных местах после его укладки, выполняют подсыпку грунта с его послойным уплотнением и подбивкой пазух.

6.4.4 Монтаж запорной арматуры

6.4.4.1 При монтаже запорной арматуры обеспечивают соосность монтируемых участков труб и участков труб с арматурой.

6.4.4.2 Монтаж запорной арматуры выполняют в соответствии с проектной (рабочей) документацией и ППР.

6.4.4.3 Установку, монтаж, наладку запорной арматуры выполняют в соответствии с эксплуатационной документацией. Перед установкой запорной арматуры проводят ее ревизию с оформлением акта.

6.4.4.4 Запорную арматуру выставляют в проектное положение без перекосов с обеспечением соосности с газопроводом. Запорная арматура не должна испытывать нагрузок от газопровода (при изгибе, сжатии, растяжении, кручении, перекосах, вибрации и т. д.).

6.4.4.5 Строповку запорной арматуры осуществляют через проушины, рым-болты, элементы конструкции или места крепления, указанные в эксплуатационной документации предприятий — изготовителей арматуры.

6.4.4.6 Запорную арматуру устанавливают с учетом направления потока газа в газопроводе.

6.4.4.7 Сварные соединения запорной арматуры и газопровода выполняют без натяжения.

6.4.4.8 Для предотвращения заклинивания затвора приварной стальной запорной арматуры при нагревании корпуса во время сварки затвор полностью открывают. При приварке стальной запорной арматуры без подкладных колец арматуру по окончании сварки закрывают только после ее внутренней очистки.

6.4.5 Монтаж надземных газопроводов

6.4.5.1 Работы по монтажу и укладке надземного газопровода сети газораспределения и газопотребления выполняют после оформления акта приемки опор, опорных элементов и составления исполнительной (фактической) схемы расстановки опор с указанием межцентровых расстояний.

6.4.5.2 Монтаж надземного газопровода начинают от неподвижных опор в сторону компенсаторов. Последовательность и технологию выполнения работ предусматривают ПОС, ППР и технологическими картами с учетом высоты опор.

6.4.5.3 Укладку газопровода на опоры осуществляют смонтированной плетью, расположенной на земляных валиках или инвентарных опорах. При этом сварные стыки располагают за пределами опорных частей и наружных границ опоры на расстоянии диаметра, но не менее 200 мм.

Для укладки трубы используют специальную монтажную оснастку, исключающую повреждение антикоррозионного окрасочного покрытия газопровода.

6.4.5.4 При монтаже надземного газопровода производят подбор труб по длине с учетом расстановки опор.

6.4.5.5 До начала монтажа трубы и сваренные из труб плети раскладывают вдоль строительной полосы на лежках (инвентарных монтажных опорах) на расстоянии не менее 0,5 м от края фундаментов опор, обеспечивающих целостность труб (плетей), а также исключающих их загрязнение.

6.4.5.6 При монтаже (сборке труб (секций) в плеть) применяют инвентарные монтажные опоры, которые воспринимают нагрузку от веса плети с учетом допустимых напряжений в трубе, обеспечивают соосность стыкуемых концов труб, фиксируют их пространственное положение в процессе сварки стыка, исключают скатывание плети.

6.4.5.7 Монтаж (сборка) труб (плетей) под сварку номинальным диаметром *DN* 300 и более производят с применением внутренних центраторов, номинальным диаметром менее *DN* 300 с применением наружных центраторов. В случаях невозможности применения внутренних центраторов монтаж допускается производить с применением наружных центраторов.

6.4.5.8 При монтаже труб под сварку заводские продольные или спиральные швы смещают относительно друг друга не менее чем на 75 мм при номинальном диаметре труб до *DN* 500 включительно и на 100 мм при номинальном диаметре труб более *DN* 500.

6.4.5.9 Приварку компенсаторов производят после закрепления участков газопровода на неподвижных опорах.

6.4.5.10 Замыкающий стык между компенсатором и неподвижной опорой не должен находиться в границах компенсатора. Стыковать компенсатор непосредственно с плетью запрещается. К компенсатору с обоих концов пристыковывают одиночные трубы или двухтрубные секции, которые в свою очередь стыкуют с плетью, смонтированной от неподвижной опоры.

6.4.5.11 Укладку плетей газопровода на опоры осуществляют трубоукладчиком или колонной трубоукладчиков. Характеристики трубоукладчиков (грузоподъемность, момент устойчивости, длина стрелы), их количество и схему расстановки принимают в соответствии с ПОС и ППР.

6.4.5.12 При укладке плетей исключают соприкосновения и удары с металлоконструкциями и опорами.

6.4.5.13 Температуру замыкания участков надземного газопровода принимают в соответствии с проектной (рабочей) документацией.

6.4.5.14 Фиксацию опорных частей к неподвижным опорам выполняют с помощью приварки опорной части к оголовку опоры.

6.4.5.15 В случае неполного прилегания опорной части газопровода к оголовку опоры предусматривают установку и приварку подкладок из металлических листов.

6.4.5.16 Перед монтажом газопровода в пределах оголовка опоры приваривают ограничители перемещения газопровода.

6.4.5.17 Надземные участки газопроводов и опорные части защищают от коррозии лакокрасочными покрытиями.

6.4.5.18 Антикоррозионные лакокрасочные покрытия принимают в соответствии с СП 28.13330.2012.

6.4.6 Переходы газопроводов сети газораспределения и газопотребления на пересечениях ими искусственных, естественных преград

6.4.6.1 Работы по бестраншейной прокладке производят в соответствии с ППР, ПОС, проектной (рабочей) документацией и инструкциями по эксплуатации применяемого оборудования.

6.4.6.2 ППР на бестраншейную прокладку должен содержать:

- план прокладки с расположением и привязкой всех размеров рабочего и приемного котлованов и расстояния между ними;
- продольный и поперечный профиль прокладки с нанесением всех насыпей, выемок, водоотводов, лесопосадок, сетей инженерно-технического обеспечения, высотных отметок рабочего и приемного котлованов, рабочей трубы и футляра;
- данные по:

а) основным инженерно-геологическим характеристикам грунтов и гидрологическим условиям;

б) конструкции, креплению, обустройству котлованов и упорной стенки;

в) обеспечению работ системами электроснабжения;

г) оборудованию, используемому при производстве работ.

6.4.6.3 Прокладку газопровода методом ГНБ выполняют в соответствии с проектной (рабочей) документацией и технологическими картами на производство работ.

6.4.6.4 Прокладку газопровода методом прокола (бестраншейная прокладка без извлечения грунта) выполняют:

- путем статического внедрения в грунт гидравлическими домкратами, полиспастными системами и др.;
- с применением ударных устройств — пневмопробойников и др.

6.4.6.5 На газопроводе, расположенном в пределах футляра, монтируют диэлектрические опоры, которые обеспечивают проектное положение газопровода относительно футляра и создают электрическую изоляцию для стального газопровода от блуждающих токов.

6.4.6.6 Сварные стыки плети газопровода перед протаскиванием подвергают физическим методам контроля (радиографическим по ГОСТ 7512, ультразвуковым по ГОСТ Р 55724) и изолируют. Контроль качества сварных соединений проводят в соответствии с 6.5.

6.4.6.7 Протаскивание газопровода внутри футляра с помощью кранов-трубоукладчиков и трактора-тягача или другими механизмами и приспособлениями предусматривают в соответствии с ППР.

6.4.6.8 При протаскивании газопровода в футляр для исключения повреждения изоляции применяют опорно-центрирующие устройства (диэлектрические опоры, спейсеры, кольца и т. п.). Контроль изоляции выполняют в соответствии с 6.7. Повреждение изоляции газопровода при его протаскивании в футляр не допускается.

6.4.6.9 Концы футляров защищают уплотнением (манжета) из диэлектрического водонепроницаемого эластичного материала.

