

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

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

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ
ДАВЛЕНИЕМ ОТ 0,6 МПа ДО 1,2 МПа
ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ**

СТО Газпром 2-2.1-411-2010

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Москва 2010

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОПРОВОДОВ ДАВЛЕНИЕМ ОТ 0,6 МПа ДО 1,2 МПа
ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ**

СТО Газпром 2-2.1-411-2010

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Открытое акционерное общество «Газпромпромгаз»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2010

Предисловие

- | | |
|------------------------------------|---|
| 1 РАЗРАБОТАН | Открытым акционерным обществом «Газпром промгаз» |
| 2 ВНЕСЕН | Управлением по газификации и использованию газа
Департамента по транспортировке, подземному
хранению и использованию газа ОАО «Газпром» |
| 3 УТВЕРЖДЕН
И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ | распоряжением ОАО «Газпром» от 14 декабря 2009 г.
№465 |
| 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ | |

© ОАО «Газпром», 2009

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

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	2
3	Термины и определения	2
4	Сокращения	5
5	Основные положения	6
6	Трубы, соединительные детали и другие материалы для газопроводов	6
7	Проектирование газопроводов	8
8	Строительство газопроводов	17
	8.1 Входной контроль качества труб и соединительных деталей из полиэтилена	17
	8.2 Сварка газопроводов	18
	8.3 Монтажные и укладочные работы	35
	8.4 Строительство переходов газопроводов через искусственные и естественные преграды	36
9	Контроль качества работ	37
	9.1 Общие положения	37
	9.2 Технические требования к контролю качества сварных соединений полиэтиленовых труб	38
10	Испытания и приемка газопроводов	39
11	Ввод газопроводов в эксплуатацию. Вывод газопроводов из эксплуатации	42
12	Эксплуатация газопроводов	45
	Приложение А (справочное) Сортамент полиэтиленовых труб для подземных газопроводов по ГОСТ Р 50838-95* и ТУ 2248-018-40270293-2002	47
	Приложение Б (справочное) Расстояния от газопровода до других инженерных коммуникаций	48
	Приложение В (обязательное) Форма акта приемки законченного строительством объекта газораспределительной системы	51
	Приложение Г (рекомендуемое) Форма паспорта газопровода	53
	Библиография	58

Введение

Настоящий стандарт содержит требования, устанавливающие порядок применения полиэтиленовых труб и соединительных деталей для газопроводов I категории (свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно) при проектировании, строительстве и эксплуатации.

Настоящий стандарт разработан в соответствии с договором от 09.09.2008 № 0129-06-2 «Разработка руководящих документов по использованию новых материалов, техники и технологий в системах распределения газа», этап 1.

В разработке настоящего стандарта участвовал авторский коллектив:

- от ОАО «Газпром промгаз»: А.М. Карасевич, А.В. Шерстобитов, И.П. Сафронова, М.Н. Дерюгин, А.В. Гельман, И.А. Шпара, В.В. Озерова, А.Б. Ядыкин, П.А. Половинкин, Т.Э. Вольская;

- от Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»: В.Н. Матюшечкин, В.В. Тарасов, О.Е. Демишев, В.Е. Андреев, Б.В. Егоров, В.С. Ребраков.

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ
ДАВЛЕНИЕМ ОТ 0,6 МПа ДО 1,2 МПа ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ**

Дата введения — 2010-09-15

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает порядок применения полиэтиленовых труб и соединительных деталей для газопроводов 1 категории (свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно), проходящих:

- от газораспределительных станций до поселений;
- между поселениями;
- по незастроенной части поселений;

- по промышленной зоне, расположенной на границе поселения, при наличии в ней производственных зданий, для которых по условиям производства требуется подача газа давлением свыше 0,6 МПа.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на проектирование, строительство и эксплуатацию газопроводов давлением:

- свыше 0,6 МПа до 1,0 МПа включительно, состоящих из полиэтиленовых труб и соединительных деталей, изготовленных из полиэтилена 100 SDR 11, при условии, что максимальная величина давления газа от источника газораспределения не превышает значения 1,0 МПа;

- свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно, состоящих из полиэтиленовых труб, изготовленных из полиэтилена 100 SDR 9 и соединительных деталей, изготовленных из полиэтилена 100 и разрешенных к применению в установленном порядке.

1.3 Обязательные требования стандарта содержатся в пунктах: 5.1; 5.5; 5.7; 6.1; 6.2; 6.3; 6.4; 6.5; 6.10; 7.1; 7.3; 7.4; 7.6; 7.9; 7.10; 7.13; 7.14; 7.15; 7.31; 8.2.1.1; 8.2.1.3; 8.2.1.4; 8.2.1.8; 8.2.2.1; 8.2.2.3; 8.2.2.4; 8.2.2.5; 8.2.4.3; 8.2.4.5; 8.2.4.6; 8.2.4.10; 8.2.4.11; 8.2.4.14; 8.2.5.1; 8.2.5.8; 8.2.5.21; 9.1; 9.3; 9.7; 9.8; 10.1.4, 10.1.5, 10.1.6, 10.1.11, 10.2.13, 10.2.14, 10.2.15, 11.1; 11.2; 11.3; 11.4; 11.7; 11.8; 11.9; 11.10; 11.12; 12.1; 12.2; 12.3; 12.4.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:
ГОСТ Р ИСО 3126-2007 Трубопроводы из пластмасс. Пластмассовые элементы трубопровода. Определение размеров

ГОСТ Р 50838-95* Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия

ГОСТ Р 51872-2002 Документация исполнительная геодезическая. Правила выполнения

ГОСТ Р 52779-2007 (ИСО 8085-2:2001, ИСО 8085-3:2001) Детали соединительные из полиэтилена для газопроводов. Общие технические условия

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия

СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения

СТО Газпром 2-3.6-033-2005 Положение по организации и проведению контроля за обеспечением работоспособности и безопасному функционированию газораспределительных систем

СТО Газпром 2-2.1-093-2006 Газораспределительные системы. Альбом типовых решений по проектированию и строительству (реконструкции) газопроводов с использованием полиэтиленовых труб

СТО Газпром 2-2.3-357-2009 Методы присоединения вновь построенных или реконструируемых газовых сетей к действующим газопроводам

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями и сокращениями:

3.1 газопровод подземный: Наружный газопровод, проложенный в земле ниже уровня поверхности земли.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт 3.6.20]

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

[СТО Газпром РД 2.5-2005, пункт 3.1.12]

3.3 газопровод распределительный: Газопровод распределительной сети, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов к потребителям газа.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт 3.6.12]

3.4 газорегуляторный пункт (ГРП), установка (ГРУ): Технологические устройства, предназначенные для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

Примечание — ГРП - на территории городов, населенных пунктов промышленных и коммунальных предприятий. ГРУ — внутри газифицируемых зданий.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт 3.7.2]

3.5 длинномерные трубы: Трубы без соединений, поставляемые в бухтах или на катушках (барабанах).

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.17]

3.6 заглушка газопровода: Деталь, герметически закрывающая внутреннюю полость газопровода.

Примечание - Днище сферическое - частный случай заглушки газопровода.

[СТО Газпром РД 2.5-141 2005, пункт 3.6.34]

3.7 источник газораспределения: Элемент системы газоснабжения (например, газораспределительная станция — ГРС), служащий для подачи газа в газораспределительную сеть.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт 3.1.13]

3.8 каркас: Изношенный стальной подземный трубопровод, внутри которого после реконструкции был протянут полиэтиленовый газопровод.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт 3.6.33]

3.9 противокоррозионная защита газопровода: Процессы и средства, применяемые для уменьшения или прекращения коррозии металла.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.4.2]

3.10 сварка деталями с закладными электронагревателями: Способ получения неразъемных соединений полиэтиленовых труб, при котором трубы соединяются между собой при помощи специальных соединительных деталей (муфт, седловых отводов, тройников, переходов и т.д.), имеющих встроенную электрическую спираль.

Примечание — Сварное соединение получается в результате расплавления полиэтилена на соединяемых поверхностях труб и деталей за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока по спирали.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.18]

3.11 сварка нагретым инструментом встык: Способ получения неразъемных соединений полиэтиленовых труб, при котором трубы соединяются между собой оплавленными торцами.

Примечание - Оплавление торцов происходит в результате их предварительного контакта с нагревательным инструментом, удаляемым затем из зоны сварки.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.19]

3.12 сварочное оборудование для соединения полиэтиленовых труб и деталей с высокой степенью автоматизации: Сварочный аппарат (машина), имеющий компьютерную программу основных параметров сварки, компьютерный контроль за их соблюдением в ходе технологического процесса, компьютерное управление процессом сварки и последовательностью этапов технологического процесса в заданном программой режиме (в том числе автоматическое удаление нагревательного инструмента), регистрацию результатов сварки и последующую выдачу информации в виде распечатанного протокола на каждый стык по окончании процесса сварки.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.20]

3.13 сварочное оборудование для соединения полиэтиленовых труб и деталей со средней степенью автоматизации: Сварочная машина, имеющая частично компьютеризированную программу основных параметров сварки, полный компьютеризованный контроль за соблюдением режима сварки по всему циклу, а также осуществляющая регистрацию результатов сварки и их последующую выдачу в виде распечатанного протокола.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.21]

3.14 сварочное оборудование для соединения полиэтиленовых труб и деталей с ручным управлением: Машина, на которой управление процессом сварки производится вручную при визуальном или автоматическом контроле за соблюдением режима сварки по всему циклу. (Регистрация режима сварки производится в журнале производства работ или в виде распечатанного протокола с регистрирующего устройства).

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.22]

3.15 температура эксплуатации газопровода:

а) Расчетная температура наружного воздуха для надземных, наземных без обваловки, внутренних при прокладке в неотапливаемых помещениях газопроводов.

б) Температура, до которой может охлаждаться стенка трубы при эксплуатации для подземных, наземных в обваловке, внутренних при прокладке в отапливаемых помещениях газопроводов.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.39]

3.16 трасса газопровода: Положение оси газопровода на местности, определяемое двумя проекциями: горизонтальной (планом) и вертикальной (продольным профилем).

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.5]

3.17 трубы мерной длины: Прямолинейные отрезки стандартной длины, поставляемые по отдельности, увязанными в пакеты или в контейнерах.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт А.2.16]

3.18 футляр, защитный кожух, защитный патрон: Устройство, предназначенное для защиты газопровода от действия внешних нагрузок.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, пункт 3.6.48]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

SDR — стандартное размерное соотношение номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки;

ГРС - газораспределительная станция;

ЗН — закладной электронагреватель;

ПОС — проект организации строительства;

ПЭ — полиэтилен, (ПЭ 100 — обозначение материала полиэтиленовых труб или деталей);

ТУ — технические условия;

ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Основные положения

5.1 Проектирование, строительство и эксплуатация полиэтиленовых газопроводов давлением от 0,6 МПа до 1,2 МПа должны осуществляться в соответствии с требованиями действующей нормативной документации и настоящего стандарта.

5.2 Разработка проектов газораспределительных сетей с использованием полиэтиленовых труб для газопроводов I категории (далее — газопроводы) производится на основании технических условий на присоединение к газораспределительной сети, выдаваемых, как правило, газораспределительными организациями.

5.3 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации следует предусматривать в установленном порядке.

5.4 Выбор стальных труб и соединительных деталей, стальной запорной арматуры, используемых в проектах, следует осуществлять с учетом рекомендаций СП 42-101-2003 [1] и СП 42-104-2004 [2].

5.5 Организации, осуществляющие строительство и монтаж газопроводов из полиэтиленовых труб, обязаны в установленном порядке обеспечить контроль качества производства работ на всех стадиях.

5.6 Порядок проведения производственного контроля качества строительно-монтажных работ следует предусматривать по СНиП 12-01-2004 [3], СП 42-101-2003 [1] и СП 42-103-2003 [4], РД 04-355-00 [5], а также требованиями СТО Газпром 2-3.6-033 и настоящего стандарта.

5.7 Работы по присоединению новых полиэтиленовых газопроводов к действующим и аварийно-восстановительные работы на полиэтиленовых газопроводах с максимальным рабочим давлением, не превышающим 1,0 МПа, следует выполнять в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-357.

6 Трубы, соединительные детали и другие материалы для газопроводов

6.1 Для проектирования и строительства газопроводов I категории следует применять полиэтиленовые трубы из ПЭ 100 диаметром до 315 мм по ГОСТ Р 50838 и диаметром от 355 до 630 мм по техническим условиям заводов-изготовителей, согласованным в ОАО «Газпром» в установленном порядке.

Заводы-производители, выпускающие трубную продукцию по государственному стандарту, должны быть аттестованы в ОАО «Газпром» в установленном порядке и внесены в Реестр заводов - производителей трубной продукции по ГОСТ.

Сортамент полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838 и техническим условиям ЗАО «АНД Газтрубпласт» [6] приведен в приложении А.

6.2 Толщина стенки полиэтиленовой трубы характеризуется стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), которое следует определять в зависимости от давления в газопроводе, коэффициента запаса прочности, по формуле (1)

$$SDR = \frac{2 \cdot MRS}{MOP \cdot C} + 1,$$

где MRS — показатель минимальной длительной прочности полиэтилена, использованного для изготовления труб и соединительных деталей, в МПа (для ПЭ 100 этот показатель равен 10,0 МПа);

MOP — максимальное рабочее давление газа в трубопроводе, допускаемое для постоянной эксплуатации, МПа;

C — коэффициент запаса прочности, величина которого должна быть не менее 2,0.

6.3 Для газопроводов с максимальным рабочим давлением до 1,2 МПа следует применять трубы с SDR 9 и соединительные детали (в т.ч. разъемные и неразъемные соединения «полиэтилен-сталь»), которые изготавливаются в заводских условиях по технической документации, утвержденной в установленном порядке. Соединительные детали должны иметь маркировку и сопроводительные документы, свидетельствующие об их качестве и пригодности для применения в строительстве газопроводов давлением до 1,2 МПа.

6.4 Для газопроводов с максимальным рабочим давлением, не превышающим значение 1,0 МПа, допускается применять трубы, соединительные детали и полиэтиленовые краны с SDR 11 с учетом рекомендаций Р Газпром 2-2.2-329-2009 [7] .