6.4.6.10 При прокладке защитных футляров под автодорогами открытым способом без нарушения интенсивности движения транспорта (с устройством объезда или переезда) до начала работ:

- производство работ согласовывают с заинтересованными организациями в установленном порядке;
- выбирают и обустраивают объездную дорогу или переезд, по которым будет осуществляться движение транспорта;
- устанавливают ограждения, препятствующие движению транспорта и посторонних лиц на участке производства работ;
- устанавливают предупреждающие, запрещающие и предписывающие дорожные знаки, а также световые сигналы, видимые днем и ночью. Места установки всех знаков согласовывают с Государственной инспекцией безопасности дорожного движения;

- наносят в натуре границы разработки дорожной насыпи и рытья траншеи;
- уточняют места расположения подземных коммуникаций совместно с представителями организаций, владеющих этими коммуникациями;
- наносят в натуре границы разборки дорожных покрытий и разрытия насыпи, а также траншей за ее пределами, производят разбивку трассы перехода.

6.4.6.11 Дорожные покрытия вскрывают на величину, превышающую величину разрытия насыпи, указанную в ППР.

Разборку дорожных покрытий допускается вести по линии границы разработки насыпи. Материалы от разобранных дорожных покрытий складируют в специально отведенных местах.

6.4.6.12 После укладки защитного футляра в траншею ее засыпают сначала в пределах насыпи, а затем по всей длине футляра с последующим восстановлением покрытия дороги.

6.4.6.13 На переходах под железными дорогами общей сети и внешними подъездными железнодорожными путями производственных объектов при открытом способе прокладки газопровода выполняют следующие работы:

- производство работ согласовывают с заинтересованными организациями в установленном порядке;
- специализированные организации устанавливают рельсовые пакеты;
- устанавливают сигнальные знаки по ограничению скорости движения;
- производят земляные работы с одновременной установкой креплений стенок траншеи;
- укладывают защитный футляр методом протаскивания. Протаскивание газопровода внутри футляра с помощью кранов-трубоукладчиков и трактора-тягача или другими механизмами и приспособлениями предусматривают в соответствии с ППР;
- на газопровод устанавливают диэлектрические опоры для обеспечения проектного положения относительно футляра и создания электрической изоляции стального газопровода от блуждающих токов.

6.4.6.14 Работы по раскопке насыпи и рытью траншеи выполняют в присутствии представителей службы пути.

6.4.6.15 Устройство креплений предусматривают сверху вниз по мере углубления траншеи.

6.4.6.16 Способы крепления траншеи и порядок выполнения операций по устройству крепления принимают в соответствии с ПОС и ППР.

6.4.6.17 После укладки в траншею защитного футляра траншею засыпают сначала в пределах насыпи, а затем по всей длине футляра. Траншею, в пределах железнодорожного полотна, засыпают песком с тщательным послойным уплотнением. При засыпке траншеи крепления разбирают в обратном порядке (снизу вверх). Толщину слоя засыпки принимают не более 250—300 мм. После засыпки траншеи и разборки креплений восстанавливают балластный слой, производят демонтаж рельсовых пакетов и засыпают щебнем углубления в местах размещения несущих шпал.

6.4.7 Переходы газопроводов на пересечениях с подземными сетями инженерно-технического обеспечения

6.4.7.1 Места пересечения газопроводов с подземными сетями инженерно-технического обеспечения уточняют с помощью приборов (трассоискателя, АНПИ, АНТПИ и др.).

Шурфы вскрывают до проектных отметок дна траншеи: шириной, равной ширине траншеи, длиной по 2 м в каждую сторону от места пересечения, и, при необходимости, раскрепляют.

6.4.7.2 Разработку грунта экскаватором или другими землеройными машинами над верхом подземной сети инженерно-технического обеспечения производят не ближе 1 м и не ближе 2 м от боковой стенки. Оставшийся грунт удаляют вручную, без применения ударных инструментов, и с принятием мер, исключающих повреждение сетей при вскрытии.

6.4.7.3 При обнаружении подземных сетей и других сооружений, не обозначенных в проектной документации, земляные работы приостанавливают.

На место производства работ вызывают представителей организаций, эксплуатирующих эти сети и сооружения. Указанные места ограждают с целью исключения повреждения сетей и сооружений.

6.4.7.4 В местах пересечения с водопроводом, газопроводом, теплопроводом (при бесканальной прокладке) для защиты этих трубопроводов от повреждения и провисания предусматривают мероприятия в соответствии с ППР.

Вскрытые электрические кабели и кабели связи защищают от механических повреждений и провисания с помощью футляров из разрезных полиэтиленовых или металлических труб, подвешиваемых к деревянному брусу.

Хризотилцементные (асбестоцементные) и керамические трубы заключают в деревянные короба из досок толщиной 30—50 мм и подвешивают к деревянному брусу. Концы бруса должны перекрывать траншею не менее чем на 0,5 м в каждую сторону.

6.4.7.5 Укладку газопровода на переходе через подземные сети инженерно-технического обеспечения производят продольным перемещением секции (трубы) в траншее под сетями или соединяют одиночные трубы в нитку непосредственно на дне траншеи.

6.4.7.6 Прокладку газопровода через водные преграды ГНБ выполняют в соответствии с технологическими картами.

6.4.7.7 Методы и сроки производства работ при сооружении подводных переходов в пределах русла водной преграды согласовывают с организациями, их эксплуатирующими, Федеральным агентством по рыболовству и другими заинтересованными организациями.

6.4.7.8 Строительство подводных переходов выполняют до подхода механизированных колонн с опережением графика строительства газопровода.

6.5 Сварка и контроль качества сварных соединений

6.5.1 Соединение труб между собой, труб с соединительными деталями и запорной арматурой выполняют при помощи сварки. Сварку рекомендуется выполнять следующими способами:

- ручная дуговая сварка;
- полуавтоматическая (механизированная) сварка;
- автоматическая сварка;
- комбинация данных способов сварки.

6.5.2 Сварочные работы выполняют в соответствии с положениями настоящего стандарта и [12].

6.5.3 Для выполнения сварочно-монтажных работ привлекают организации, имеющие право (аттестованные) на выполнение указанных работ. Технология проведения сварочных работ, сварочные материалы и оборудование, предназначенные для использования при строительстве, должны быть аттестованы и согласованы с заказчиком.

6.5.4 Перед началом проведения сварочных работ проверяют:

- наличие у сварщика допуска к подлежащим выполнению работам (по удостоверениям);
- наличие записи в журнале учета сварочных работ о соответствии сборки труб, соединительных деталей и запорной арматуры положениям, установленным 6.4;
- чистоту кромок и поверхностей, подготовленных под сварку;
- марки и сортамент применяемых сварочных материалов;
- наличие документов, подтверждающих положительные результаты контроля сварочных материалов;
- дату прокалки покрытых электродов и флюсов или соответствие влажности флюсов и покрытия электродов;
- соответствие поверхности присадочных материалов положениям стандартов или ТУ;
- температуру предварительного подогрева (если таковой предусмотрен технологической картой).

6.5.5 Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений стальных газопроводов принимают в соответствии ГОСТ 16037.

6.5.6 Допустимое смещение кромок принимают в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункт 9.4.1).

6.5.7 Сварку стыковых соединений труб и деталей неодинаковой толщины при разнице, не превышающей 2 мм, производят так же, как деталей одинаковой толщины. Конструктивные элементы подготовленных кромок и размеры сварного шва выбирают по большей толщине.

6.5.8 Сварку труб или труб с соединительными деталями и патрубками арматуры с большей разнотолщинностью выполняют через переходные кольца длиной не менее 250 мм.

6.5.9 Удаление (сдвиг) внутреннего центратора производят после выполнения корневого слоя шва по всему периметру независимо от способа сварки.

6.5.10 Смещение кромок свариваемых труб не должно превышать величины (мм):

$$0{,}15S + 0{,}5,$$

где S — наименьшая из толщин стенок свариваемых труб, мм.

6.5.11 Сварку стыков труб или труб с соединительными деталями и патрубками арматуры с разнотолщинностью не более 2,0 мм допускается производить без специальной обработки кромок при толщине стенок менее 12,5 мм.

6.5.12 Сборку и сварку стыков труб, соединительных деталей и патрубков арматуры с разной толщиной производят в соответствии со схемами, приведенными в технологических картах ППР.

6.5.13 Для закрепления труб в зафиксированном под сварку положении выполняют равномерно расположенные по периметру стыка прихватки в количестве:

- для труб диаметром до 80 мм — 2 шт.;
- для труб диаметром свыше 80 мм до 150 мм — 3 шт.;
- для труб диаметром свыше 150 мм до 300 мм — 4 шт.;
- для труб диаметром свыше 300 мм — через каждые 250 мм.

Высоту прихватки принимают равной 1/3 толщины стенки трубы, но не менее 2 мм. Длину прихватки принимают равной 20—30 мм при диаметре стыкуемых труб до 50 мм, 50—60 мм — при диаметре стыкуемых труб более 50 мм.

6.5.14 Перед началом выполнения сварочных работ поворотных и неповоротных стыков труб производят просушку или подогрев торцов и прилегающих к ним участков.

Просушку торцов труб путем нагрева на 50 °С производят:

- при наличии влаги на трубах независимо от температуры окружающего воздуха;
- при температуре окружающего воздуха ниже плюс 5 °С.

6.5.15 Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада, тумана и при ветре скоростью свыше 10 м/с выполняют при условии обеспечения защиты места сварки от влаги и ветра.

6.5.16 Предварительный подогрев стыков труб осуществляют в соответствии с СП 86.13330.2014 (пункт 9.4.7).

6.5.17 Для предупреждения образования дефектов между слоями сварного шва перед выполнением каждого последующего слоя поверхность предыдущего слоя очищают от шлака и брызг.

6.5.18 Типы электродов, применяемых для выполнения сварочных работ, принимают в соответствии с проектной (рабочей) документацией.

6.5.19 В процессе сварки контролируют:

- режимы сварки и последовательность выполнения операций;
- температуру подогрева и межслойную температуру;
- отсутствие видимых дефектов;
- соблюдение очередности наложения валиков и слоев.

6.5.20 Контроль качества сварных соединений газопроводов в составе строительно-монтажных работ включает в себя следующие виды контроля:

- пооперационный контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки в соответствии с технологической картой;
- приемочный контроль сварных соединений.

При приемочном контроле сварных соединений проводят:

- визуальный и измерительный контроль каждого сварного соединения, в том числе наличие клейма сварщика;
- 100 %-ный контроль радиографическим методом;
- механические испытания и металлографические исследования допускных сварных соединений.

6.6 Строительство и монтаж средств электрохимической защиты

6.6.1 Строительные и монтажные работы выполняют в соответствии с ППР с учетом СП 86.13330.2014 (раздел 20).

6.6.2 Электроды анодного заземления размещают в пластах с минимальным удельным электрическим сопротивлением и ниже глубины промерзания грунта.

6.6.3 Кабели и провода установок ЭХЗ и КИП строительно-монтажная организация присоединяет к подземному газопроводу с помощью сварки или пайки в соответствии с положениями проектной (рабочей) документации.

6.6.4 После завершения строительно-монтажных работ проводят измерения следующих параметров средств ЭХЗ:

- сопротивление растеканию тока анодных и защитных заземлений;
- сопротивление изоляции кабельных линий;
- сопротивление изолирующих вставок;
- переходные сопротивления элементов системы ЭХЗ и КИП;
- выходной ток и напряжение УКЗ и УДЗ;
- защитный потенциал на газопроводе в точке дренажа и опорных точках.

6.6.5 Для проверки работоспособности системы ЭХЗ после завершения строительства проводят пусконаладочные работы.

6.6.6 Готовность смонтированного оборудования к выполнению пусконаладочных работ оформляют актом готовности, форма которого установлена СП 245.1325800.2015 (приложение Ж).

6.6.7 При проведении пусконаладочных работ все работы фиксируют в журнале производства работ, форма которого установлена СП 245.1325800.2015 (приложение И).

6.6.8 Работы по опробованию системы ЭХЗ осуществляют до промерзания или после оттаивания грунта в два этапа:

- индивидуальные испытания отдельных средств и установок ЭХЗ;
- комплексное опробование системы ЭХЗ от коррозии всего объекта в целом.

6.6.9 Индивидуальные опробования защитных и анодных заземлений проводят не ранее, чем через восемь дней после окончания монтажа, при которых проверяют соответствия фактических и проектных значений сопротивлений растеканию тока защитного и анодного заземлений.

6.6.10 Испытания УКЗ проводят на максимальном режиме работы, определенном в проектной документации, после чего проверяют состояние всех узлов и элементов установки, оформляют паспорт и составляют акт приемки оборудования.

6.6.11 Для каждой УКЗ определяют:

- протяженность зоны защиты при значении тока в соответствии с проектной документацией;
- поляризационные потенциалы на газопроводе в точке дренажа и силы тока УКЗ при заданных режимах выходного напряжения установки, приведенных в эксплуатационной документации;
- влияние работы УКЗ на смежные подземные сети инженерно-технического обеспечения и сооружения.

6.6.12 При пусконаладочных работах средств ЭХЗ на электроизолирующих соединениях проводят:

- измерение потенциалов газопроводов с обеих сторон электроизолирующей вставки;
- суточную регистрацию потенциалов трубопровода с обеих сторон электроизолирующего соединения;
- регулировку параметров блока диодно-резисторного при выявлении отклонений защищенности газопровода, определенных в проектной (рабочей) документации.

6.6.13 После завершения комплексного опробования системы ЭХЗ в целом (в течение не менее 72 ч) проверяют состояние всех узлов и составляют акт рабочей комиссии о приемке оборудования после комплексного опробования, форма которого установлена СП 245.1325800.2015 (приложение Л), с рекомендациями по режимам ее эксплуатации.

6.6.14 На установки ЭХЗ оформляют эксплуатационные паспорта, формы которых приведены в ГОСТ Р 54983—2012 (приложения Д, Е).

6.7 Контроль выполнения строительно-монтажных работ

6.7.1 Контроль за выполнением строительно-монтажных работ производят на соответствие проектной (рабочей) документации и ППР.

6.7.2 Перед началом производства строительно-монтажных работ выполняют контроль геодезической разбивочной основы (закрепленных на местности знаков, определяющих оси линейных и угловых измерений) с использованием геодезических приборов и инструментов.

6.7.3 При проведении операционного контроля земляных работ выполняют проверку:

- координат фактической оси траншеи, осей котлована;
- нанесенных отметок при планировке полосы для работы роторных экскаваторов;
- фактических радиусов кривизны траншей на участках горизонтальных кривых естественного (упругого) изгиба;
- профиля дна траншеи и котлованов при разработке грунта землеройными машинами;
- ширины траншеи по дну;
- крутизны откосов траншей и котлованов;
- отметок дна траншеи и котлованов;
- толщины слоя подсыпки на дне траншеи и толщины слоя присыпки газопровода грунтом;
- уплотнения грунта;
- отметок грунта засыпки траншеи;
- отметок рекультивируемой полосы;

- глубины прокладки кабеля бестраншейным методом;
- габаритных размеров скважины под гальванический анод;
- заполнения скважины грунтом;
- рытья траншеи под кабель и засыпки траншеи грунтом.

6.7.4 При операционном контроле укладочных и изоляционных работ подземных газопроводов выполняют проверку:

- подготовки дна траншеи;
- раскладки труб;
- чистоты внутренней полости трубы после сварки в секции и плети;
- наличия инвентарных заглушек на концах плетей труб;
- изоляционного покрытия трубы, соединительных деталей и стыковых соединений — контролируют подготовку поверхности, количество слоев, величину нахлеста антикоррозионного покрытия на заводское покрытие, сплошность, адгезию и равномерность нанесения. Проверку состояния изоляционного покрытия проверяют визуальным контролем и приборным методом;
- лакокрасочного покрытия — контролируют степень очистки поверхности трубы, нанесение грунтовки, количество слоев лакокрасочного покрытия, сплошность и равномерность нанесения;
- укладки трубы и кривых вставок в траншею;
- укладки футляров в траншею при открытом способе прокладки;
- установки диэлектрических опор под газопровод, прокладываемый в футляре;
- прокладки газопровода в футляре;
- заделки концов футляра;
- соответствия положения уложенного газопровода проектному положению;
- установки опор (фундаментов) под арматуру;
- установки арматуры в подземном исполнении;
- установки вытяжных свечей;
- установки КИП по обеим сторонам футляра.