6.5 Соединительные детали и полиэтиленовые краны следует выбирать в соответствии с ГОСТ Р 52779, рекомендациями заводов-производителей и другой нормативной документацией, утвержденной в установленном порядке. При проектировании и строительстве газопроводов, как правило, должны использоваться трубы и соединительные детали, имеющие одинаковое значение SDR.

Не допускается применять при строительстве газопроводов в качестве соединительных деталей сегментносваренные отводы, тройники и крестовины.

Неразъемные соединения «полиэтилен-сталь» при изготовлении должны быть испытаны на стойкость к осевой нагрузке.

6.6 Полиэтиленовые трубы с защитной (полипропиленовой) оболочкой допускается применять без устройства песчаного основания при прокладке в гравийных грунтах или при бестраншейных способах строительства.

6.7 Внутренний диаметр трубы определяется гидравлическим расчетом в соответствии с СП 42-101-2003 [1].

6.8 Полиэтиленовые краны, как правило, устанавливаются безколодезно в соответствии с техническими решениями по СТО Газпром 2-2.1-093.

6.9 Стальная запорная арматура присоединяется к полиэтиленовому газопроводу с помощью неразъемных соединений «сталь-полиэтилен» на сварке или при помощи разъемных фланцевых соединений. Стальная запорная арматура, как правило, размещается в колодцах в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и СТО Газпром 2-2.1-093.

6.10 Металлические соединительные части и арматура должны быть коррозионно-стойкими или защищены от коррозии.

Следует обеспечить сохранность поверхности полиэтиленовой трубы при производстве работ по нанесению изоляционного покрытия на сопряженный с ней участок стальной трубы.

6.11 В качестве материалов для заделки и герметизации футляров рекомендуется применять тиоколовые герметики или герметики на бутилкаучуковой основе.

6.12 В качестве футляров в местах пересечений газопроводов с железными и автомобильными дорогами, а также подземными инженерными коммуникациями, за исключением тепловых сетей и силовых электрических кабелей, рекомендуется применять полиэтиленовые трубы, изготовленные по ГОСТ 18599.

7 Проектирование газопроводов

7.1 При выборе трассы проектируемого полиэтиленового газопровода необходимо учитывать расположение и насыщенность в районе прокладки электрических кабелей, тепловых сетей, водоводов и других подземных инженерных коммуникаций.

7.2 Минимальные расстояния от зданий, сооружений и инженерных коммуникаций до полиэтиленовых газопроводов принимают в соответствии с требованиями нормативных документов и рекомендациями, приведенными в приложении Б.

В местах пересечения или параллельной прокладки полиэтиленового газопровода с бесканальной теплотрассой или другими подземными инженерными коммуникациями и

сооружениями, выделяющими тепло, расстояние между ними уточняется расчетом, исходя из условий исключения нагрева полиэтиленовых труб выше температуры 40 °С за весь период эксплуатации.

7.3 При бестраншейном способе прокладки газопровода дополнительно должны быть учтены технологически обусловленные допуски на отклонение от заданного положения.

7.4 Глубина прокладки газопровода принимается не менее 1,0 м до верха газопровода или футляра.

В местах, где не предусмотрено движение транспорта и сельскохозяйственных машин, а также не ожидается недопустимого воздействия на газопровод, допускается уменьшение глубины укладки до 0,8 м.

Укладка газопровода на глубину более 2,0 м должна быть технически обоснована.

7.5 Глубину прокладки газопровода в средне-, сильно- и чрезмернопучинистых, средне- и сильнонабухающих грунтах, а также в грунтах II типа просадочности или грунтах неодинаковой степени пучинистости, набухаемости, просадочности по трассе и насыпных грунтах следует принимать в соответствии с СП 42-103-2003 [4].

7.6 Глубина прокладки газопровода на пахотных и орошаемых землях должна быть не менее 1,2 м до верха трубы.

7.7 Глубину прокладки газопровода на оползневых и подверженных эрозии участках рекомендуется принимать в соответствии с СП 42-101-2003 [1].

7.8 При выборе трассы следует избегать участков с косогорами, неустойчивыми, просадочными и набухающими грунтами, пересечениями горных выработок, активных тектонических разломов, селеопасных и оползневых склонов, также участки, где возможно развитие карстовых процессов или сейсмичность которых превышает 9 баллов.

В оползневых районах и в местах возможного обрушения грунта следует предусматривать прокладку с заглублением ниже плоскости скольжения или возможного обрушения и обеспечением требуемой глубины заглубления газопровода на случай проявления воздействия грунта по трассе газопровода.

Прокладку газопровода следует предусматривать на глубину не менее 0,5 м ниже возможного размыва водой при 5 % обеспеченности или перемещения грунта.

7.9 Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом с радиусом, выбираемым в зависимости от минимальной температуры эксплуатации по таблице 1, но не менее 30 наружных диаметров трубы с SDR 11 и 35 наружных диаметров трубы с SDR 9.

Таблица 1 — Минимально допустимый радиус изгиба труб в зависимости от значения SDR

Минимальная температура эксплуатации, °С	SDR 11	SDR 9
Минус 15	65 <i>xd</i>	70 <i>xd</i>
Минус 10	60 <i>xd</i>	65 <i>xd</i>
0	50 <i>xd</i>	55 <i>xd</i>
10	35 <i>xd</i>	40 <i>xd</i>
20	30 <i>xd</i>	35 <i>xd</i>
Примечание — <i>d</i> — диаметр газопровода, м.		

7.10 Полиэтиленовые трубы соединяют между собой при толщине стенки:

- 5 мм и более сваркой встык или деталями с ЗН;
- менее 5 мм — только деталями с ЗН.

Допускается применять детали с ЗН, имеющими значение SDR меньшее, чем у соединяемых труб.

Срок службы применяемых для обозначения трассы материалов должен быть не менее 50 лет.

7.11 Обозначение трассы газопровода следует предусматривать путем укладки сигнальной ленты по всей длине трассы и установки опознавательных знаков. При отсутствии постоянных мест привязки рекомендуется прокладка в одной траншее вдоль присыпанного газопровода изолированного провода-спутника сечением 2,5—4,0 мм² с выходом его концов на поверхность вблизи опознавательного знака.

Допускается применение сигнальной ленты с вмонтированным в нее электропроводом-спутником или полосой металлической фольги, позволяющей определить местонахождение газопровода приборным методом.

Срок службы материалов, применяемых для обозначения трассы полиэтиленового газопровода, должен быть не менее срока службы самого газопровода.

7.12 Для возможности подключения трассопоисковой аппаратуры вывод провода-спутника следует предусматривать под защитное устройство (ковер или контрольно-измерительную колонку) в специальных контрольных пунктах, располагаемых на расстояниях не более 4,0 км друг от друга, а провода, встроенного в сигнальную ленту, — в контрольных пунктах на расстоянии до 0,8 км.

7.13 Сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Огнеопасно-газ» укладывается на расстоянии 0,2 м от верхней образующей газопровода.

На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения, в соответствии со схемой укладки, представленной на рисунке 1.

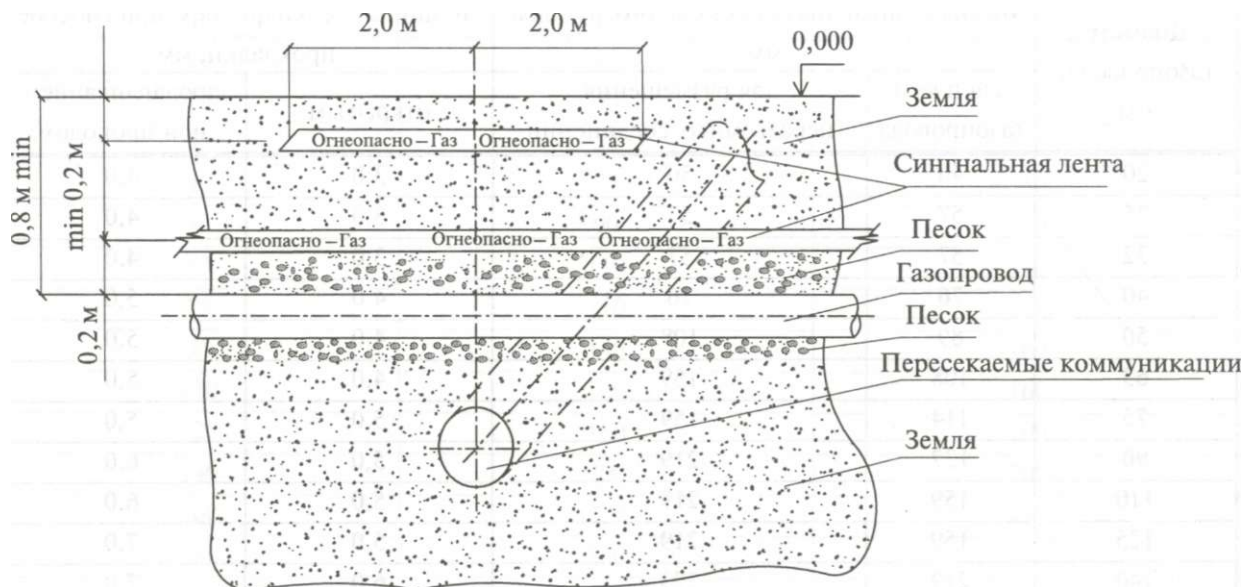


Рисунок 1 — Схема укладки сигнальной ленты на участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями

7.14 Укладка сигнальной ленты не требуется при прокладке газопровода в футляре (каркасе) или другом способе бестраншейной прокладки. На границах таких участков трассы следует устанавливать опознавательные знаки.

7.15 Установка опознавательных знаков производится в соответствии с СП 42-101-2003 [1] и Правилами охраны газораспределительных сетей [8]. На опознавательных знаках должны быть указаны привязки газопровода, его диаметр, глубина заложения, давление транспортируемого газа, номер телефона аварийно-диспетчерской службы и другие сведения.

7.16 Способы прокладки газопроводов и ширину траншей рекомендуется выбирать в соответствии с СП 42-103-2003 [4].

7.17 В случаях прокладки газопроводов без защитных футляров под дорогами V категории глубину заложения газопроводов определяют расчетом (но не менее 1,2 м).

7.18 Диаметр футляра на газопроводе следует принимать исходя из грунтовых условий и способа производства работ. Рекомендуемые минимальные наружные диаметры футляров

из стальных труб с учетом возможности размещения неразъемных соединений «полиэтилен-сталь» приведены в таблице 2, футляров из неметаллических труб — в таблице 3.

Таблица 2 — Рекомендуемые минимальные наружные диаметры футляров из стальных труб

Диаметр газопровода, мм	Минимальный диаметр стального футляра, мм		Толщина стенки футляра при способе прокладки, мм	
	для плети газопровода	для размещения неразъемных соединений	открытым	продавливанием или проколом
20	40	50	3,0	4,0
25	57	57	3,0	4,0
32	57	57	3,0	4,0
40	76	76	4,0	5,0
50	89	108	4,0	5,0
63	108	159	4,0	5,0
75	114	159	5,0	5,0
90	127	219	5,0	6,0
110	159	219	5,0	6,0
125	159	219	5,0	7,0
140	219	273	6,0	7,0
160	219	273	7,0	8,0
180	219	273	7,0	8,0
200	273	325	8,0	9,0
225	273	325	8,0	9,0
250	325	377	8,0	9,0
280	325	377	8,0	9,0
315	377	426	8,0	9,0
355	530	530	9,0	10,0
400	530	530	9,0	10,0
450	530	630	9,0	12,0
500	630	630	9,0	12,0
560	630	720	9,0	12,0
630	720	820	9,0	12,0

7.19 Использование в качестве футляров полиэтиленовых труб для газопроводов (например, изготовленных по ГОСТ Р 50838) допускается только в обоснованных случаях.

7.20 Дополнительные меры по сохранности полиэтиленового газопровода при протаскивании его через футляр следует производить в тех случаях, когда состояние внутренней поверхности футляра не исключает возможности повреждения газопровода, при этом способы защиты, в том числе количество центрирующих опор и расстояния между ними, определяются конструктивно или расчетом и указываются в рабочих чертежах.

Таблица 3 — Рекомендуемый минимальный наружный диаметр футляра из неметаллических труб

Диаметр газопровода, мм	Минимальный диаметр футляра, мм	
	из полиэтиленовых труб SDR 11 ГОСТ 18599	из труб типа «Корсис» SN4
20	40	110
25	50	110
32	63	110
40	75	110
50	90	110
63	110	110
75	110	110
90	140	160
110	160	160
125	180	200
140	200	200
160	225	250
180	250	315
200	280	315
225	315	400
250	355	400
280	400	400
315	450	500
355	500	500
400	560	630
450	630	630
500	710 (SDR 13,6)	800
560	710 (SDR 13,6)	800
630	800 (SDR 13,6)	1000

7.21 При прокладке подземных полиэтиленовых газопроводов в насыщенных водой грунтах необходимо предусматривать их пригрузку (балластировку) в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и в зависимости от условий прокладки. Максимальные расстояния между пригрузками в условиях практически полного обводнения приведены в таблице 4.

Расстояние в свету от края пригруза до сварного соединения газопровода должно быть не менее 0,5 м.

Таблица 4 — Максимальное расстояние между пригрузами в насыщенных водой грунтах

Диаметры труб, мм	Масса при груза, кг	Расстояние между пригрузами, м	Материал балласта
20	5	2,0	Мешки с песком или бетонные блоки
25	5		
32	5	2,5	
40	10	3,0	
50	12		
63	20	3,5	
75	30	4,0	
90	50		
110	80	5,0	
125	120		
140	160		
160	200	5,5	
180	250		
200	280		
225	180		
250	200	4,00	Чугунные отливки
280	260		
315	300		
355	380		
400	500		
450	600		
500	750		
560	920		
630	1200		

7.22 Установку отключающих устройств на полиэтиленовых газопроводах следует предусматривать в соответствии с СП 42-101-2003 [1].

В качестве отключающих устройств может использоваться как металлическая запорная арматура, так и полиэтиленовые краны.

7.23 Разъемные (фланцевые) соединения полиэтиленовых труб применяются для присоединения в колодцах металлической запорной арматуры, имеющей фланцы.

7.24 При установке металлической арматуры в колодцах рекомендуется предусматривать опоры для исключения недопустимых напряжений в монтажном узле, в соответствии с техническим решением (№ 8353.07) СТО Газпром 2-2.1-093.

7.25 Присоединение полиэтиленового газопровода к стальному может выполняться как на горизонтальном, так и на вертикальном участке газопровода в местах:

- перехода подземного газопровода в надземное положение (далее — выход);

- расположения этих выходов непосредственно у здания ГРП, ГРС или производственного здания, для которого по условиям производства требуется подача газа давлением свыше 0,6 МПа (далее — цокольный ввод);

- перехода надземного газопровода в подземное положение (далее — ввод);

- соединения с подземным стальным газопроводом.

7.26 При переходе с полиэтилена на сталь на горизонтальном участке газопровода-ввода, соединение «полиэтилен-сталь» располагается на расстоянии не менее 2 м (в свету) от фундамента здания ГРП или производственного здания, а в футляр заключается вертикальный участок надземного выхода.

7.27 При переходе с полиэтилена на сталь на вертикальном участке газопровода-ввода, расположенном непосредственно у фундамента здания ГРП или производственного здания, расстояние в свету от футляра на вводе до стены должно устанавливаться, как правило, с учетом ширины и заглубления фундаментов, но не менее 50 мм.

Не рекомендуется располагать соединение «полиэтилен-сталь» выше уровня земли на вертикальном участке ввода.

При проектировании вводов и выходов полиэтиленовых газопроводов должны быть предусмотрены технические решения, исключающие передачу нагрузки от веса стальных газопроводов, запорной арматуры и других устройств на них.

7.28 Проектные решения выходов и вводов (в т.ч. цокольных), установки шаровых кранов рекомендуется принимать в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и СТО Газпром 2-2.1-093.

7.29 Для стальных вставок в полиэтиленовые газопроводы следует применять трубы в соответствии с СП 42-102-2004 [2]. Стальные вставки на полиэтиленовых газопроводах устанавливаются только в тех случаях, когда использование полиэтиленовых труб в данных условиях прокладки не допускается.

7.30 Защита от коррозии стальных вставок полиэтиленовых газопроводов проектируется в соответствии с ГОСТ 9.602 и СП 42-102-2004 [2], исходя из условий прокладки газопровода, данных о коррозионной активности грунтов, наличия блуждающих токов, вредного влияния смежных подземных коммуникаций, а также требуемого срока службы газопровода.

7.31 Неразъемные соединения «полиэтилен-сталь» должны укладываться на основании из песка (кроме пылеватого) длиной по 1 м в каждую сторону от соединения вдоль трубопровода, высотой не менее 0,1 м и присыпаться слоем песка на высоту не менее 0,2 м.

7.32 Прокладку газопроводов в районах с многолетнемерзлыми грунтами, сейсмичностью свыше 8 баллов, пучинистыми, просадочными, набухающими грунтами и на подрабаты-

СТО Газпром 2-2.1-411-2010

ваемых территориях осуществляют в соответствии с СП 42-103-2003 [4] при значении коэффициента запаса прочности не менее 2,0.

7.33 Расчет газопроводов на прочность и устойчивость положения (против всплытия) выполняется в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и настоящим стандартом.

Расчет производится для обеспечения прочности и устойчивости газопроводов на всех стадиях строительства, испытаний и дальнейшей эксплуатации в течение 50 лет, а также:

- для определения типоразмеров труб по рабочему давлению;
- проведения поверочного расчета принятого конструктивного решения, т.е. оценки допустимости назначенных радиусов упругого изгиба газопровода и температурного перепада;
- определения необходимой величины баллаستировки;
- обеспечения кольцевой формы поперечного сечения (предельно-допустимой величины овализации).

7.34 Расчетными характеристиками материала газопроводов являются:

- минимальная длительная прочность, равная 10,0 МПа для труб из ПЭ 100;
- модуль ползучести материала трубы;
- коэффициент линейного теплового расширения, равный $\alpha = 2,2 \cdot 10^{-4} (\text{°C})^{-1}$;
- коэффициент Пуассона, равный $\nu = 0,43$.

7.35 Модуль ползучести материала труб для срока службы газопровода 50 лет принимается в зависимости от температуры эксплуатации по таблице 5, где напряжения в стенке трубы определяются по формуле (2)

$$\sigma = \frac{p(\text{SDR}-1)}{2}, \text{ МПа.}$$

Таблица 5 — Значение модуля ползучести материала труб при напряжении в стенке трубы $\sigma = 4,8 + 5,0$ МПа

Температура эксплуатации t_e , °C	Модуль ползучести $E(t_e)$, МПа
Минус 15	315
Минус 10	300
Минус 5	285
0	265
5	225
10	185
15	150
20	105
25	95
30	80
35	75
40	55

8 Строительство газопроводов

8.1 Входной контроль качества труб и соединительных деталей из полиэтилена

8.1.1 При поступлении партии труб или соединительных деталей в строительную организацию следует произвести входной контроль их качества путем внешнего осмотра и измерения основных геометрических размеров изделий на соответствие нормативной документации на их изготовление, а также проверить наличие разрешительных документов на их применение.

8.1.2 Входной контроль качества труб и соединительных деталей из полиэтилена выполняется в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и ГОСТ Р ИСО 3126.

8.1.3 Размер труб одной партии не должен превышать величину, установленную ГОСТ Р 50838.

8.1.4 Размер одной партии соединительных деталей не должен превышать величину, установленную ГОСТ Р 52779 или другим нормативным документом, регламентирующим изготовление этих деталей.

8.1.5 Документ о качестве труб или соединительных деталей, сопровождающий каждую партию изделий, должен, как правило, соответствовать требованиям ГОСТ Р 50838 (трубы) и ГОСТ Р 52779 (соединительные детали) и содержать:

- наименование изготовителя и/или его товарный знак;
- место нахождения и юридический адрес изготовителя;
- условное обозначение изделия;
- дату выдачи документа о качестве;
- номер и размер партии;
- дату изготовления (месяц и/или день, год);
- марку сырья;
- условия и сроки хранения;
- результаты испытаний и/или подтверждение о соответствии партии изделий требованиям стандарта или другой нормативной документации на их изготовление.

8.1.6 В случаях нечеткой маркировки труб (соединительных деталей) или по истечению гарантийного срока их хранения, а также при несоответствии данных маркировки на изделии сопроводительному документу о качестве трубы и соединительные детали для строительства газопроводов давлением свыше 0,6 МПа использовать не допускается.

Примечание — Отбракованные при входном контроле трубы и соединительные детали допускается использовать при строительстве газопроводов давлением менее 0,6 МПа после проведения испытаний на их пригодность.

8.1.7 Испытания на пригодность труб или соединительных деталей проводятся по методам, предусмотренным нормативной документацией на их изготовление.

8.1.8 При утрате документов о качестве, подтверждающих пригодность полиэтиленовых труб или соединительных деталей для строительства газопроводов I категории, их применение допускается только после приема дубликатов документов от производителей, полученных на основе данных маркировки, имеющейся на трубах или соединительных деталях.

8.1.9 На объекте должны проводить:

- проверку сопроводительных документов на соответствие маркировок;
- внешний осмотр труб и соединительных деталей с целью обнаружения возможных повреждений при транспортировании.

8.1.10 Транспортирование и хранение труб и соединительных деталей осуществляют в соответствии с требованиями нормативной документации на трубы и соединительные детали, а также по СП 42-103-2003 [4].

8.2 Сварка газопроводов

8.2.1 Специалисты сварочного производства и сварщики, выполняющие монтажные работы, технологии сварки и оборудование, применяемое при строительстве, ремонте и эксплуатации газопроводов, должны быть аттестованы в установленном порядке.

8.2.2 Соединение полиэтиленовых труб между собой и с полиэтиленовыми соединительными деталями выполняются двумя методами сварки: сваркой встык нагретым инструментом и сваркой при помощи соединительных деталей с закладными нагревателями.

8.2.3 Соединения труб со стальной запорной арматурой выполняются разъемными (с помощью фланцев) или неразъемными, соединения полиэтиленовых труб со стальными трубами выполняются только неразъемными.

8.2.4 Сварочные работы выполняются в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и настоящим стандартом.

8.2.5 Параметры процесса сварки каждого сварного соединения должны быть автоматически запроотоколированы сварочной техникой. Печатные копии протоколов с параметрами сварочного процесса, подписями сварщика и/или лица, осуществляющего контроль и приемку сварного соединения, являются составной частью исполнительной документации.

8.2.1 Сварка встык нагретым инструментом

8.2.1.1 Сваркой встык нагретым инструментом соединяются трубы и детали с толщиной стенки по торцам 5 мм и более. Не рекомендуется сварка встык труб с разной толщиной стенок (SDR) или длинномерных труб.

8.2.1.2 Сварку встык труб и/или деталей для газопроводов I категории рекомендуется производить при температуре окружающего воздуха не ниже 0 °С и не выше плюс 20 °С. При других значениях температуры окружающего воздуха используются укрытия (палатки), в которых следует поддерживать заданный температурный диапазон.

Допускается проводить сварку встык при температуре наружного воздуха ниже 0 °С или выше плюс 20 °С только при наличии гарантии производителя сварочного оборудования и специальных аттестованных сварочных программ, обеспечивающих качество сварочного процесса.

8.2.1.3 Сборку соединения и сварку труб и/или деталей следует производить на сварочных машинах с высокой и средней степенью автоматизации процесса сварки.

Применение сварочной техники с ручным управлением не допускается.

8.2.1.4 Температура рабочей поверхности нагретого инструмента составляет 220 °С и поддерживается автоматически.

8.2.1.5 Оплавление и нагрев торцов свариваемых труб и деталей осуществляется одновременно, посредством их контакта с рабочими поверхностями нагретого инструмента.

Оплавление торцов происходит при давлении $P_{оп} = 0,15 \pm 0,01$ МПа в течение времени, достаточного для образования по всему периметру контактирующих с рабочей поверхностью нагретого инструмента торцов труб первичного фата высотой, не менее приведенной в таблице 6.

Таблица 6 — Высота первичного грата

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Высота первичного грата, мм
SDR9	50 x 5,6	1,0
	63 x 7,0	1,5
	75 x 8,3	1,5
	90 x 10,0	1,5
	110 x 12,2	2,0
	125 x 13,9	2,0
	140 x 15,6	2,0
	160 x 17,8	2,0
	180 x 20,0	2,5
	200 x 22,2	2,5
	225 x 25,0	2,5
	250 x 27,8	3,0
	280 x 31,1	3,0
	315 x 35,0	3,0
	355 x 39,4	3,5
	400 x 44,4	3,5
450 x 50,0	4,0	
500 x 55,6	4,0	

Окончание таблицы 6

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Высота первичного грата, мм
SDR 11	63x5,7	1,0
	75x6,8	1,0
	90x8,2	1,5
	110x 10,0	1,5
	125 x 11,4	1,5
	140 x 12,7	2,0
	160 x 14,5	2,0
	180 x 16,4	2,0
	200 x 18,2	2,0
	225x 20,5	2,5
	250x 22,7	2,5
	280 x 25,5	2,5
	315x28,6	3,0
	355 x 32,3	3,0
	400 x 36,4	3,0
	450 x 40,9	3,5
	500 x 45,5	3,5
560 x 50,9	4,0	
630x 57,3	4,0	

8.2.1.6 После появления первичного грата заданного размера давление снижают до величины $P_n < 0,01$ МПа. Допускается давление P_n снижать до минимума при сохранении постоянства контакта торцов труб (трубы и соединительной детали) с поверхностью нагретого инструмента.

8.2.1.7 Время нагрева труб в зависимости от диаметра и толщины стенок определяется по таблице 7.

Таблица 7 — Время нагрева торцов труб

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Время нагрева торцов труб, с
SDR9	50x5,6	56
	63 x 7,0	70
	75x8,3	83
	90 x 10,0	100
	110x 12,2	122
	125 x 13,9	139
	140 x 15,6	156
	160 x 17,8	178

Окончание таблицы 7

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Время нагрева торцов труб, с
SDR9	180x 20,0	180
	200x 22,2	222
	225 x 25,0	250
	250x 27,8	278
	280x 31,1	311
	315x35,0	350
	355 x 39,4	394
	400 x 44,4	444
	450 x 50,0	500
	500 x 55,6	556
SDR 11	63x5,7	58
	75 x 6,8	68
	90x8,2	82
	110 x 10,0	100
	125 x 11,4	114
	140 x 12,7	127
	160 x 14,5	145
	180 x 16,4	164
	200 x 18,2	182
	225 x 20,5	205
	250 x 22,7	227
	280 x 25,5	255
	315 x 28,6	286
	355 x 32,3	323
	400 x 36,4	364
	450 x 40,9	409
	500 x 45,5	455
	560 x 50,9	509
630 x 57,3	573	

8.2.1.8 Продолжительность технологической паузы, необходимой для удаления нагретого инструмента, должна быть минимальной и не более значений, указанных в таблице 8.

Таблица 8 — Продолжительность технологической паузы

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Максимальное время технологической паузы, с
SDR9	50 x 5,6	5
	63 x 7,0	5
	75x8,3	5
	90 x 10,0	5
	110x 12,2	5

Окончание таблицы 8

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Максимальное время технологической паузы, с
SDR9	125 x 13,9	6
	140 x 15,6	7
	160 x 17,8	7
	180x20,0	7
	200x 22,2	7
	225 x 25,0	7
	250 x 27,8	8
	280 x 31,1	8
	315 x 35,0	8
	355 x 39,4	8
	400 x 44,4	8
	450 x 50,0	9
	500 x 55,6	9
SDR 11	63 x 5,7	5
	75 x 6,8	5
	90x8,2	5
	110x 10,0	5
	125 x 11,4	5
	140 x 12,7	5
	160 x 14,5	5
	180 x 16,4	6
	200 x 18,2	6
	225 x 20,5	6
	250x 22,7	6
	280x 25,5	7
	315x28,6	7
	355 x 32,3	7
	400 x 36,4	8
	450 x 40,9	8
	500 x 45,5	9
560 x 50,9	9	
630x 57,3	10	

8.2.1.9 После удаления нагретого инструмента производится осадка стыка при нарастании давления до $P_{ос} = 0,15 \pm 0,01$ МПа в течение времени, указанного в таблице 9.