6.7.5 При проведении операционного контроля в процессе производства монтажных и укладочных работ надземного газопровода выполняют проверку:

- размещения опор по трассе;
- величины смещения заводских продольных или спиральных швов труб относительно друг друга;
- величины смещения сварного шва относительно оголовка опоры;
- плотности прилегания опорной части к оголовку опоры и сварных соединений опорных частей;
- соосности опорной части газопровода и опоры;
- габаритов компенсаторов газопроводов;
- приварки опорной части газопровода к стойке неподвижной опоры;
- отметки низа трубы на соответствие проектной (рабочей) документации.

6.7.6 При проведении операционного контроля сварочных работ выполняют проверку:

- соответствия применяемых сварочных электродов проектному решению и нормативным положениям;
- соответствия разделки кромок свариваемых труб и деталей технологической карте;
- зачистки кромок труб;
- допустимой разнотолщинности свариваемых элементов;
- величины смещения наружных кромок;
- величины технологических зазоров в стыках;
- режимов предварительного подогрева стыков;
- режимов сварки (сварочного тока, скорости сварки, количества слоев, параметров околошовной зоны и т. д.).

6.7.7 При проведении операционного контроля в процессе производства монтажных и укладочных работ кабеля связи выполняют проверку:

- монтажа кабеля связи;
- укладки кабеля змейкой;
- прилегания кабеля к дну траншеи;
- соединений кабелей между собой;
- глубины уложенного кабеля бестраншейным методом;
- глубины укладки кабеля в траншее;

- укладки сигнально-поисковой ленты поверх кабеля связи;
- уложенного кабеля на расстояния, предусмотренные проектной (рабочей) документацией.

6.7.8 При проведении операционного контроля в процессе производства монтажных работ средств ЭХЗ выполняют проверку:

- монтажа УКЗ;
- монтажа УДЗ;
- монтажа КИП (места и глубины установки КИП);
- наличия запаса кабеля в полости стойки КИП;
- соединений кабелей с элементами ЭХЗ и газопроводом;
- изоляции контактных соединений анодных и защитных заземлений.

6.7.9 При проведении операционного контроля в процессе производства испытаний газопровода на прочность и проверки на герметичность выполняют проверку:

- работоспособности оборудования, приборов и средств;
- давления в испытываемом газопроводе (участке газопровода) по манометру;
- времени нахождения газопровода под испытательным давлением.

6.8 Очистка и осушка полости газопровода

6.8.1 Очистку и осушку полости законченного строительством газопровода сети газораспределения и газопотребления производят в соответствии с ППР.

6.8.2 Предварительную очистку полости газопровода производят с помощью протягивания внутри трубы механических очистных устройств.

6.8.3 При монтаже газопроводов с применением внутреннего центратора подвергают предварительной очистке полость трубы и центратора в процессе монтажа путем протаскивания очистного устройства.

На газопроводах, монтируемых без внутренних центраторов, предварительно очищают полости труб протягиванием очистных устройств непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ, в процессе сборки и сварки отдельных труб или секций в нитку газопровода.

Протягивание очистных устройств в надземных газопроводах осуществляют до их укладки или монтажа на опоры.

6.8.4 Очистное устройство перемещают внутри труб с помощью штанги трубоукладчика (трактором). Загрязнения удаляют в конце каждой секции.

6.8.5 В качестве очистных устройств при протаскивании используют специальные приспособления, оборудованные очистными щетками и скребками.

6.8.6 Очистку полости газопроводов выполняют в соответствии с СП 86.13330.2014 (подраздел 19.3)

6.8.7 Давление воздуха (или газа) в ресивере, при соотношении длин ресивера и продуваемого участка 1:1, определяют по таблице 1.

Таблица 1 — Давление в ресивере для газопроводов, очищенных и не очищенных протягиванием очистных устройств

Номинальный диаметр газопровода *DN* мм	Давление в ресивере, МПа	
	Для газопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	Для газопроводов не очищенных протягиванием очистных устройств
До 300	0,6	1,2
Свыше 300	0,5	1,0

6.8.8 Очистку полости газопровода считают выполненной при следующих условиях:

- очистные устройства зафиксированы сигнальными приборами камеры приема и не имеют повреждений;
- скорость движения очистных устройств составляла не менее 0,72 км/ч (0,2 м/с);
- после очистных устройств вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Очистку считают незаконченной, если не выполнено любое из указанных выше условий.

6.9 Испытания газопроводов на прочность и проверка на герметичность

6.9.1 Испытание газопроводов сети газораспределения и газопотребления на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка или всего газопровода (полная засыпка, обвалование или крепление на опорах, установка арматуры и приборов, катодных выводов и представление исполнительной документации на испытываемый объект) по программе (специальной рабочей инструкции) проведения испытаний. Испытания газопровода проводят с учетом [13].

6.9.2 Испытание газопроводов на прочность и проверку на герметичность проводят пневматическим методом подачей в газопровод сжатого воздуха (инертного газа) и созданием в газопроводе испытательного давления.

6.9.3 Способы испытания, границы участков, величины испытательных давлений и схему проведения испытания согласовывают с заинтересованными организациями и определяют программой проведения испытаний согласно ПОС и ППР.

6.9.4 Газопроводы испытывают на прочность давлением равным $1{,}1P_{раб}$ продолжительностью 12 ч.

Переходы газопроводов через естественные и искусственные преграды испытывают на прочность давлением равным $1{,}25P_{раб}$ продолжительностью 12 ч.

Проверку на герметичность газопроводов вне зависимости от места прокладки проводят давлением равным рабочему давлению газопровода продолжительностью, необходимой для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч.

6.9.5 Проверку на герметичность участков газопровода проводят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего, принятого по проекту.

6.9.6 До начала проверки на герметичность газопроводы выдерживают под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе и температуры грунта (окружающей среды).

6.9.7 При испытании газопровода подъем давления в нем до $P_{исп}$ производят через полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах.

Подъем давления производят плавно (не более 0,3 МПа/ч) с осмотром трассы при давлении, равном $0{,}3P_{исп}$, но не выше 2 МПа. На время осмотра подъем давления прекращают. Дальнейший подъем давления до $P_{исп}$ проводят без остановок. Под $P_{исп}$ газопровод должен находиться при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. После снижения давления до $P_{раб}$ закрывают краны байпасных линий и производят осмотр трассы, наблюдения и замеры давления в течение не менее 12 ч.

При подъеме давления от $0{,}3P_{исп}$ до $P_{исп}$ и в течение 12 ч при стабилизации давления, температуры и испытаниях на прочность осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы с целью проверки газопровода на герметичность производят только после снижения $P_{исп}$ до $P_{раб}$.

6.9.8 Газопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания газопровода на прочность давление остается неизменным в пределах точности измерительных средств (манометр класса точности не ниже I с предельной шкалой на давление около $4/3\ P_{исп}$), а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

При испытании газопровода на прочность допускается снижение давления на 1 % за 12 ч.

6.9.9 При испытаниях на прочность и проверке на герметичность для измерения давления применяют проверенные и опломбированные, а также имеющие паспорт дистанционные приборы, в том числе электронные, или манометры класса точности не ниже I и с предельной шкалой на давление около $4/3\ P_{исп}$, устанавливаемые вне охранной зоны газопровода.

6.9.10 По завершении стравливания воздуха и выдержки участка газопровода в течение 12 ч устанавливают контроль температуры точки росы воздуха. Если температура точки росы, замеренная после выдержки, равна минус 30 °С и ниже (при атмосферном давлении), то осушку участка газопровода не проводят, а заполняют его азотом.

6.9.11 Испытания участков газопроводов при отрицательных температурах грунта или воздуха выполняют с обеспечением влагосодержания воздуха, подаваемого в газопровод, соответствующего температуре точки росы не выше минус 35 °С (при атмосферном давлении).

6.9.12 Если результаты испытаний не отвечают установленным требованиям, устраняют все выявленные нарушения и после этого производят испытания повторно. Положительные результаты проведенных испытаний оформляют протоколом.

6.9.13 Предварительные испытания запорной арматуры выполняют пневматическим способом (воздухом) по программе проведения испытаний. Допускается проведение предварительного испытания запорной арматуры в составе смонтированного газопровода.

6.9.14 Испытания на прочность проводят давлением $1,1P_{раб}$ в течение 2 ч; проверку на герметичность — при сниженном давлении до рабочего в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла.

6.9.15 Крановый узел считается выдержавшим предварительное испытание, если при проверке узла пенообразующим раствором не обнаружены утечки.

6.9.16 При проведении пневматических испытаний подземных и надземных газопроводов для обеспечения безопасности устанавливают охранные зоны, границы которых определяют расчетом.

6.10 Оценка соответствия газопроводов сети газораспределения и газопотребления

6.10.1 Оценку соответствия сетей газораспределения и сетей газопотребления осуществляют в соответствии с [1] (раздел IX).

7 Газоопасные работы

7.1 Перечень газоопасных работ, в т. ч. технологически сложных, приведен в [14] (пункт 137).

Газоопасные работы производят в соответствии с [14], [15].

7.2 На технологически сложные работы, требующие координации взаимодействия бригад, выполняющих газоопасные работы, дополнительно разрабатывают специальный план в соответствии с [14].

7.3 Специальный план организации и производства газоопасных работ должен утверждаться техническим руководителем эксплуатационной организации (филиала эксплуатационной организации). К специальному плану организации и производства газоопасных работ на подземных газопроводах прилагают ситуационный план (план трассы) и, при необходимости, копии исполнительной документации.

Специальный план организации и производства газоопасных работ с отключением подачи газа или изменением режимов давления газа в сети газораспределения или газопотребления должен своевременно доводиться до сведения АДС ГРО и эксплуатационной организации.

8 Эксплуатация

8.1 Общие положения

8.1.1 Эксплуатацию сетей газораспределения и газопотребления производят с учетом [1], [14].

8.1.2 Эксплуатацию сетей газораспределения и газопотребления осуществляют при давлении, предусмотренном проектной документацией, или разрешенном эксплуатационной организацией рабочем давлении, но не превышающем давление, указанное в проектной документации. Основанием для установления величины рабочего давления являются результаты диагностических обследований газопроводов, отражающие его техническое состояние.

8.1.3 Эксплуатацию сетей газораспределения и газопотребления 1а категории осуществляет специализированная организация, имеющая оперативный персонал и газовую службу. В случае отсутствия газовой службы в составе организации, эксплуатирующей сети газораспределения и газопотребления, предприятием должен быть заключен договор на оказание услуг по техническому обслуживанию и ремонту сети газораспределения и сети газопотребления с организацией, имеющей опыт проведения указанных работ.

Специализированная организация, осуществляющая эксплуатацию сетей газораспределения и газопотребления, должна иметь:

- лицензию на осуществление эксплуатации опасных производственных объектов II класса опасности в соответствии с законодательством Российской Федерации о лицензировании, [16] (статья 12);
- персонал аттестованный:
  - а) в области промышленной безопасности в соответствии с [17];
  - б) в области неразрушающего контроля в соответствии с [18];
- средства измерений, приборы, необходимые для выполнения работ;
- аварийно-диспетчерскую службу.

8.1.4 Границей зон ответственности между эксплуатационной организацией и потребителем может являться условная линия, пересекающая выходной газопровод и отключающее устройство и прохо-

дящая по ограждению ГРС. Закрепление границ зон ответственности оформляют двухсторонним актом с приложением ситуационного плана и установлением знака закрепления газопровода.

8.1.5 Эксплуатация сетей газораспределения и газопотребления включает в себя следующие работы:

- ввод в эксплуатацию,
- мониторинг технического состояния;
- техническое обслуживание;
- текущий и капитальный ремонты;
- аварийно-диспетчерское обслуживание сетей газораспределения и газопотребления;
- консервацию (расконсервацию), ликвидацию газопроводов.

8.1.6 Результаты проведенных работ по мониторингу, в т. ч. техническому обследованию, техническому диагностированию, оценки технического состояния газопровода, а также работы по капитальному ремонту и консервации, ликвидации газопроводов фиксируют в эксплуатационном паспорте газопровода по форме ГОСТ Р 54983—2012 (приложение Г).

8.1.7 Результаты работ, выполняемые при эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления, не указанные в 8.1.6, фиксируют в эксплуатационном журнале газопровода по форме ГОСТ Р 54983—2012 (приложение И).

8.1.8 Эксплуатация подводного перехода газопровода должна включать комплекс работ по техническому обслуживанию, периодический осмотр береговых участков, приборно-водолазное обследование, мониторинг русловых и береговых участков, проведение ремонтно-восстановительных работ силами эксплуатирующей или специализированной организации.

Сроки проведения осмотров подводных переходов, их периодичность и объемы устанавливают ежегодным графиком, разрабатываемым эксплуатационной организацией и утвержденным ее техническим руководителем (филиала).

При определении сроков осмотра учитывают сезонные изменения условий эксплуатации, характерные природные явления, определяющие состояние русловой и береговой частей перехода: половодье, период дождей, оползневые явления, просадки, морозное пучение грунтов и т. д.

При оценке технического состояния подводных переходов учитывают:

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

Диагностическое обследование подводных переходов проводят специализированные организации со следующими видами работ:

- топографическая съемка участка трассы, включая береговую часть;
- определение планового и высотного положения газопроводов в русловой и береговых частях перехода;
- батиметрическая съемка акватории водоема в зоне перехода;
- гидролокационная съемка акватории водоема в зоне перехода;
- определение состояния изоляционного покрытия газопроводов в пойменной и русловой частях;
- водолазное обследование оголенных участков;
- гидрометрические работы в зоне перехода.

Внутритрубную дефектоскопию неравнопроходных участков подводных переходов и резервных дюкеров диаметром 219 мм проводят с применением временных камер запуска-приема ВТУ или иными способами.

Эксплуатационные и специализированные организации дают заключение об оценке технического состояния подводного перехода по результатам осмотров и обследований. По результатам данного заключения эксплуатационная организация принимает решение о возможности и режиме эксплуатации подводного перехода, а также по объемам и срокам проведения необходимых диагностических и ремонтно-восстановительных работ.

8.1.9 Эксплуатация переходов газопроводов через искусственные преграды (автомобильные и железные дороги) включает в себя мероприятия по их мониторингу.

Сроки проведения осмотров переходов газопроводов через автомобильные и железные дороги, их периодичность и объемы устанавливают ежегодным графиком, разрабатываемым эксплуатационной организацией и утвержденным техническим руководителем эксплуатационной организации (филиала эксплуатационной организации).

При определении сроков осмотров учитывают сезонные изменения условий эксплуатации, характерные природные явления, определяющие состояние переходов: период дождей, оползневые явления, просадки, морозное пучение грунтов и т. д.

При проведении осмотров переходов газопроводов через искусственные преграды два раза в год проводят анализ воздушной среды межтрубного пространства футляров (при его наличии) на наличие утечек газа.

8.2 Ввод в эксплуатацию

8.2.1 Приемку газопроводов сети газораспределения и газопотребления в эксплуатацию осуществляют в соответствии с [1].

8.2.2 Газопроводы, принятые приемочной комиссией для ввода их в эксплуатацию, оформляют актом по форме СП 62.13330.2011 (приложение Ж).

8.2.3 Ввод в эксплуатацию газопроводов сетей газораспределения и газопотребления после строительства либо реконструкции осуществляют в соответствии с [1].

Законченные строительством газопроводы вводят в эксплуатацию после технологического присоединения.

8.2.4 Присоединение построенного газопровода проводят непосредственно перед пуском газа, в соответствии с технологической картой, разработанной эксплуатационной организацией.

8.2.5 Работы по технологическому присоединению газопровода и пуску газа проводят с использованием специального оборудования, которое должно обеспечивать безопасность их выполнения и исключать выброс газа в атмосферу.

Работы проводят в рабочие дни в светлое время. Не допускается проведение работ во время грозы.

8.2.6 Рабочих, участвующих в выполнении работ по вводу в эксплуатацию газопроводов, до начала работ инструктируют о последовательности технологических операций и задачах каждого члена бригады, применении средств индивидуальной защиты и мерах безопасности. Ответственный за проведение инструктажа назначается приказом руководителя организации, осуществляющей ввод газопровода в эксплуатацию.

Рабочие организаций, осуществляющие эксплуатацию сетей газораспределения и газопотребления газопроводов, должны проходить обучение и проверку знаний по вопросам безопасности, приемам выполнения работ, инструктаж по безопасности, а также стажировку на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе в порядке, установленном [17] и ГОСТ 12.0.004.