Таблица 9 — Время нарастания давления осадки

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Максимальное время нарастания давления, с
SDR9	50 x 5,6	6
	63 x 7,0	6
	75x8,3	7

Окончание таблицы 9

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Максимальное время нарастания давления, с
SDR9	90 x 10,0	8
	110x 12,2	9
	125 x 13,9	9
	140 x 15,6	10
	160 x 17,8	11
	180x 20,0	12
	200 x 22,2	13
	225 x 25,0	14
	250x 27,8	15
	280x 31,1	17
	315x35,0	19
	355 x 39,4	21
	400 x 44,4	23
	450 x 50,0	25
	500 x 55,6	28
SDR 11	63x5,7	6
	75x6,8	6
	90 x 8,2	7
	110 x 10,0	8
	125 x 11,4	8
	140 x 12,7	9
	160 x 14,5	10
	180 x 16,4	10
	200 x 18,2	11
	225 x 20,5	12
	250x 22,7	13
	280x 25,5	14
	315 x 28,6	16
	355 x 32,3	17
	400 x 36,4	19
	450 x 40,9	21
	500 x 45,5	23
560 x 50,9	26	
630x 57,3	29	

8.2.1.10 Охлаждение стыка производится под давлением осадки в течение времени, величина которого принимается по таблице 10.

Таблица 10 — Время охлаждения стыка

Стандартное размерное отношение	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Время охлаждения, мин
SDR9	50x5,6	8
	63 x 7,0	10
	75 x 8,3	12
	90 x 10,0	14
	110x 12,2	17
	125 x 13,9	19
	140 x 15,6	21
	160 x 17,8	23
	180x20,0	26
	200x 22,2	28
	225x 25,0	31
	250x 27,8	35
	280x 31,1	39
	315x35,0	43
	355 x 39,4	48
	400 x 44,4	54
	450 x 50,0	60
500 x 55,6	66	
SDR 11	63 x 5,7	8
	75 x 6,8	10
	90 x 8,2	12
	110x 10,0	14
	125 x 11,4	16
	140 x 12,7	17
	160 x 14,5	19
	180 x 16,4	21
	200 x 18,2	24
	225 x 20,5	26
	250x 22,7	29
	280x 25,5	32
	315 x 28,6	36
	355 x 32,3	40
	400 x 36,4	45
	450 x 40,9	50
	500x45,5	55
560 x 50,9	61	
630x 57,3	68	

8.2.1.11 Все технологические параметры сварки автоматически контролируются и фиксируются электронными запоминающими устройствами сварочных машин. Сварочные

машины средней степени автоматизации, как правило, автоматически управляют всем процессом сварки, за исключением ввода и удаления нагретого инструмента из зоны сварки.

8.2.1.12 Для уменьшения потерь на трение рекомендуется использовать переносные и регулируемые по высоте роликовые опоры.

8.2.1.13 Маркировку сварных стыков (код оператора) производят по СП 42-103-2003 [4].

8.2.2 Сварка соединительными деталями с закладным электронагревателем

8.2.2.1 Сварку труб соединительными деталями с ЗН производят:

- при прокладке новых газопроводов преимущественно из длинномерных труб (плетей) или в стесненных условиях;
- при реконструкции изношенных газопроводов методом протяжки в них полиэтиленовых труб;
- при соединении труб и соединительных деталей с разной толщиной стенки или при толщине стенки менее 5 мм;
- для резки ответвлений в ранее построенные газопроводы;
- для вварки трубной вставки в полиэтиленовые газопроводы.

8.2.2.2 Технологический процесс соединения труб с помощью соединительных деталей с ЗН выполняется в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и настоящим стандартом.

8.2.2.3 Трубы и соединительные детали перед монтажом и сваркой должны иметь одинаковую температуру.

8.2.2.4 Концы труб, имеющие выраженную коническую форму, должны быть обрезаны под прямым углом к оси трубы (рисунок 2). Для резки труб большого диаметра применяется труборез для полиэтилена или пила для резки пластика. Обрезка производится под прямым углом.

8.2.2.5 Для облегчения монтажа соединительной детали с ЗН на трубе рекомендуется с помощью ручного скребка снять фаску с внешнего края торца трубы.

8.2.2.6 Механическую обработку поверхности концов свариваемых труб производят на длину, примерно на 5 мм больше, чем 0,5 длины используемой соединительной детали с ЗН. Оксидный слой (толщиной 0,1—0,2 мм) снимается с поверхности размеченного конца трубы при помощи механического инструмента (торцовочной оправки). Износ резов на механическом инструменте следует регулярно проверять с целью недопущения чрезмерной толщины снимаемого оксидного слоя.

8.2.2.7 Для контроля полноты снятия оксидного слоя рекомендуется нанесение маркером контрольных линий по периметру обрабатываемой поверхности. Если после обработки на поверхности трубы остаются следы от маркера, свидетельствующие о неполном снятии

оксидного слоя (например, при наличии овальности у труб), то такие места обрабатываются дополнительно. Не допускается многократное снятие оксидного слоя для устранения проблем монтажа, вызванных овальностью труб.

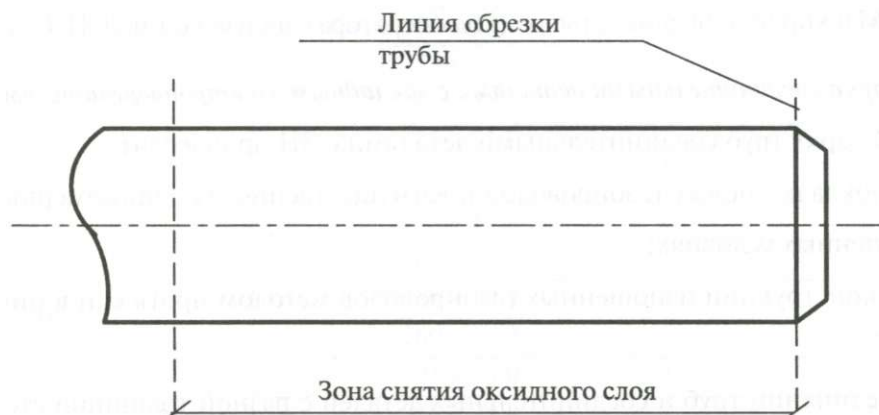


Рисунок 2 — Подготовка конца трубы к сварке

8.2.2.8 После снятия оксидного слоя на наружной поверхности трубы в 3—4 местах несмываемым светлым маркером наносятся короткие поперечные штрихи (маркировочные линии), отмечающие глубину сопряжения трубы с соединительной деталью с ЗН. Обработанный конец трубы должен войти в соединительную деталь до штрихов (маркировочной линии).

8.2.2.9 В случае овальности концов труб в пределах зоны сварки, превышающей 1,5 %, но не более 3 мм от их наружного диаметра необходимо придать им круглую форму. Для этого следует применять, как правило, пневмонакладки, монтируемые на границе зоны сварки.

8.2.2.10 Соединительную деталь с ЗН освобождать от защитной упаковки следует непосредственно перед установкой ее на подготовленные концы труб.

8.2.2.11 При сборке соединения труб с соединительной деталью с ЗН необходимо обеспечить свободный доступ к электрическим контактам детали для подключения сварочного аппарата.

8.2.2.12 Концы труб, входящие в соединительную деталь с ЗН, не должны находиться под действием изгибающих напряжений и усилий собственного веса. Рекомендуется концы труб и соединительную деталь закреплять в позиционере для обеспечения неподвижности соединения во время сварки и последующего охлаждения соединения.

8.2.2.13 После установки соединительной детали с ЗН на поверхности трубы должны быть видны следы механической обработки и штрихи, отмечающие глубину сопряжения, при этом кольцевой зазор между трубой и соединительной деталью не должен превышать 0,3 мм.

27

8.2.2.14 Свариваемые поверхности труб после механической обработки и соединительную деталь с ЗН следует обезжирить специальным составом, нанесенным на безворсовую бесцветную впитывающую салфетку. Сварку начинают только после полного испарения обезжиривающей жидкости.

8.2.2.15 После окончания сварки и охлаждения следует произвести визуальный контроль качества сварного соединения в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и настоящим стандартом.

8.2.2.16 Вспомогательное оборудование — труборезы, позиционеры, механические устройства для снятия оксидного слоя и т.п. — выбирают по Р Газпром 2-2.2-329-2009 [7].

8.2.3 Сварка при помощи муфт с закладными нагревателями труб диаметром более 280 мм

8.2.3.1 Сборку соединения труб диаметром более 280 мм с помощью муфты с ЗН и последующую сварку следует производить при температуре окружающего воздуха не ниже минус 10 °С и не выше плюс 45 °С.

8.2.3.2 Посадку муфты с ЗН на конец трубы допускается осуществлять посредством равномерных ударов пластиковым молотком или металлическим молотком с обрешиненным бойком по периметру торцевой части муфты с ЗН. Перекосы при сопряжении не допускаются.

8.2.4 Особенности сварки соединительных деталей FRIALEN® диаметром 250 мм и более

8.2.4.1 Если после применения пневмонакладок невозможно установить муфту FRIALEN® на трубу, допускается повторный процесс снятия слоя полиэтилена по 8.2.24 настоящего стандарта. Проконтролировать максимальный диаметр трубы можно путем оценки кольцевого зазора при монтаже муфты FRIALEN® на трубу.

8.2.4.2 При кольцевом зазоре более 1 мм в собранном соединении с муфтой FRIALEN® в диапазоне диаметров от 280 до 450 мм рекомендуется использовать штрих-код предварительного нагрева. Для муфт FRIALEN® диаметром 500, 560 и 630 мм применение штрих-кода предварительного нагрева является обязательным.

8.2.4.3 Максимально допустимый просвет между трубой и муфтой FRIALEN® по всему диаметру не должен превышать 3 мм. Для муфты FRIALEN®, смонтированной на трубе, данный показатель в совокупности не должен превышать 6 мм.

8.2.4.4 Порядок действий при сварке муфт FRIALEN® диаметром более 280 мм:

- произвести сборку соединения;
- отцентровать муфту FRIALEN® на конце трубы таким образом, чтобы зазор по окружности был равномерным и не превышал 3 мм;

- закрыть зазор между концом трубы и муфтой FRIALEN® клеящейся лентой для устранения потери тепла из зоны сварки;
- закрыть открытые концы труб с противоположных сторон от места их соединения;
- провести предварительный прогрев соединения по параметрам желтого штрих-кода на первой стороне муфты FRIALEN®;
- провести предварительный прогрев соединения по параметрам желтого штрих-кода на второй стороне муфты FRIALEN®;
- между процессами предварительного прогрева соединения и непосредственно сваркой необходимо выдержать время, в зависимости от диаметра равное 15—30 минутам. Если время выдержки для прогрева соединения будет превышено более чем в два раза, то весь процесс прогрева следует повторить;
- проконтролировать величину зазора между трубой и первой стороны муфты FRIALEN® и, в случае необходимости, повторить предварительный прогрев (но не более 2 раз). Если зазор в норме, то можно начинать процесс сварки первой половины муфты FRIALEN® (считать белый штрих-код);
- то же самое выполняется со второй половиной муфты FRIALEN®.

8.2.4.5 Сварка производится при температуре наружного воздуха не ниже 0 °С и не выше плюс 45 °С. При необходимости для обеспечения заданных параметров сварки используют защитные укрытия (палатки).

8.2.4.6 Параметры сварки закодированы в штрих-коде, находящемся на корпусе соединительной детали. При применении полностью автоматических сварочных аппаратов параметры, закодированные в штрих-коде, считываются при помощи оптического считывающего карандаша и передаются в сварочный аппарат. После считывания штрих-кода данные соединительной детали следует сравнить с показаниями на дисплее аппарата.

При применении двухспиральных соединительных деталей каждая сторона соединительной детали сваривается отдельно, соединительных деталей со сквозной спиралью — обе стороны свариваются одновременно.

Соединительные детали FRIALEN® оснащены индикатором сварки. Течение процесса сварки отражается посредством изменения цвета на красный и увеличения площади цветного пятна индикатора. Индикатор сварки на корпусе соединительной детали FRIALEN® дает информацию только о самом факте проведения сварки, но не предоставляет сведений о качестве сварного соединения. Заключение о правильности проведения процесса сварки дается только сварочным аппаратом. Фактическое время сварки необхо-

димо сравнить с заданным по сварочному аппарату и записать на трубе или соединительной детали FRIALEN®.

Во время протекания процесса сварки необходимо находиться на расстоянии, как минимум, 1 м от зоны сварки.

8.2.4.7 В случае сомнения в получении качественного соединения сварка может быть проведена повторно после остывания соединительной детали FRIALEN® и трубы до температуры окружающей среды.

8.2.4.8 До истечения времени остывания стыка, указанного на штрих-коде муфты FRIALEN® или приведенного в таблице 11, следует обеспечить ненапряженную фиксацию сварного соединения (напряженное положение вставленных в муфту FRIALEN® концов труб не на полную длину может привести к недопустимому вытеканию полимера из зоны сварки и некачественному соединению).

Таблица 11 — Время охлаждения муфт FRIALEN®, мин

Диаметр, мм	До возможного перемещения сварного соединения	До нагружения давлением до 0,6 МПа	До нагружения давлением более 0,6 МПа
250-355	30	75	100
400-630	40	95	120

8.2.4.9 В процессе охлаждения сварного соединения допускается отслаивание внешней армирующей проволоки на муфтах FRIALEN®.

8.2.4.10 Седловые отводы FRIALEN® с закладными электронагревателями (в т.ч. Г-образные и/или прямые усиливающие ремонтные накладки) с гибким основанием типа Top-Loading присоединятся к трубам диаметром от 250 до 315 мм SDR 11 с помощью специального устройства FRIATOP.

8.2.4.11 Фактическое время сварки следует сравнить со временем, заданным по программе сварочного аппарата, и записать на трубе или седловом отводе.

8.2.4.12 После сварки, в фазе охлаждения, соединение должно находиться не менее 10 мин под прижимным давлением специального устройства FRIATOP. Полное время охлаждения следует принимать по таблице 12.

Таблица 12 - Время охлаждения сварного соединения с седловым отводом FRIALEN®, мин

Диаметр, мм	До нагружения давлением	До врезки
От 250 до 355 мм	50	60

8.2.4.13 Монтаж, сварка и врезка вентилях DAV-TL диаметром 250—315 мм осуществляется в соответствии с требованиями, предъявляемыми к седловым отводам.

8.2.4.14 Усиливающие ремонтные накладки VST-TL устанавливают на трубе таким образом, чтобы поврежденные места находились в центре на расстоянии не менее 10 мм от внутреннего края нагревательной спирали.

8.2.5 Особенности сварки муфт ELGEF® Plus фирмы «Георг Фишер»

8.2.5.1 Монтаж муфт ELGEF® Plus диаметром 560 и 630 мм SDR 11 производится при помощи комплекта пневмонакладок, который служит:

- для восстановления первоначальной формы полиэтиленовой трубы (устранение овальности);
- для обеспечения плотного прижатия муфты к поверхности труб во время процесса сварки.

8.2.5.2 В комплект входят три пневмонакладки из композитного материала, наполняемые сжатым воздухом до максимального давления 1,0 МПа, и соединяющие их стягивающие ремни, имеющие маркировки «R» и диаметра трубы, оснащенные храповыми механизмами.

8.2.5.3 Перед установкой пневмонакладок определяют овальность конца трубы, отмечая маркером ось прохождения максимального и минимального диаметров.

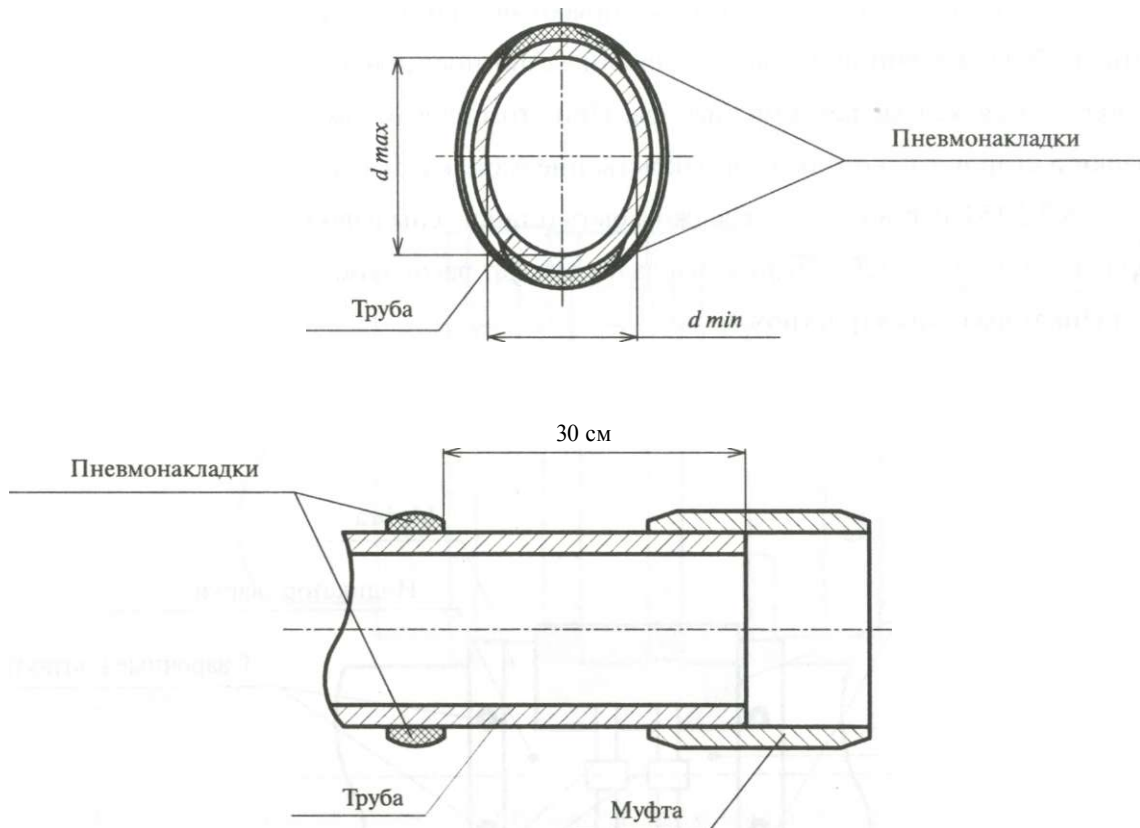
8.2.5.4 Пневмонакладки в количестве двух штук устанавливают по окружности трубы в местах ее максимальной овальности на 180° по отношению друг к другу и на расстоянии 30 см от кромки трубы (рисунок 3), после чего фиксируют ремнями желтого цвета.

8.2.5.5 На пневмонакладки устанавливают прижимные ремни в количестве 3 шт. В первую очередь затягивают средний ремень, затем попеременно два остальных, пока все 3 ремня не будут полностью затянуты.

8.2.5.6 Давление в пневмонакладках увеличивают постепенно до тех пор, пока труба не станет круглой. Величина давления воздуха в пневмонакладках контролируется при помощи манометра до достижения максимально допустимого уровня. Излишек воздуха из пневмонакладок стравливается при помощи крана, установленного в месте присоединения манометра к шлангам.

8.2.5.7 После устранения овальности конца трубы производится снятие оксидного слоя с поверхности трубы на участке, превышающем половину длины муфты с ЗН. Снятие оксидного слоя производится механическим инструментом для зачистки.

8.2.5.8 Выпрямленный конец трубы может быть зачищен несколько раз до тех пор, пока муфта с ЗН не будет легко надеваться на трубу. Во время снятия оксидного слоя следует обращать внимание на соблюдение величины минимально допустимого диаметра трубы.



31

Рисунок 3 — Схема установки пневмонакладок

8.2.5.9 После механической обработки на конец трубы наносят метку глубины посадки муфты с ЗН и обезжиривают зону сварки. Кромка трубы в площадь сварки не включается.

8.2.5.10 После установки муфты с ЗН на трубе снижают давление воздуха в пневмонакладках и удаляют их.

8.2.5.11 Аналогичные операции производят для конца трубы, помещаемого в муфту с ЗН с другой стороны.

8.2.5.12 При сварке муфт ELGEF® Plus используются три пневмонакладки и соединяющие их стягивающие ремни, входящие в комплект.

8.2.5.13 Сварка соединения производится в следующем порядке:

- выравнивание труб, подготовка зоны соединения;
- установка на концах труб муфты ELGEF® и пневмонакладок;
- установка необходимой величины давления в пневмонакладках;
- сварка первой части соединения с трубой;
- охлаждение, снятие пневмонакладок;
- сварка второй части соединения с трубой;
- охлаждение, снятие пневмонакладок.

8.2.5.14 Пневмонакладки устанавливают по кромке муфты ELGEF® с той стороны, которая будет первой при сварке. Для фиксации пневмонакладок вокруг муфты ELGEF® используются желтые ремни из набора. При этом необходимо убедиться, что индикаторы сварки и сварочные контакты не закрыты пневмонакладками или ремнями.

8.2.5.15 Пневмонакладки должны быть установлены равномерно по окружности муфты ELGEF® под углом 120°. Первую накладку следует располагать на расстоянии не менее 5 см от индикатора сварки (рисунок 4).

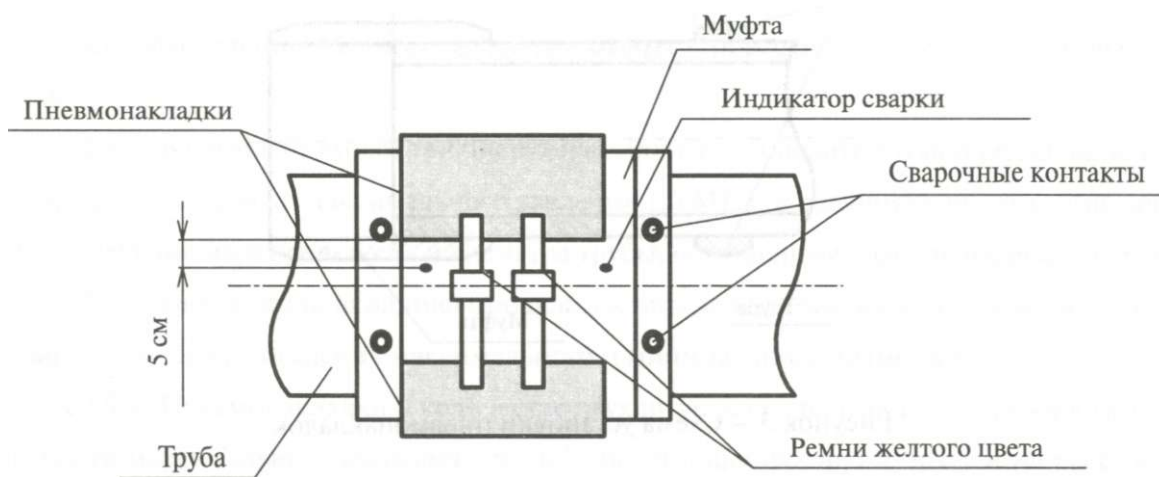


Рисунок 4 — Схема установки пневмонакладок на муфте ELGEF®

8.2.5.16 При установке прижимные ремни равномерно распределяют по ширине пневмонакладок. Сначала затягивают средний ремень, потом остальные, пока все ремни не будут полностью затянуты. Храповой механизм центрального ремня должен находиться на уровне конца пневмонакладки (рисунок 5).

8.2.5.17 После установки на муфте ELGEF® пневмонакладок их подсоединяют с помощью шлангов к манометру с отключающим устройством и далее к компрессору. Процесс повышения давления воздуха в пневмонакладках контролируется с помощью манометра. Излишнее давление стравливается при помощи крана, установленного в месте присоединения манометра к шлангам. После достижения величины давления, указанной в таблице 13, производится сварка.

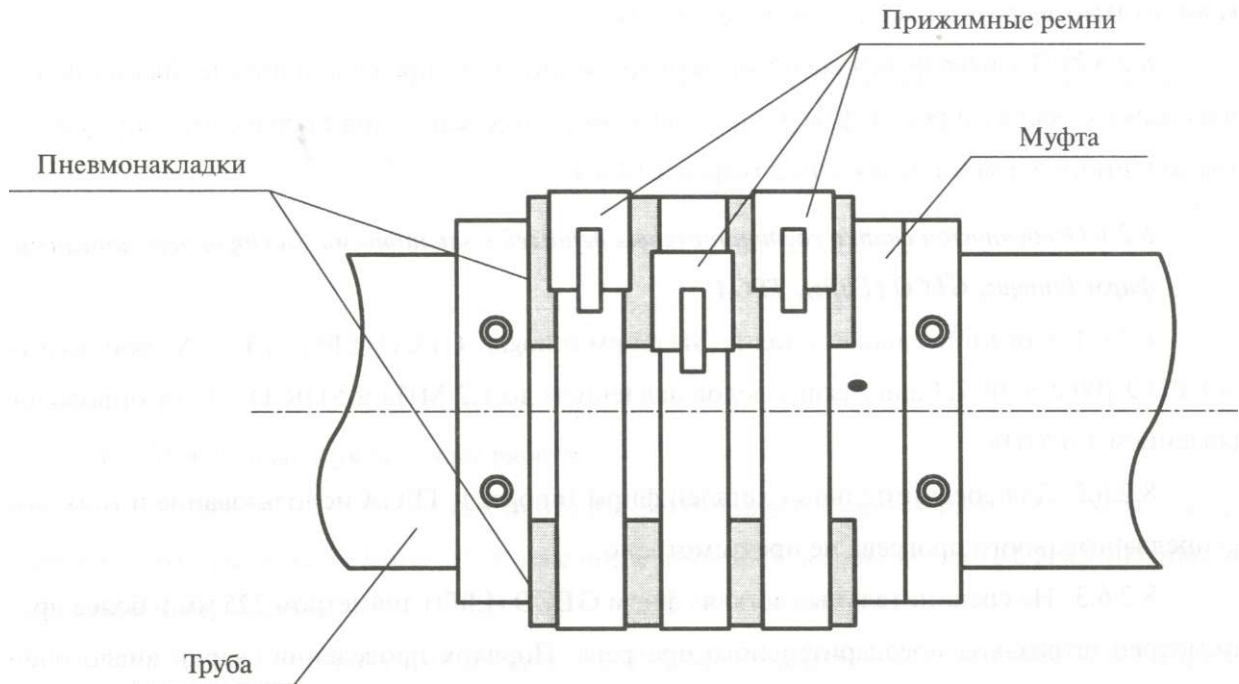


Рисунок 5 — Схема установки прижимных ремней на муфте ELGEF®

Таблица 13 — Величина давления воздуха в пневмонакладках

Диаметр муфты ELGEF® , мм	Температура окружающей среды, °С	Давление воздуха, МПа
560	Менее 0	0,5
	От 0 до 25	0,3
	Более 25	0,3
630	Менее 0	0,5
	От 0 до 25	0,5
	Более 25	0,5

8.2.5.18 Время охлаждения муфты ELGEF® зафиксировано на магнитной карте, которая поставляется вместе с муфтой ELGEF®, или указывается на дисплее аппарата для сварки деталей с ЗН.

8.2.5.19 После охлаждения первой части соединения, минимум через 20 минут, давление в пневмонакладках снижают до атмосферного, после чего переставляют их на другую сторону муфты ELGEF®. В той же последовательности выполняют подготовку и сварку второй части соединения.

8.2.5.20 После охлаждения второй части соединения давление в пневмонакладках снижают до атмосферного и затем демонтируют их.

8.2.5.21 Производится внешний осмотр соединения с проверкой появления индикаторов сварки с обеих сторон муфты. Опрессовка сварного соединения производится по истечении заданного времени охлаждения муфты ELGEF®.

8.2.6 Особенности сварки соединительных деталей с закладными электронагревателями фирм Innogaz, GECO (Elifit), TEGA

8.2.6.1 Соединительные детали с ЗН фирм Innogaz, GECO (Elifit) и TEGA производятся из ПЭ 100 с SDR 7,4 для газопроводов давлением до 1,2 МПа и SDR 11 для газопроводов давлением 1,0 МПа.

8.2.6.2 Для соединительных деталей фирм Innogaz и TEGA использование штрих-кода предварительного

8.2.6.3 На соединительных деталях фирм GECO (Elifit) диаметром 225 мм и более предусмотрен штрих-код предварительного прогрева. Порядок проведения сварки аналогичен порядку, принятому для муфт FRIALEN® (8.2.4.3—8.2.4.8).

8.2.7 Технология соединения полиэтиленовых труб со стальными

8.2.7.1 Приварку втулок под фланцы и сборку фланцевых соединений следует производить по СП 42-103-2003 [4].

8.2.7.2 Приварку к стальному газопроводу стального конца неразъемного соединения «полиэтилен-сталь» осуществляют по СП 42-102-2004 [2].

8.2.8 Вварка трубной полиэтиленовой вставки в трубопровод, уложенный в траншею

8.2.8.1 В траншее трубные вставки вваривают:

- при замыкании участков строящихся трубопроводов;
- при врезке ответвлений в ранее построенный газопровод;
- при выявлении некачественных сварных соединений.

8.2.8.2 Трубная вставка должна быть, как правило, равна длине расщепки газопровода l_p , но не менее 500 мм и ввариваться при помощи муфт с ЗН при соблюдении последовательности работ, предусмотренной СП 42-103-2003 [4].

8.2.8.3 Освобождение газопровода от грунтовой присыпки производят на длине, определяемой суммой длин ввариваемой вставки и освобождения концов газопровода.

Длина освобождения конца газопровода зависит от длины муфты с ЗН и длины позиционера для сборки соединения. Ориентировочные значения длины освобождения для труб различных диаметров приведены в таблице 14.

Таблица 14 — Ориентировочные значения длины освобождения конца газопровода

Диаметр, мм	Длина освобождения, м
До 63	0,20
От 63 до 125	0,50
От 125 до 315	1,00
От 355 до 400	1,25
От 450 до 630	1,50

8.3 Монтажные и укладочные работы

8.3.1 Работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15 °С и не выше плюс 30 °С в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и настоящим стандартом.

8.3.2 Перед укладкой трубопровод должен быть проверен на отсутствие повреждений (задилов, вмятин, порезов). Для строительства газопроводов I категории недопустимо применение труб и соединительных деталей, имеющих повреждения, превышающие 10 % от минимальной толщины стенки.

8.3.3 При резке полиэтиленовых труб и укладке плетей следует учитывать температурные изменения их длины.

8.3.4 Очистку внутренней полости газопроводов производят в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и настоящим стандартом.

При прекращении работ концы труб должны быть закрыты таким образом, чтобы ни вода, ни любые иные посторонние материалы не могли попасть в полость смонтированного трубопровода.

8.3.5 На заболоченных или обводненных участках газопровод рекомендуется укладывать способом протаскивания или сплава. При протяжке и протаскивании газопровода не рекомендуется превышать прилагаемое к нему усилие выше значений, приведенных в таблице 15.

Таблица 15 — Усилие, прилагаемое к газопроводу при протяжке и протаскивании

Диаметр газопровода, мм	Сила натяжения, кН	
	SDR 11	SDR9
50	-	9,37
63	12,51	14,96
75	17,48	21,09
90	25,28	30,42
110	37,70	45,30

Диаметр газопровода, мм	Сила натяжения, кН	
	SDR 11	SDR 9
125	48,82	58,58
140	60,94	73,56
160	80,02	95,88
180	101,14	121,15
200	124,73	149,96
225	158,03	189,80
250	194,50	233,58
280	244,64	293,43
315	308,77	371,26
355	392,91	471,85
400	498,90	598,68
450	630,73	757,87
500	779,54	934,34
630	976,81	-

8.3.6 При прокладке газопроводов под дорогами и другими преградами применяются бестраншейные методы прокладки защитных футляров, включающие прокол, продавливание и наклоннонаправленное бурение. Проектные решения следует принимать в соответствии с СП 42-101-2003 [1] и СТО Газпром 2-2.1-093.

Укладка длинномерных труб производится в соответствии с СП 42-103-2003 [4].

8.4 Строительство переходов газопроводов через искусственные и естественные преграды

8.4.1 Переходы полиэтиленовых газопроводов через искусственные и естественные преграды могут быть выполнены по двум конструктивным решениям:

- в футляре (по схеме «труба в трубе»);
- без футляра, т.е. протаскиванием полиэтиленового газопровода напрямую (например, с использованием метода наклонно направленного бурения).

8.4.2 При проведении строительно-монтажных работ рекомендуется соблюдать порядок их выполнения, предусмотренный СП 42-101-2003 [1] и СП 42-103-2003 [4].

8.4.3 Метод наклонно направленного бурения может использоваться для прокладки полиэтиленовых труб через искусственные и естественные преграды при благоприятных грунтовых условиях (отсутствия по трассе скальных и гравийных грунтов, грунтов с включением валунов или грунтов типа пльвунов), а также наличии технической и экономической целесообразности, определяемых в процессе изысканий и проектирования.

8.4.4 При прокладке по схеме «труба в трубе» сначала протаскивается футляр, а затем в него протягивается полиэтиленовая труба.

37

8.4.5 При применении любой схемы прокладки перед протяжкой подготовленную плеть следует тщательно осмотреть и испытать на герметичность в соответствии с СП 42-103-2003 [4].

Независимо от выбранной схемы прокладки при строительстве переходов через искусственные и естественные преграды предпочтительно использовать длинномерные полиэтиленовые трубы.

При формировании плети из труб мерной длины их соединение производится сваркой встык с обязательной проверкой стыков методом ультразвукового контроля или муфтами с ЗН.

8.4.6 Для предотвращения механических повреждений полиэтиленовых труб при их размещении внутри защитного футляра применяется:

- предварительная очистка внутренней поверхности футляра для устранения острых кромок сварных швов;
- установка гладких раструбных втулок в местах входа и выхода полиэтиленовой трубы из металлического футляра;
- установка центрирующих колец-спейсеров, изготавливаемых в заводских условиях;
- предварительный пропуск контрольного образца полиэтиленовой трубы (не менее 3 м) с последующей проверкой на отсутствие повреждений поверхности трубы;
- другие способы защиты, предусмотренные проектной документацией.

Выбор конкретных способов предотвращения механических повреждений полиэтиленовых труб при их размещении внутри защитного футляра производится на стадии проектирования.

8.4.7 При использовании метода наклонно направленного бурения рекомендуется после протягивания в скважину полиэтиленового трубопровода пропустить через него калибр (с контролем усилия его прохождения), чтобы убедиться в отсутствии деформации трубы во время ее протяжки.

8.4.8 Очистку внутренней полости газопроводов производят в соответствии с СП 42-103-2003 [4].

9 Контроль качества работ

9.1 Общие положения

9.1.1 При строительстве газопроводов для обеспечения необходимого уровня качества строительства следует производить:

- а) проверку соответствия квалификации сварщиков и специалистов сварочного производства требуемому уровню аттестации;

б) входной контроль качества применяемых труб, соединительных деталей и материалов;

в) технический осмотр сварочных устройств (нагревательного инструмента, сварочного центратора, торцевателя, блока питания, программного устройства, вспомогательного инструмента), а также другого технологического оборудования (генератора, лебедок и т.д.);

г) систематический операционный контроль качества сборки под сварку и режимов сварки;

д) визуальный контроль (внешний осмотр) сварных соединений и инструментальный контроль их геометрических параметров;

е) пневматические испытания смонтированного газопровода при его сдаче в эксплуатацию в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Контроль по перечислениям б), г), д), е) следует производить в соответствии с СП 42-103-2003 [4] и требованиями настоящего стандарта.

Технический Осмотр по перечислению в) следует производить в соответствии с инструкцией по эксплуатации оборудования на соответствие паспортным данным. Проверка сварочного оборудования и технологического оборудования, находящегося на сервисном обслуживании, выполняется в соответствии с рекомендациями сервисного центра. Дата технического осмотра И его результаты должны быть отражены в журнале производства работ.

9.1.2 Авторский надзор за строительством производится в соответствии с СП 11-110-99 [9] в течение всего периода строительства и ввода в эксплуатацию объекта, а в случае необходимости и начального периода его эксплуатации.

9.2 Технические требования к контролю качества сварных соединений полиэтиленовых труб

9.2.1 Контролю качества подвергаются сварные соединения полиэтиленовых труб в соответствии с СП 42--103-2003 [4] и требованиями настоящего стандарта.

9.2.2 Сварные соединения, забракованные при внешнем осмотре и измерениях по результатам ультразвукового контроля, исправлению не подлежат и должны быть вырезаны из газопровода.

9.2.3 Внешнему осмотру подвергаются соединения, выполненные любым способом сварки. Сравнение внешнего вида сварных соединений трубопровода рекомендуется по имеющимся на предприятии контрольным образцам соединений, оформленным в порядке, предусмотренном СП 42-103-2003 [4].

9.2.4 Определение размеров и внешний вид сварных соединений должен соответствовать СП 42-103-2003 [4] и требованиям настоящего стандарта.

9.2.5 Размеры валиков наружного грата швов зависят от толщины стенки (e) свариваемых **труб** (деталей) **и** определяются по формулам (3), (4), (5) и рисунку 6,

где K — высота линии сплавления наружных поверхностей валиков грата;

e — толщина стенки трубы;

B — ширина грата;

b_1 и b_2 — ширина валика грата;

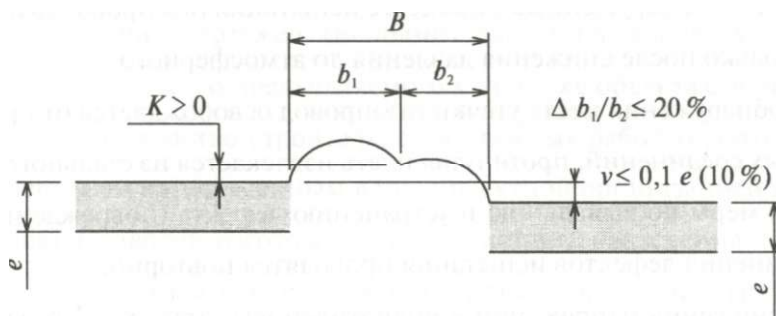
v — высота смещения наружных кромок свариваемых **концов** труб.

Минимальное значение ширины грата $B = 3 + 0,4 \times e$. (3)

Максимальное значение ширины грата $B = 5 + 0,8 \times e$. (4)

Максимальное значение высоты грата $H = 0,5 + 0,1 \times e$ (5)

(но не более 6 мм).



39

Рисунок 6 - Определение размеров валика грата стыкового соединения

9.2.6 Ультразвуковому контролю следует подвергать все (100 %) соединения полиэтиленовых труб, выполненные сваркой нагретым инструментом встык.

9.2.7 В случае обнаружения ультразвуковым методом дефекта стык бракуется **и** вырезается.

9.2.8 Пневматические испытания соединений проводятся одновременно с испытаниями всего построенного газопровода в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

10 Испытания и приемка газопроводов

10.1 Испытания на герметичность газопроводов

10.1.1 Границы участков **и** схема проведения испытаний на герметичность определяются проектной документацией (ПОС). Испытания газопроводов производят при температуре трубы не ниже минус 15 °С.

10.1.2 Предварительные испытания полиэтиленовых трубопроводов на герметичность проводят перед их укладкой (протяжкой) при бестраншейных методах строительства и реконструкции. Испытания при этом рекомендуется проводить в течение 1 часа.

10.1.3 Следует соблюдать длину испытываемых участков, предусмотренную СП 42-101-2003 [1] для газопроводов с рабочим давлением от 0,6 МПа до 1,2 МПа.

10.1.4 Окончательные испытания полиэтиленовых газопроводов на герметичность следует производить после полной (до проектных отметок) засыпки траншеи или после протяжки полиэтиленовой плети в течение 24 часов при давлении 1,5 МПа.

10.1.5 Результаты испытания следует считать положительными, если в период испытания давление в газопроводе не меняется при использовании манометра класса точности 0,6 или при фиксации падения давления в пределах одной шкалы при использовании манометров класса точности 0,4 или 0,15.

10.1.6 Дефекты, обнаруженные в процессе испытания газопроводов на герметичность, можно устранять только после снижения давления до атмосферного.

10.1.7 Для обнаружения места утечки газопровод освобождается от присыпки в местах нахождения сварных соединений, протянутая плеть извлекается из стального каркаса (футляра) и принимаются меры по выявлению и устранению дефекта (поврежденного участка или стыка). После устранения дефектов испытания проводятся повторно.

10.1.8 Для снижения напряжений в полиэтиленовых трубах от воздействия температурных перепадов испытанный участок (плеть) следует присоединять к действующему стальному газопроводу при температуре труб (окружающего воздуха) выше плюс 10 °С в наиболее холодное время суток, а при температуре труб (окружающего воздуха) ниже плюс 10 °С в наиболее теплое время суток.

10.1.9 Герметичность сварных швов на смонтированных узлах соединений «полиэтилен-сталь» проверяется рабочим давлением газа с использованием газоиндикаторов.

10.1.10 Герметизация концов полиэтиленовых трубных плетей при продувке и испытаниях, а также подключение компрессорных установок к газопроводу производится через разъемные фланцевые соединения, соединения «полиэтилен-сталь» или механические заглушки многократного использования, оснащенные патрубками для установки манометра и под закачку воздуха.

10.1.11 До проведения испытаний на герметичность необходимо произвести следующие работы:

- изоляцию стальных участков в соответствии с СП 42-102-2004 [2];
- заделку концов футляров в соответствии с требованиями проекта;

- засыпку приямков и мест открытой прокладки.

10.1.12 Засыпка котлованов и открытых участков полиэтиленовых труб производится в соответствии с СП 42-101-2003 [1][1] и СП 42-103-2004 [4].

10.2 Приемка газопроводов в эксплуатацию

10.2.1 Для приемки законченного строительством объекта газораспределительной системы заказчик создает приемочную комиссию.

В состав приемочной комиссии должны быть включены представители заказчика (председатель комиссии), проектной и эксплуатирующей организаций, органов государственного надзора (Ростехнадзора).

10.2.2 Генеральный подрядчик предъявляет приемочной комиссии на законченный строительством объект газораспределительной системы следующую документацию в одном экземпляре:

- комплект рабочих чертежей (исполнительную геодезическую документацию по ГОСТ Р 51872) на строительство предъявляемого к приемке объекта с записями, сделанными ответственными за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных работ этим чертежам или внесенным в них проектной организацией изменениям;

- сертификаты заводов-изготовителей (их копии, извлечения из них, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта) на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;

- технические паспорта заводов-изготовителей (заготовительных мастерских) или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, электроизолирующие соединения, арматуру диаметром свыше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество оборудования (изделий);

- строительные паспорта: наружного газопровода, газового ввода;

- протокол проверки сварных стыков стального газопровода радиографическим методом, протоколы механических испытаний сварных стыков стальных газопроводов; протокол проверки сварных стыков полиэтиленового газопровода ультразвуковым методом;

- акт разбивки и передачи трассы (площадки) для подземного газопровода;

- журнал учета работ;

- акт приемки предусмотренных проектом установок электрохимической защиты (для подземных стальных газопроводов или футляров);

- акты приемки скрытых и специальных работ, выполненных в соответствии с договором-подрядом (контрактом);

- технические свидетельства на примененные в строительстве импортные материалы и технологии.

Приемочная комиссия должна проверить соответствие смонтированной газораспределительной системы проекту и представленной исполнительной документации, требованиям настоящего стандарта.

10.2.3 Приемка заказчиком законченного строительством объекта газораспределительной системы должна быть оформлена актом по форме, представленной в приложении В. Данным актом подтверждается факт создания объекта, его соответствие проекту и обязательным требованиям нормативных документов. Акт является окончательным для отдельно возводимого объекта газораспределительной системы.

11 Ввод газопроводов в эксплуатацию. Вывод газопроводов из эксплуатации

11.1 Ввод в эксплуатацию законченных строительством полиэтиленовых газопроводов I категории должен осуществляться в порядке, установленном действующими нормативными документами.

11.2 Если объект, принятый комиссией, не был введен в эксплуатацию в течение 6 месяцев, при вводе его в эксплуатацию должно быть проведено повторное испытание на герметичность. Независимо от времени ввода газопровода в эксплуатацию ввод в действие установок электрохимической защиты должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ 9.602.

11.3 Не допускается эксплуатация газопроводов, не принятых комиссией в установленном порядке.

11.4 Перед вводом газопроводов в эксплуатацию или выводом газопроводов из эксплуатации следует произвести продувку.

При проведении продувки:

- перед началом работ в колодце на расстоянии 5 м от него со стороны движения транспорта устанавливаются ограждения, а на расстоянии 10—15 м — предупредительный знак;

- все металлические детали продуваемого газопровода должны быть замкнуты на металл и при необходимости заземлены;

- вблизи от мест сброса газа должно быть запрещено курение и не допускается воздействие источников воспламенения;

- газовоздушная смесь должна выпускаться в местах, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от источника огня;

- принимаются меры по недопущению неконтролируемых разрядов статического электричества заряженных полиэтиленовых труб;

- необходимо предусмотреть средства защиты органов слуха персонала, проводящего процесс продувки;
- огнетушители должны находиться в готовности к работе;
- персонал, проводящий продувку, должен быть одет в соответствующую защитную одежду;
- в распоряжении персонала должны иметься средства связи;
- следует обеспечить ее полноту и непрерывность;
- необходимо следить за концентрацией вытекающего газа;
- давление газа при работе с газопроводами высокого давления не должно превышать 0,1 МПа;
- необходимо поддерживать достаточную скорость течения газа в соответствии с таблицами 16 и 17.

11.5 Продувку газом необходимо осуществлять до полного вытеснения воздуха из газопроводов. Окончание продувки определяется путем анализа отбираемых проб. Объемная доля кислорода в пробе газа не должна превышать 1 % по объему.

11.6 Газопроводы при освобождении от газа могут продуваться инертным газом до полного вытеснения газа. Объемная доля газа в пробе инертного газа не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Таблица 16 — Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации трубопровода природного газа посредством обратной продувки воздухом

Номинальный внутренний диаметр, мм	Минимальная скорость потока, м/с	Минимальный расход, м ³ /мин
До 150	0,6	0,7
200	0,7	1,4
250	0,8	2,4
300	0,9	3,9
450	1,0	9,6
600	1,2	20,4
Примечания		
1 Во избежание турбулентности и/или вихреобразования максимальная скорость продувки не должна превышать 20 м/с.		
2 Если диаметр газопровода отличается от диаметров, указанных в таблице, то следует ориентироваться на показатели, соответствующие большему диаметру трубопровода.		

Таблица 17 — Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации трубопровода природного газа посредством обратной продувки азотом

Номинальный внутренний диаметр, мм	Минимальная скорость потока при продувке, м/с	Минимальный расход, М ³ /мин
До 150	0,6	0,7
200	0,6	1,2
250	0,6	1,8
300	0,6	2,6
450	0,6	5,8
600	0,6	10,2

11.7 Перед вводом газопровода в эксплуатацию необходимо убедиться, что давление во вводимом его участке соответствует атмосферному. Кроме того, необходимо следить за тем, чтобы газ, газозвоздушные смеси и смеси газа с инертным газом выходили только через предназначенную для этого сбросную свечу.

11.8 Сбросная свеча должна располагаться на противоположном конце продуваемого участка газопровода и находиться под постоянным наблюдением в течение всего процесса продувки. При этом сбросная свеча должна:

- быть металлической;
- по возможности выходить вертикально из земли и оканчиваться на высоте 3 м свободным выходом в атмосферу;
- находиться на безопасном расстоянии от возможных источников воспламенения;
- быть, как правило, расположена в месте, где отсутствует возможность доступа газа в здание;
- иметь заземление в месте соединения с полиэтиленовой трубой;
- быть оснащена патрубками с кранами и штуцерами, сваренными на высоте 1,5 м от поверхности земли для отбора пробы газа.

11.9 С помощью кранов на свече регулируется скорость выхода газозвоздушной смеси. Краны следует открывать последовательно по заранее намеченному плану. В случае воспламенения газа на свече кран следует немедленно перекрыть.

11.10 По окончании продувки газом установленные на газопроводах свечи и манометры, снимают. В штуцера вворачивают стальные пробки, которые затем должны быть обварены, проверены на плотность газоиндикатором или мыльной эмульсией (или други-

ми пенообразующими жидкостями) при рабочем давлении и изолированы (на подземных газопроводах). Места нахождения заваренных пробок вносят в чертежи исполнительной документации.

11.11 При выводе участка газопровода из эксплуатации необходимо отключить продуваемый участок от системы газораспределения. После того, как давление в газопроводе снизится до уровня атмосферного, следует перекрыть отводную трубу.

11.12 Перед выводом газопровода из эксплуатации необходимо принять меры по сокращению количества выбрасываемого в атмосферу газа. Снижение давления должно в любом случае находиться под контролем.

Участок трубопровода, эксплуатация которого прекращается на длительное время, необходимо подвергнуть продувке, отключить от системы газораспределения и заглушить с обоих концов.

12 Эксплуатация газопроводов

12.1 Эксплуатация введенных в действие газопроводов производится в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и настоящего стандарта.

12.2 Периодичность обхода трасс полиэтиленовых газопроводов I категории должна устанавливаться в зависимости от их технического состояния, пучинистости, просадочности и степени набухания грунтов, горных подработок, сейсмичности района, времени года и других факторов, но не реже периодичности, приведенной в таблице 18.

Таблица 18 — Периодичность обхода трасс полиэтиленовых газопроводов I категории

Газопроводы	Газопроводы с давлением до 1.2 МПа в незастроенной части поселений, а также межпоселковые
1 Вновь построенные газопроводы	Непосредственно в день ввода в эксплуатацию и на следующий день
2 Полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварий и инцидентов	1 раз в 18 месяцев
3 После реконструкции методом протяжки полиэтиленовых труб	Устанавливается техническим руководителем газораспределительной организации, но не реже 1 раз в 18 месяцев
4 Находящиеся в неудовлетворительном техническом состоянии, подлежащие замене	Ежедневно
5 Проложенные в просадочных фунтах	1 раз в месяц

Газопроводы	Газопроводы с давлением до 1,2 МПа в незастроенной части поселений, а также межпоселковые
6 С временно устраненной утечкой (бинт, бандаж)	Ежедневно до проведения ремонта
7 Находящиеся в радиусе 15 м от места производства строительных работ	Ежедневно до устранения угрозы повреждения газопровода
8 Береговые части переходов через водные преграды и овраги	Ежедневно в период паводка

12.3 Периодичность обхода участков, выполненных из стальных труб, на трассе полиэтиленового газопровода I категории должна устанавливаться в зависимости от их технического состояния и в соответствии с требованиями действующей нормативной документации по эксплуатации стальных газопроводов.

12.4 Обслуживание и проверка эффективности работы электрозащитных установок, находящихся на трассе полиэтиленового газопровода I категории, проводится в соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

12.5 На введенный в эксплуатацию полиэтиленовый газопровод I категории составляется паспорт по форме 7ЭУ, приведенный в приложении Г.

12.6 Паспорта на электрозащитные установки и стальные участки полиэтиленового газопровода I категории оформляются в соответствии с требованиями действующей нормативной документации и прикладываются к паспорту по форме 7ЭУ, приведенному в приложении Г.

Приложение А

(справочное)

**Сортамент полиэтиленовых труб для подземных газопроводов
по ГОСТ Р 50838-95* и ТУ 2248-018-40270293-2002**

Таблица А.1

Размеры в мм

Наружный диаметр		SDR					
				9		11	9
		Толщина стенки				Вес 1 пог. м, кг	
номин.	пред. откл.	номин.	пред. откл.	номин.	пред. откл.		
ГОСТ Р 50838							
20	+0,3	3,0	+0,4	3,0	+0,4	0,132	0,162
25	+0,3	3,0	+0,4	3,0	+0,4	0,169	0,210
32	+0,3	3,0	+0,4	3,6	+0,5	0,277	0,325
40	+0,4	3,7	+0,5	4,5	+0,6	0,427	0,507
50	+0,4	4,6	+0,6	5,6	+0,7	0,663	0,790
63	+0,4	5,8	+0,7	7,1	+0,8	1,05	1,25
75	+0,5	6,8	+0,8	8,4	+1,0	1,46	1,76
90	+0,6	8,2	+1,0	10,1	+1,2	2,12	2,54
110	+0,7	10,0	+1,1	12,3	+1,4	3,14	3,78
125	+0,8	11,4	+1,3	14,0	+1,5	4,08	4,87
140	+0,9	12,7	+1,4	15,7	+1,7	5,08	6,12
160	+1,0	14,6	+1,6	17,9	+1,9	6,67	7,97
180	+1,1	16,4	+1,8	20,1	+2,2	8,43	10,1
200	+1,2	18,2	+2,0	22,4	+2,4	10,4	12,5
225	+1,4	20,5	+2,2	25,2	+2,7	13,2	15,8
250	+1,5	22,7	+2,4	27,9	+2,9	16,2	19,4
280	+1,7	25,4	+2,7	31,3	+3,3	20,3	24,4
315	+1,9	28,6	+3,0	35,2	+3,7	25,7	30,8
ТУ 2248-018-40270293-2002 [6]							
355	+2,2	32,2	+3,4	39,7	+4,1	32,6	39,2
400	+2,4	36,3	+3,8	44,7	+4,6	41,4	49,7
450	+2,7	40,9	+4,2	50,3	+5,3	52,4	62,9
500	+3,0	45,4	+4,7	55,8	+5,7	64,7	77,5
560	+3,4	50,8	+5,2	-	-	81,0	-
630	+3,8	57,2	+5,9	-	-	103,0	-

Примечания

- 1 Номинальный наружный диаметр соответствует минимальному среднему наружному диаметру.
- 2 Масса 1 м труб вычислена при средней плотности полиэтилена 950 кг/м^3 с учетом половины допусков на толщину стенки и средний наружный диаметр. При изготовлении труб из полиэтилена плотностью ρ , отличающейся от 950 кг/м^3 , данные таблицы умножают на коэффициент $K = \rho/950$.
- 3 Трубы изготавливают в прямых отрезках, бухтах и на катушках, а трубы диаметром 200 мм и более выпускают только в прямых отрезках. Длина труб в прямых отрезках должна быть от 5 до 24 м с кратностью 0,5 м, предельное отклонение длины от номинальной - не более 1 %. Допускается в партии труб в отрезках до 5 % труб длиной менее 5 м, но не менее 3 м.

Приложение
(справочное)

А

Расстояния от газопровода до других инженерных коммуникаций

Таблица Б.1

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении в полиэтиленовом газопроводе от 0,6 до 1,2 МПа
1 Водопровод	0,2	2,0
2 Канализация бытовая	0,2	5,0
3 Водосток, дренаж, дождевая канализация	0,2	5,0
4 Тепловые сети: - от наружной стенки канала, тоннеля - от оболочки бесканальной прокладки	0,2 0,2	4,5 2,5
5 Газопроводы давлением до 1,2 МПа: - стальные - полиэтиленовые	0,2 0,2	0,5 0,1
6 Кабели силовые напряжением: - до 35 кВ - 110-220 кВ - кабели связи	0,5 1,0 0,5	2,0 2,5 1,0
7 Каналы, тоннели	0,2	5,0
8 Нефтепродуктопроводы на территории поселений	0,35*	20,0
9 Магистральные трубопроводы	0,35*	25,0
10 Фундаменты зданий и сооружений до газопроводов условным диаметром: - до 300 мм - свыше 300 мм	- -	15,0 25,0
11 Здания и сооружения без фундамента		Из условий возможности и безопасности производства работ при строительстве и эксплуатации газопровода
12 Фундаменты ограждений, предприятий, эстакад, опор контактной сети и связи, железных дорог	-	1,0

Продолжение таблицы Б.1

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении в полиэтиленовом газопроводе от 0,6 до 1,2 МПа
<p>13 Железные дороги общего пользования колеи 1520 мм:</p> <p>а) межпоселковые газопроводы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - подошва насыпи или бровка откоса выемки (крайний рельс на нулевых отметках) железных дорог общей сети колеи 1520 мм <p>б) газопроводы на территории поселений и межпоселковые газопроводы в стесненных условиях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ось крайнего рельса, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи и бровки выемки 	<p>При производстве работ открытым способом - 1,0 м</p> <p>При производстве работ методом продавливания, или наклонно направленного бурения, или щитовой проходки - 1,5 м</p> <p>При производстве работ методом прокола — 1,5 м</p>	<p>50</p> <p>10,8</p>
14 Ось крайнего пути железных дорог колеи 750 мм	То же	3,8
15 Бортовой камень улицы, дороги (кромки проезжей части, укрепленной полосы, обочины)	То же	2,5
16 Наружная бровка кювета, или подошва насыпи дороги, или бровка оросительного канала (при непросадочных грунтах)	То же	2,0
17 Фундаменты опор воздушных линий электропередачи напряжением:		
- до 1,0 кВ	-	1,0
- свыше 1 до 35 кВ	-	5,0
- свыше 35 кВ	-	10,0
18 Ось ствола дерева с диаметром кроны до 5 м		1,5
19 Автозаправочные станции	-	25
20 Кладбища	-	15
21 Здания закрытых складов категорий А, Б (вне территории промпредприятий) до газопровода условным диаметром:		
- до 300 мм	-	15,0
- свыше 300 мм	-	25,0

Окончание таблицы Б.1

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния по вертикали (в свету), м, при пересечении	Расстояния по горизонтали (в свету), м, при давлении в полиэтиленовом газопроводе от 0,6 до 1,2 МПа
То же категорий В, Г и Д до Газопровода условным диаметром: - до 300 мм - свыше 300 мм	-	15,0 25,0
<p>Примечания</p> <p>1 Вышеуказанные расстояния следует принимать от границ отведенных предприятиям территорий с учетом их развития, для отдельно стоящих зданий и сооружений - от ближайших выступающих их частей, для всех мостов — от подошвы конусов.</p> <p>2 Знак «-» обозначает, что прокладка газопроводов в данных случаях запрещена.</p> <p>3 При прокладке полиэтиленовых газопроводов вдоль трубопроводов, складов, резервуаров и т.д., содержащих агрессивные по отношению к полиэтилену вещества (среды), расстояния от них принимаются не менее 25 м.</p> <p>4 Знак «*» обозначает, что полиэтиленовые газопроводы следует заключать в футляр, выходящий на 10 м в обе стороны от места пересечения.</p>		

Расстояние от газопровода до опор воздушной линии связи, контактной сети электрифицированных железных дорог следует принимать как до опор воздушной линии электропередачи соответствующего напряжения.

Минимальные расстояния от газопроводов до тепловой сети бесканальной прокладки с продольным дренажем следует принимать аналогично канальной прокладке тепловых сетей.

Минимальные расстояния в свету от газопровода до ближайшей трубы тепловой сети бесканальной прокладки без дренажа следует принимать как до водопровода.

Расстояние от анкерных опор, выходящих за габариты труб тепловой сети, следует принимать с учетом их сохранности.

Минимальное расстояние по горизонтали от газопровода до напорной канализации допускается принимать как до водопровода.

Минимальное расстояние от мостов железных и автомобильных дорог длиной не более 20 м следует принимать как от соответствующих дорог.

Приложение
(обязательное)

А

**Форма акта
приемки законченного строительством объекта газораспределительной системы**

(наименование и адрес объекта)

г. _____ «_____» _____ 20__ г.

Приемочная комиссия в составе: председателя комиссии — представителя заказчика

,

(фамилия, имя, отчество, должность)

членов комиссии, представителей:

проектной организации _____,
(фамилия, имя, отчество, должность)эксплуатационной организации _____,
(фамилия, имя, отчество, должность)

органа Ростехнадзора России

(фамилия, имя, отчество, должность)

УСТАНОВИЛА:

1. Генеральным подрядчиком_

(наименование организации)

предъявлен к приемке законченный строительством

(наименование объекта)

на законченном строительством объекте

(наименование объекта)

субподрядными организациями_

(наименования организаций)

выполнены следующие работы

2. Проект № _____ разработан_

(наименование организации)

3. Строительство системы газоснабжения объекта осуществлялось в сроки:
начало работ _____, окончание работ_

(месяц, год)

(месяц, год)

4. Документация на законченный строительством объект предъявлена в объеме, предусмотренном действующими нормативными документами.

Приемочная комиссия рассмотрела представленную документацию, произвела внешний осмотр системы газоснабжения, определила соответствие выполненных строительного-монтажных работ проекту, провела при необходимости дополнительные испытания (кроме зафиксированных в исполнительной документации).

(виды испытаний)

Решение приемочной комиссии:

1. Строительно-монтажные работы выполнены в полном объеме в соответствии с проектом и требованиями нормативных документов.

2. Предъявленный к приемке объект считать принятым заказчиком вместе с прилагаемой исполнительной документацией с « _____ » _____ 20__ г.

ОБЪЕКТ ПРИНЯТ

Председатель комиссии_

(подпись)

Место печати

Представитель
проектной организации_

(подпись)

Представитель
эксплуатационной организации_

(подпись)

Представитель органа
Ростехнадзора_

(подпись)

ОБЪЕКТ СДАЛ

Представитель
генерального подрядчика_

(фамилия, имя, отчество, должность)

(подпись)

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма паспорта газопровода

Форма 7ЭУ
Срок хранения:
постоянно

(наименование эксплуатационной организации)

Эксплуатационная организация (владелец) _____

Место прокладки _____

Назначение газопровода _____

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

Проект № _____ от « _____ » _____ 20 ____ г., разработан _____

Проект ЭХЗ № _____ от « _____ » _____ 20 ____ г., разработан _____

Способ прокладки газопровода

(подземный, наземный, надземный)			+	на участке от ++	... до.	+	М	
подводный)			+	на участке от ++	... до.	+	М	
выполненный методом наклонно направленного бурения			+	на участке от ++	... по.	+	М	
			+	на участке от ++	... до.	+	М	
Диаметр, материал и толщина стенки (SDR)* труб газопровода			+	на участке от ++	... до	-	КМ	
			+	на участке от ++	... до.	+	М	
			+	на участке от ++	... до.	+	М	
			+	на участке от ++	... до.	+	М	
			+	на участке от ++	... до.	+	М + М
Дата завершения строительства			.++...	/ 20 г. на участке от	до...		М	
			.++...	/ 20 г. на участке от	до...		М	
			.++...	/20 г. на участке от	до...		М	
Дата пуска ЭХЗ			.++...	/ 20 г. на участке от	до...		М	
			.++...	/ 20 г. на участке от	до...		М	
			.++...	/ 20 г. на участке от	до...		М	

Для газопроводов из полиэтиленовых труб.

Оборудование газопровода

Участок газопровода (ПК)	Назначение	Тип установки	Наименование (марка)	Условный проход	Материал основных элементов	Нормативный документ (проект)	Дата установки и замены

Примечание — В графе «Тип установки» указать: в колодце, в помещении, на открытом воздухе, подземно.

Пересечение и параллельная прокладка с естественными преградами

Наименование преграды	Расположение по карте-схеме			Тип прокладки	Количество/ шаг опор, пригрузов	Обнаруженные изменения		
	от	до	длина, м			дата	характеристика	работы по восстановлению

Примечание — В графе «Тип прокладки» указать, как проложен газопровод: на опорах, переходах, конструкцию при груза и т.д.

Пересечение и параллельная прокладка с искусственными преградами и коммуникациями

Наименование пересекемой или параллельной коммуникации	Расположение по карте-схеме (ПК)		Глубина заложения (от уровня земли), м		Условия прокладки	Характеристика преграды, коммуникации	
	от	до	газопровода	пересекающей (параллельной) коммуникации, преграды		дата и номер проекта	начало и окончание работ

Примечания

- 1 В графе «Расположение по карте-схеме» в случае пересечения с коммуникацией заполняется только столбец «до», в случае параллельной прокладки - столбцы «от» и «до».
- 2 В графе «Условия прокладки» указать: в футляре, кожухе, на опорах и т.д.

Характеристики стальных труб

Участок газопровода (ПК)		Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Нормативный документ на трубы	Марка стали	Дата и место выпуска	№ сертификата качества	Химический состав, %					Механические свойства			
от	до							С	Мп	Si	P	S	ов, МПа	от, МПа	5, %	кси, Дж/см ²

Примечания

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

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

Характеристики полиэтиленовых труб

Участок газопровода (ПК)		Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм, или SDR	Нормативный документ на трубы	Дата и место выпуска	№ сертификата качества
от	до					

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

Характеристики соединительных деталей (за исключением муфт с ЗН)

Участок газопровода (ПК)	Вид детали	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм, или SDR	Способ присоединения к газопроводу	Нормативный документ на деталь	Дата и место выпуска	№ сертификата качества

Примечания

- 1 В графе «Участок газопровода» указывается местонахождение соединительной детали.
- 2 В графе «Вид детали» указывается ее тип — отвод, переход, тройник (равносторонний, неравносторонний), патрубков-накладка, заглушка и т.п., в т.ч. соединения «сталь-полиэтилен».
- 3 В графе «Способ присоединения к газопроводу» указывается вид сварки: встык, ЗН или при помощи муфт с ЗН.

Характеристики грунта на уровне заложения

Участок газопровода (ПК)		Класс и разновидность грунта по ГОСТ 25100-95	Максимальная и минимальная глубина заложения, м	Удельное сопротивление грунта, Ом м	Источник аномалий	Особые условия
от	до					

Примечания

- 1 В графе «Класс и разновидность грунта по ГОСТ 25100-95» в случае, если грунт подстилающего слоя отличается от основного грунта трассы, следует указать и его характеристики.
- 2 В графе «Источник аномалий» указать характер их возникновения: электрифицированный транспорт, подъем грунтовых вод, сезонное промерзание, сейсмическая активность, подрабатываемая территория.
- 3 В графе «Особые условия» указать величину блуждающих токов, максимальный прогнозируемый уровень грунтовых вод, глубину промерзания, степень пучинистости (просадочности, набухаемости).

Характеристика изоляционного покрытия

Участок газопровода (ПК)		Протяженность, м	Место изоляции	Тип, структура и материалы	Общая толщина, мм	Переходное сопротивление, Ом- м ²	Адгезия к трубе, МПа	Прочность при ударе, Дж	Отсутствие пробоя при испытательном напряжении, кВ
от	до								

Примечания

- 1 В графе «Тип, структура и материалы» указать послойно использованные материалы.
- 2 Если при заполнении таблицы показатели адгезии и прочности при ударе будут иметь другую размерность, то ее указать особо.
- 3 В графе «Место изоляции» указать: стыковой шов или металл трубы.
- 4 Для базового шурфа указать реально измеренные значения.

Характеристика электрохимической защиты

Дата измерения величины защитного потенциала	Тип и марка устройства электрозащиты	Место расположения по карте-схеме (ПК)		Контрольно-измерительный пункт КИП №	Величина защитного потенциала, В	
		устройства ЭХЗ	точки измерения		фп	фЕ
<p>Примечания</p> <p>1 При вводе пассивных устройств электрозащиты (протекторов) в графе «Дата измерения величины защитного потенциала» дата отмечается обязательно.</p> <p>2 В графе «Величина защитного потенциала» указываются измеренные значения поляризационного или суммарного потенциала (фп или фЕ) во всех контрольно-измерительных пунктах участка защиты.</p>						

Сведения о выполнении ремонтных и профилактических работ

Дата	Место расположения по карте-схеме (ПК)	Способ обнаружения	Вид повреждения	Описание выполненных ремонтных и профилактических работ
<p>Примечания — Для плановых работ в графе «Способ обнаружения» указать наименование работы. Графа «Вид повреждения» в этом случае не заполняется.</p>				

Библиография

- | | |
|--|--|
| [1] Свод правил по проектированию и строительству СП 42-101-2003 | Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб |
| [2] Свод правил по проектированию и строительству СП 42-102-2004 | Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб |
| [3] Строительные нормы и правила СНиП 12-01-2004 | Организация строительства |
| [4] Свод правил по проектированию и строительству СП 42-103-2003 | Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов |
| [5] Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 04-355-00 | Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах |
| [6] Технические условия ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» ТУ 2248-018-40270293-2002 | Трубы из полиэтилена для газопроводов больших диаметров. Технические условия |
| [7] Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром 2-2.2-329-2009 | Применение полимерных материалов, технологий и оборудования в системах распределения газа. Номенклатура выпускаемой отечественными и зарубежными производителями продукции |
| [8] Правила охраны газораспределительных сетей (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878) | |
| [9] Свод правил по проектированию и строительству СП 11-110-99 | Авторский надзор за строительством зданий и сооружений |

ОКС 23.040.20

ОКС 23.040.45

Ключевые слова: проектирование, строительство, эксплуатация, полиэтиленовые трубы, газопровод давлением от 0,6 до 1,2 МПа

Корректурa *Е.М. Петровой*
Компьютерная верстка *С.Н. Демьяновой*

Подписано в печать 11.06.2010 г.
Формат 60x84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 450 экз.
Уч.-изд. л. 6,4. Заказ 822.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в ООО «Полиграфия Дизайн»