Работники, включая руководителей организаций, осуществляющих эксплуатацию сетей газораспределения, должны проходить обучение по охране труда и проверку знаний в порядке, установленном [19].

8.2.7 До начала работ, связанных с технологическим присоединением газопровода:

- проверяют и подготавливают необходимую техническую документацию (эксплуатационную и исполнительную);
- проводят визуальный осмотр газопроводов, запорной арматуры (в случае выявления дефектов, их устраняют, в соответствии с [14]);
- разрабатывают план организации работ;
- проверяют и подготавливают инструменты, приборы и материалы;
- обеспечивают наличие необходимых транспортных средств;
- производят отключение установок ЭХЗ на газопроводах (при наличии);
- проводят контрольную опрессовку (воздухом или инертными газами) на присоединяемом газопроводе, давлением в соответствии с проектной документацией.

8.2.8 Газопроводы, в соответствии с [14], при пуске газа продувают природным газом через продувочные свечи до окончательного вытеснения воздуха или инертного газа. Окончание продувки га-

зопровода газом определяют путем проведения анализа состава или сжиганием отобранных проб газовоздушной смеси. Методы отбора, анализа и сжигания проб газовоздушной смеси должны устанавливаться производственными инструкциями.

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

8.2.9 При выполнении работ по вводу газопровода в эксплуатацию и пуску газа более чем через шесть месяцев после приемки газопровода приемочной комиссией в эксплуатацию проводят повторное испытание на прочность и проверку на герметичность в соответствии с 6.9.

8.2.10 После продувки газопровода газом и установления в нем рабочего давления, в соответствии с проектной документацией, производят:

- обход трассы присоединяемого газопровода на предмет наличия утечек;
- восстановление режима работы в газопроводе;
- включение установок ЭХЗ (при наличии).

Места соединения присоединяемого газопровода проверяют на герметичность прибором или пенообразующим раствором.

8.2.11 На газопроводы оформляют эксплуатационный паспорт, форма которого приведена в ГОСТ Р 54983—2012 (приложение Г).

8.3 Мониторинг

8.3.1 В процессе мониторинга газопроводов сетей газораспределения и газопотребления проводят следующие работы:

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

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

- утечек газа из газопроводов по внешним признакам: пожелтению растительности на трассе, появлению пузырей на поверхности воды, запаху одоранта, шипению газа, появлению бурых пятен на снегу и др.;
- нарушения ограничений, установленных в охранной зоне газопроводов;
- нарушения условий выполнения сторонними организациями земляных и строительных работ, установленных выданными эксплуатационной организацией разрешениями на производство работ или несанкционированного выполнения этих работ;
- нарушения состояния грунта на трассе подземного газопровода (в т. ч подводного), вследствие его просадки, обрушения, эрозии, размыва.

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

- по прекращению работ до получения разрешения на их проведение от эксплуатационной организации сети газораспределения;
- по привлечению к ответственности лиц, виновных в нарушении ограничений, установленных [20] в порядке, установленном законодательством Российской Федерации;
- по проверке герметичности газопровода и состояния изоляции в месте производства работ.

Периодичность проведения проверок состояния охранных зон газопроводов устанавливается эксплуатационной организацией самостоятельно с учетом плотности застройки территории, гидрогеологических условий эксплуатации и прокладки газопроводов, но не реже сроков проведения технического осмотра газопроводов.

При выполнении работ в охранных зонах газопроводов, а также в период паводка, проверку состояния охранных зон в местах переходов через водные преграды и овраги проводят ежедневно.

Результаты проверки состояния охранных зон газопроводов оформляют записью в эксплуатационном журнале по форме ГОСТ Р 54983—2012 (приложение И).

Проверку состояния охранных зон проводит один рабочий.

8.3.3 Технический осмотр сетей газораспределения и газопотребления проводят по графику, но не реже сроков, указанных в таблице 2.

Таблица 2 — Сроки проведения технических осмотров газопроводов сети газораспределения и газопотребления, проложенных от объектов капитального строительства

Газопроводы	Сроки проведения технических осмотров газопроводов	
	на территории промышленной зоны*	на территории и вне поселений*
1 Подземные	1 раз в мес.	1 раз в 6 мес.
2 Надземные	1 раз в 6 мес.	1 раз в мес.
3 Подземные, эксплуатируемые в зоне действия источников блуждающих токов и/или в грунтах высокой коррозионной агрессивности, не обеспеченные минимальным защитным потенциалом, а также с неустраненными дефектами защитных покрытий	2 раза в неделю	2 раза в мес.
4 Подземные, при наличии анодных и знакопеременных зон	Ежедневно	2 раза в неделю
5 Подземные, подлежащие капитальному ремонту	2 раза в неделю	2 раза в мес.
6 Надземные, подлежащие капитальному ремонту	2 раза в неделю	1 раз в мес.

Примечания

* Расстояния, принятые в соответствии с 5.1.3.

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

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

При применении метода технического обследования с использованием приборов с чувствительностью не менее 0,001 % по объему газа в период максимального промерзания и последующего оттаивания грунта должен быть обеспечен дополнительный контроль герметичности.

Проверке подлежат участки газопроводов в местах неравномерного промерзания грунта (переходы через железные и автомобильные дороги, места резкого изменения снежного покрова и глубины заложения газопровода). Периодичность и сроки таких проверок устанавливаются эксплуатационной организацией самостоятельно с учетом гидрогеологических и климатических условий региона.

8.3.4 Технический осмотр сетей газораспределения и газопотребления проводят в соответствии с маршрутными картами.

Маршрутные карты газопроводов составляют в двух экземплярах, один из которых с личными подписями рабочих, закрепленных за данным маршрутом, об ознакомлении с маршрутом или его корректировкой хранят у мастера. Маршрутные карты корректируют ежегодно, а также по факту изменений на трассе газопровода, выявленных при техническом осмотре. Маршрутные карты должны содержать информацию о дате корректировок и подпись мастера, вносившего изменения в карту. Маршрутные карты разрабатывают с учетом объемов работ и периодичности их выполнения, удаленности трасс и протяженности газопроводов, числа объектов, подлежащих проверке на загазованность, и других факторов, влияющих на трудоемкость работ в течение одного рабочего дня.

Технический осмотр газопроводов сети газораспределения проводят двое рабочих, при этом руководство поручается более квалифицированному рабочему.

8.3.5 При техническом осмотре подземных газопроводов выполняют следующие виды работ:

- выявление утечек газа прибором или по внешним признакам: пожелтению растительности на трассе, появлению пузырей на поверхности воды, запаху одоранта, шипению газа, появлению бурых пятен на снегу и др.;
- проверка внешним осмотром состояния сооружений и технических устройств (защитных футляров газопроводов в местах входа и выхода из земли, средств ЭХЗ, запорной арматуры и др.);
- выявление деформаций грунта.

При техническом осмотре надземных газопроводов выполняют следующие виды работ внешним осмотром:

- выявление утечек газа;
- состояние газопроводов (с выявлением их перемещений от оси опоры, вибраций и деформаций, необходимости окраски), их опор и креплений;
- состояние защитных футляров газопроводов в местах входа и выхода из земли;
- состояние запорной арматуры, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электрических проводов.

Выявленные в ходе проведения технического осмотра нарушения устраняют при техническом обслуживании или ремонте.

Выявленные в ходе проведения технического осмотра утечки газа на газопроводах устраняют в аварийном порядке.

При выявлении в ходе технического осмотра деформации грунта предусматривают мероприятия по их устранению.

8.3.6 Результаты технического осмотра оформляют записью в эксплуатационном журнале по форме ГОСТ Р 54983—2012 (приложение И).

8.3.7 При техническом обследовании подземных газопроводов выполняют следующие работы:

- выявление мест повреждений изоляционного покрытия газопровода приборным методом;
- проверка в характерных точках (места с изменением условий прокладки газопроводов и/или их напряженно-деформированного состояния) глубины залегания газопроводов на соответствие проектной (исполнительной) документации;
- выявление мест утечек газа из газопровода;
- проведение электрометрического обследования участков газопроводов, проложенных под автомобильными и железными дорогами с периодичностью два раза в год;
- выявление фактического положения подводных переходов, состояние их балластировки;
- выявление оголенных и всплывших участков подводных газопроводов.

Первое плановое техническое обследование газопроводов проводят через 15 лет после ввода газопровода в эксплуатацию.

Последующие плановые технические обследования проводят не реже одного раза в пять лет.

Внеплановые технические обследования проводят при:

- обнаружении сквозных коррозионных повреждений в газопроводах;
- суммарных перерывах в работе электрозащитных установок в течение календарного года свыше 14 дней — в зонах опасного действия блуждающих токов, в остальных случаях — более шести месяцев.

На участках подводных переходов через несудоходные и несплавные водные преграды плановое техническое обследование проводят не реже одного раза в пять лет.

На участках подводных переходов через судоходные и сплавные водные преграды плановое техническое обследование газопроводов проводят не реже одного раза в три года специализированными организациями.

8.3.8 Результаты технического обследования газопроводов оформляют актом по форме ГОСТ Р 54983—2012 (приложение Р).

8.3.9 Выявленные при техническом обследовании утечки газа на газопроводах устраняют в аварийном порядке.

В случае выявления при техническом обследовании деформации грунта предусматривают мероприятия по их устранению.

8.3.10 Оценку технического состояния газопроводов сетей газораспределения и газопотребления проводят в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

Первую плановую оценку технического состояния газопроводов сетей газораспределения и газопотребления рекомендуется проводить за 10 лет до окончания срока эксплуатации газопроводов, указанной в проектной документации, но не позднее чем через 20 лет после ввода газопровода в эксплуатацию.

Результаты проведения оценки технического состояния газопроводов сетей газораспределения и газопотребления оформляют в соответствии с методикой проведения работ и используют для определения приоритетов при назначении газопровода на капитальный ремонт (реконструкцию), или могут использовать для определения технической (экономической) целесообразности проведения технического диагностирования газопроводов.

8.3.11 Техническое диагностирование подземных газопроводов сетей газораспределения и газопотребления проводят в соответствии с [21].

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

8.3.13 Результаты технического обследования, оценки технического состояния и технического диагностирования оформляют записями в эксплуатационном паспорте газопровода.

8.4 Техническое обслуживание

8.4.1 При техническом обслуживании газопроводов сетей газораспределения и газопотребления устраняют нарушения, выявленные в ходе проведения их технического осмотра и проверки состояния охранных зон.

8.4.2 При техническом обслуживании газопроводов проводят следующие работы:

- восстановление фундаментов стоек опор, восстановление мест повреждения окраски опор надземных газопроводов;
- восстановление засыпки грунтом подземных газопроводов;
- восстановление и замена опознавательных столбиков и указателей привязок подземных газопроводов;
- очистку охранных зон от посторонних предметов и древесно-кустарниковой растительности.

При техническом обслуживании надземных газопроводов замеряют потенциал на газопроводе и опоре для определения изоляционных свойств электроизолирующей прокладки.

Техническое обслуживание запорной арматуры наружных газопроводов проводят в сроки, указанные предприятием-изготовителем, но не реже одного раза в год.

Сведения о проведении технического обслуживания газопровода оформляют записями в его эксплуатационном журнале.

8.4.3 Техническое обслуживание установок ЭХЗ осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 54983—2012 (пункт 7.2).

8.5 Текущий и капитальный ремонты

8.5.1 Сроки проведения работ по текущему ремонту газопроводов сетей газораспределения и газопотребления эксплуатационная организация устанавливает самостоятельно, в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем эксплуатационной организации (филиала эксплуатационной организации).

8.5.2 При текущем ремонте газопроводов сетей газораспределения и газопотребления выполняют следующие работы:

- устранение отдельных мест повреждений изоляционных покрытий подземных газопроводов;
- замена и восстановление устройств защиты надземных газопроводов от падения электрических проводов;
- очистка и окраска поврежденных участков надземных газопроводов и запорной арматуры;
- частичная замена изоляционного покрытия газопроводов, в т. ч. в местах входа и выхода их из земли;
- выявление причин смещения опор надземных газопроводов от проектного положения и их деформаций. По результатам анализа предусматривают мероприятия по их устранению;
- устранение водяных и ледяных закупорок газопроводов с помощью очистных устройств без прекращения подачи газа;
- замена и восстановление ограждений мест надземной установки запорной арматуры (крановых узлов);
- ремонт крановых площадок, площадок пуска и приема ВТУ;
- очистка полости газопровода (при необходимости).

Данные о текущем ремонте газопровода вносят в эксплуатационный журнал.

8.5.3 При выявлении отдельных повреждений изоляционного покрытия газопровода его текущий ремонт производят в сроки, указанные в ГОСТ Р 54983—2012 (пункт 6.4.1).

8.5.4 Текущий ремонт запорной арматуры производят в сроки, установленные предприятием-изготовителем.

8.5.5 Очистку полости газопроводов производят по результатам оценки их технического состояния. Периодичность проведения таких работ определяется эксплуатационной организацией самостоя-

тельно и фиксируется в графике, утвержденном техническим руководителем эксплуатационной организации (филиала эксплуатационной организации).

8.5.6 Ремонт установок ЭХЗ осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 54983—2012 (пункт 7.2).

8.5.7 Капитальный ремонт сетей газораспределения и газопотребления планируют по результатам мониторинга.

8.5.8 При капитальном ремонте газопроводов сетей газораспределения и газопотребления выполняют следующие работы:

- замена неисправных участков газопроводов;
- замена или полное восстановление изоляционных или лакокрасочных покрытий газопроводов;
- замена запорной арматуры;
- усиление или замена отдельных опор надземных газопроводов;
- установка, замена средств измерения;
- замена уплотнительных материалов футляров переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами при открытом способе прокладки;
- устранение нарушений условий прокладки газопроводов на участках переходов под автомобильными и железными дорогами (устранение контактов «труба — футляр»);
- устранение нарушений (всплытие, размыв грунта и т. п.) прокладки газопроводов на участках подводных переходов через водные преграды или прокладка нового газопровода.

8.5.9 Замену запорной арматуры проводят в сроки, установленные предприятием-изготовителем.

8.5.10 Капитальный ремонт газопроводов сетей газораспределения и газопотребления проводят в соответствии с документацией, разработанной в соответствии с [22].

8.5.11 Рабочую документацию на капитальный ремонт газопроводов включают в состав исполнительной документации, в соответствии с [10].

8.5.12 Ремонт сквозных коррозионных повреждений, разрывов, трещин сварных соединений газопроводов производят в аварийном порядке.

8.5.13 Аварийно-восстановительные работы после ликвидации последствий аварий газопроводов производят в соответствии с ГОСТ Р 54983 без наряда-допуска.

Аварийно-восстановительные работы, в зависимости от объема их выполнения, могут проводиться персоналом АДС и/или персоналом производственных подразделений эксплуатационных организаций.

Сведения об отключении аварийной бригадой газопроводов при локализации аварии фиксируют в оперативном журнале АДС.

8.6 Консервация и ликвидация газопроводов

8.6.1 Консервацию газопроводов сетей газораспределения и газопотребления проводят при их временном выводе из эксплуатации.

8.6.2 При выводе из эксплуатации газопроводов сетей газораспределения и газопотребления выполняют работы по их ликвидации.

8.6.3 Работы по консервации и ликвидации газопроводов проводят в соответствии с [3], с учетом [1] и [22].

8.6.4 Документацию на консервацию и ликвидацию газопроводов разрабатывают в соответствии с [22].

Приложение А
(рекомендуемое)

Минимальные расстояния от газопроводов сети газораспределения 1а категории до объектов, зданий и сооружений

Таблица А.1

Объекты, здания и сооружения	Газопроводы давлением свыше 2,5 до 5,5 МПа				Газопроводы давлением свыше 1,2 до 2,5 МПа			
	При подземной прокладке, до стенки трубы, м		При надземной прокладке, до стенки трубы, м		При подземной прокладке, до стенки трубы, м		При надземной прокладке, до стенки трубы, м	
	номинальным диаметром *DN*							
	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600
1 Территории населенных пунктов, территории садоводческих и дачных объединений, очистные сооружения, автозаправочные станции, склады легковоспламеняющихся жидкостей (надземные и подземные) за исключением производственных зон	100	150	200	300	75	125	150	250
2 Ограждения территорий производственных объектов на территории производственных зон	Не менее размеров охранных зон газопроводов сети газораспределения 1а категории							
3 Здания производственных объектов на территории производственных зон	75	125	150	250	50	100	100	200
4 Железные дороги общей сети и внешние железнодорожные пути производственных объектов, параллельно которым прокладывается газопровод	75	125	110	180	75	100	125	150
5 Внешние подъездные железнодорожные пути, предназначенные для перевозок грузов предприятий, параллельно которым прокладывается газопровод	50	50	75	75	50	50	75	75
6 Автомобильные дороги I—III категории, параллельно которым прокладывается газопровод	75	125	110	180	75	100	100	125
7 Автомобильные дороги IV—V категории и подъездные дороги производственных объектов, параллельно которым прокладывается газопровод	30	50	45	75	30	50	45	75
8 Мосты железных и автомобильных дорог через водные преграды	75	125	110	180	75	125	110	150
9 Мосты (пешеходные, автомобильные и т. п.) через железные и автомобильные дороги	75	125	110	180	75	125	110	150

Продолжение таблицы А.1

Объекты, здания и сооружения	Газопроводы давлением свыше 2,5 до 5,5 МПа				Газопроводы давлением свыше 1,2 до 2,5 МПа			
	При подземной прокладке, до стенки трубы, м		При надземной прокладке, до стенки трубы, м		При подземной прокладке, до стенки трубы, м		При надземной прокладке, до стенки трубы, м	
	номинальным диаметром *DN*							
	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600
10 Отдельно стоящие нежилые дома, сельскохозяйственные фермы, кладбища	50	50	75	75	50	50	75	75
11 Отдельно стоящие 1—2 этажные жилые дома, садовые домики, дачи	75	125	110	180	75	100	100	125
12 Реки, водоемы, оросительные каналы и коллекторы, вдоль которых прокладывается газопровод, водозаборные сооружения и станции оросительных систем	25*	25*	25*	25*	25*	25*	25*	25*
13 Территории ГРС, АГРС	50	75	75	100	50	75	75	100
14 Воздушные линии электропередачи, трансформаторные подстанции, параллельно которым прокладывается газопровод	Согласно [7]							
15 Опоры воздушных линий электропередачи при пересечении их газопроводом	Согласно [7]							
16 Кабели междугородной связи	10	10	10	10	10	10	10	10
17 Магистральные газопроводы: надземной прокладки подземной прокладки	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30
18 Газопроводы 1а категории: надземной прокладки подземной прокладки	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30
19 Газопроводы давлением до 1,2 МПа: надземной прокладки подземной прокладки	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30	 30 30
20 Подземные сети инженерно-технического обеспечения, на территории производственной зоны, до стенки трубы, футляра или канала:								
водопровод	4	6	4**	4**	4	6	4**	4**
канализация	8	10	4**	4**	8	10	4**	4**
тепловые сети бесканальные	8	12	8**	12**	8	12	8**	12**
тепловые сети, проложенные в каналах	12	18	8**	12**	12	18	8**	12**
телефонные кабели	8	12	8**	12**	8	12	8**	12**

Окончание таблицы А.1

Объекты, здания и сооружения	Газопроводы давлением свыше 2,5 до 5,5 МПа				Газопроводы давлением свыше 1,2 до 2,5 МПа			
	При подземной прокладке, до стенки трубы, м		При надземной прокладке, до стенки трубы, м		При подземной прокладке, до стенки трубы, м		При надземной прокладке, до стенки трубы, м	
	номинальным диаметром *DN*							
	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600	300 и менее	св. 300 до 600
21 Электрические кабели	Согласно [7]							
22 Вдольтрассовые проезды, предназначенные только для обслуживания трубопроводов	Не менее 10							

Примечания

1 Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для населенных пунктов — от проектной черты на расчетный срок 20—25 лет; для железных дорог — от подошвы насыпи или бровки выемки (крайний рельс на нулевых отметках) со стороны трубопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна, бровки выемки или от обочины на нулевых отметках; для всех мостов — от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений — от ближайших выступающих их частей.

2 При пересечении подземного газопровода с каналами или тоннелями тепловых сетей на тепловых сетях следует предусматривать устройства для отбора проб на утечку газа на расстоянии не более 15 м по обе стороны от газопровода.

3 При наличии на подземном газопроводе отдельных участков, проложенных надземно, длиной не более 100 м, расстояния между параллельными нитками допускается принимать, как для подземной прокладки.

4 Строительство зданий и сооружений, не относящихся к объектам инфраструктуры сетей газораспределения и газопотребления 1а категории на расстоянии менее указанных в приложениях А и Б, а также на расстояниях менее определенных результатами расчетов пожарного риска при проектировании не допускается.

* Указанные расстояния должны быть согласованы с организациями, в ведении которых находятся данные объекты.

** Указанные расстояния принимаются от наружной стенки сети инженерно-технического обеспечения до края фундамента опоры надземного газопровода.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Минимальные расстояния от газопроводов сети газопотребления 1а категории до зданий и сооружений на площадке энергообъекта с ГТУ и ПГУ

Таблица Б.1

Наименование объекта	Минимальные расстояния, м	
	надземного	подземного
1 Административные и бытовые здания	15	10
2 Внутренние автомобильные дороги	1,5	2
3 Внутренние железнодорожные пути	5	10
4 Воздушные линии электропередачи	Согласно [7]	
5 Резервуары горючих жидкостей, легковоспламеняющихся жидкостей	15	15
6 Сети инженерно-технического обеспечения (подземные):		
водопровод	3	2
бесканальные тепловые сети	3	2
тепловые сети, проложенные в канале	1,5	4
канализация	1,4	5
силовые кабели	Согласно [7]	
7 Колодцы инженерных сетей	Вне габаритов опор, эстакады	10
8 Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	Согласно [7]	
9 Производственные здания независимо от их категории взрывопожароопасности и степени огнестойкости	10	10

Примечания

1 Расстояния до участков газопровода при подземной прокладке следует принимать как для надземной.

2 Строительство зданий и сооружений, не относящихся к объектам инфраструктуры сетей газораспределения и газопотребления 1а категории на расстоянии менее указанных в приложениях А и Б, а также на расстояниях менее определенных результатами расчетов пожарного риска при проектировании не допускается.

Библиография

[1] Технический регламент «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870

[2] Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ

[3] Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

[4] Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ

[5] Водный кодекс Российской Федерации от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ

[6] Приказ Минприроды России от 6 июня 2017 г. № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе

[7] Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 20 июня 2003 г. № 242 — издание седьмое

[8] РД 153-39.4-091-01 «Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии»

[9] СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», утверждена приказом Минэнерго Российской Федерации от 30.06.2003 г. № 280

[10] РД-11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требований, предъявляемых к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения», утверждены приказом Ростехнадзора от 26 декабря 2006 г. № 1128

[11] «Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», утверждены приказом Минприроды Российской Федерации и Роскомзема от 22 декабря 1995 г., № 525/67

[12] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», утверждены приказом Ростехнадзора от 14 марта 2014 г. № 102

[13] СНиП 12-04—2002 «Безопасность труда в строительстве»

[14] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утверждены приказом Ростехнадзора от 15 ноября 2013 г. № 542

[15] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утверждены приказом Ростехнадзора от 20 ноября 2017 г. № 485

[16] Федеральный закон от 4 мая 2011 г. № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»

[17] Приказ Ростехнадзора от 29 января 2007 г. № 37 «О порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору»

[18] ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля по методам неразрушающего контроля»

[19] «Порядок обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций», утвержден Постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации, Министерства образования Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 1/29

[20] «Правила охраны газораспределительных сетей», утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878

[21] Руководство по безопасности «Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов», утверждено приказом Ростехнадзора от 6 февраля 2017 г. № 47

[22] Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

УДК 662.767:006.354 ОКС 23.040

Ключевые слова: система газораспределительная, сеть газораспределения, сеть газопотребления, газопроводы высокого давления категории 1а

БЗ 12—2019/50

Редактор *П.К. Одинцов*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 23.12.2019. Подписано в печать 28.01.2020. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 5,12. Уч.-изд. л. 4,63. Тираж 105 экз. Зак. 168.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru