НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ СТРОИТЕЛЕЙ

Стандарт организации

Организация строительного производства

СТРОИТЕЛЬСТВО ПОДЗЕМНЫХ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ ГАЗА ДО 1,2 МПА (ВКЛЮЧИТЕЛЬНО)

Общие требования к организации производства работ, проведению контроля и испытаний

СТО НОСТРОЙ 129

Первая редакция

Открытое акционерное общество «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипрониигаз»

Общество с ограниченной ответственностью Издательство «БСТ»
Москва

Предисловие

1	РАЗРАБОТАН	Открытым акционерным обществом «Головной научно - исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипрониигаз» (ОАО «Гипрониигаз»)
2	ПРЕДСТАВЛЕН НА УТВЕРЖДЕНИЕ	
3	УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Решением Совета Национального объединения строителей от №
4	ВВЕДЕН	ВПЕРВЫЕ
5	СОГЛАСОВАН	

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных Национальным объединением строителей

Москва

Содержание

Введение……..		VII
1	Область применения……..	1
2	Нормативные ссылки…….	1
3	Термины и определения……	7
4	Обозначения и сокращения……..	12
5	Общие положения……..	12
6	Подготовительные работы……...	16
6.1	Общие требования…….	16
6.2	Создание геодезической разбивочной основы……	17
6.3	Входной контроль…….	19
6.4	Подготовка строительной полосы…….	26
7	Строительство газопроводов в охранных зонах, полосах отвода других линейных сооружений и лесах……	29
8	Земляные работы…….	31
8.1	Общие требования к земляным работам…….	31
8.2	Рекультивация земель……	31
8.3	Разработка траншеи и котлована…….	34
8.4	Засыпка газопроводов……	41
8.5	Особенности проведения земляных работ в зимних условиях……	42
8.6	Контроль выполнения земляных работ……..	45
9	Монтаж газопровода, изоляционные и укладочные работы……	48
9.1	Монтаж газопровода…….	48
9.2	Изоляционные работы……	52
9.3	Укладочные работы……	54
9.4	Особенности проведения изоляционных и укладочных работ в зимних условиях……..	59
9.5	Контроль выполнения укладочных и изоляционных работ……	60

10 Закрытые способы прокладки газопроводов……. 63

10.1 Общие требования……. 63

10.2 Производство работ при прокладке защитного футляра методом прокола…… 65

10.3 Производство работ при прокладке защитного футляра методом продавливания……. 67

10.4 Обустройство рабочего и приемного котлованов……. 68

10.5 Прокладка газопровода в защитный футляр……. 68

10.6 Контроль выполнения работ при закрытых способах прокладки газопровода……. 69

11 Сооружения на газопроводах……. 71

11.1 Общие требования…… 72

11.2 Монтаж колодцев……. 72

11.3 Монтаж конденсатосборника……. 74

11.4 Монтаж ковера……. 75

11.5 Монтаж контрольной трубки…….. 75

11.6 Монтаж опознавательных знаков……... 76

11.7 Особенности производства работ в зимних условиях…… 77

11.8 Контроль выполнения работ по монтажу сооружений…… 78

12 Соединения газопроводов…… 79

12.1 Общие требования…… 79

12.2 Соединения стальных газопроводов…….. 81

12.3 Соединения полиэтиленовых газопроводов…….. 89

12.4 Соединения медных газопроводов……. 97

12.5 Особенности соединения газопроводов в зимних условиях…… 109

13 Контроль соединений газопроводов…….. 109

13.1 Общие требования…… 109

13.2 Контроль сварных соединений стальных газопроводов…….. 110

13.3 Контроль сварных соединений полиэтиленовых газопроводов….. 111

13.4 Контроль паяных соединений медных газопроводов…….. 112
13.5 Контроль фланцевых соединений……. 113
14 Строительство и монтаж средств ЭХЗ……... 114
14.1 Общие требования…… 114
14.2 Монтаж катодной защиты……... 114
14.3 Монтаж электродренажной защиты……... 119
14.4 Контроль монтажа средств ЭХЗ…… 121
14.5 Пуско-наладочные работы…….. 123
15 Испытания газопроводов…… 126
15.1 Подготовительные работы……. 126
15.2 Проведение испытаний …….. 130
15.3 Особенности проведения испытаний при прокладке газопроводов закрытым способом ……. 131
16 Врезка газопроводов в существующие подземные газопроводы… 132
16.1 Способы и методы врезки в существующие газопроводы, в том числе под давлением…… 132
16.2 Врезка стальных газопроводов в стальные газопроводы……. 132
16.3 Врезка полиэтиленовых газопроводов в полиэтиленовые газопроводы……..... 140
16.4 Присоединение медных газопроводов к действующим газопроводам…….. 151
16.5 Контроль выполнения работ по врезке газопроводов в существующие газопроводы…… 151
17 Контроль строительства газопроводов…….. 155
17.1 Общие требования…… 155
17.2 Входной контроль…… 155
17.3 Операционный контроль……. 156
17.4 Приемочный контроль……. 156
18 Правила безопасного выполнения строительно-монтажных работ 156

18.1 Общие требования…… 156
18.2 Земляные работы……. 157
18.3 Соединения газопроводов…….. 158
18.4 Монтажные, погрузочно-разгрузочные и изоляционные работы... 159
18.5 Прокладка газопроводов закрытым способом…….. 160
18.6 Монтаж средств ЭХЗ…… 161
18.7 Очистка полости труб газопроводов……. 161
18.8 Испытание газопроводов…… 162
18.9 Врезка газопроводов под давлением……. 163
18.10 Контроль сварных соединений физическими методами……. 164
19 Исполнительная документация…….. 165
19.1 Общие требования…… 165
19.2 Исполнительная проектная документация…… 165
19.3 Исполнительная производственная документация…….. 166
20 Оценка соответствия построенной сети газораспределения ……. 168
20.1 Формы оценки соответствия……..... 168
Приложение А (рекомендуемое) Максимальная допустимая длина испытуемых участков газопроводов……. 171
Приложение Б (рекомендуемое) Контроль сварных соединений физическими методами…… 174
Приложение В (рекомендуемое) Нормы испытания газопроводов…….. 176
Приложение Г (рекомендуемое) Форма акта освидетельствования построенных участков сетей газораспределения…….. 177
Приложение Д (рекомендуемое) Форма строительного паспорта подземного газопровода…… 184
Библиография……. 190

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с Программой стандартизации Национального объединения строителей и направлен на реализацию положений Федерального закона от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации», Федерального закона от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», «Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870,приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 624 «Об утверждении Перечня видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства» и иных законодательных и нормативных актов, действующих в области градостроительной деятельности.

Целью разработки стандарта является установление требований к выполнению строительно-монтажных работ при строительстве подземных газопроводов сетей газораспределения давлением до 1,2 МПа включительно, прокладываемых в обычных условиях.

При разработке стандарта были использованы современные методы производства строительно-монтажных работ.

Авторский коллектив: *д.т.н., А.Л. Шурайц, к.э.н., М.С. Недлин, А.О. Хомутов, Ю.Н. Вольнов, А.В. Бирюков, Н.Я. Игнатьева, В.Н. Матяш, А.Д. Осокин, А.С. Струкова, Л.П. Суворова (ОАО «Гипрониигаз»)*

СТАНДАРТ НАЦИОНАЛЬНОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ СТРОИТЕЛЕЙ

СТРОИТЕЛЬСТВО ПОДЗЕМНЫХ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ ГАЗА ДО 1,2 МПА (ВКЛЮЧИТЕЛЬНО)

Общие требования к организации производства работ, проведению контроля и испытаний

Construction of underground gas distribution networks at gas pressure up to1,2 MPa (inclusive).
General requirements for work organizing, control and test carrying

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на строительство подземных сетей газораспределения, транспортирующие природный газ по ГОСТ 5542 давлением до 1,2 МПа включительно.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к организации производства работ, проведения контроля и испытаний подземных сетей газораспределения (далее газопроводов).

1.3 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к строительству газопроводов из стальных, полиэтиленовых и медных труб.

1.4 Настоящий стандарт не распространяется на строительство газопроводов в особых условиях, приведенных в разделе 5.6 СП 62.13330.

1.5 Настоящий стандарт не распространяется на строительство пунктов редуцирования газа и пунктов учета газа.

2Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения Покрытия лакокрасочные Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

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

ГОСТ 12.4.004-74*Респираторы фильтрующие противогазовые РПГ-67. Технические условия

ГОСТ 12.4.059-89 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Ограждения предохранительные инвентарные. Общие технические условия

ГОСТ 17.5.1.01-83 Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения

ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель

ГОСТ 17.5.3.05-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию

ГОСТ 17.5.3.06-85 Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ

ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

ГОСТ 427-75 Линейки измерительные металлические. Технические условия

ГОСТ 617 -2006 Трубы медные и латунные круглого сечения общего назначения. Технические условия

ГОСТ 1050-88 Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия

ГОСТ 2601-84 Сварка металлов. Термины и определения основных понятий

ГОСТ 2930-62 Приборы измерительные. Шрифты и знаки

ГОСТ 3242-79 Соединения сварные. Методы контроля качества

ГОСТ 4543-71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия

ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины и определения

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 5781-82 Сталь горячекатаная для армирования железобетонных конструкций. Технические условия

ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 7948-80 Отвесы стальные строительные. Технические условия

ГОСТ 9416-83 Уровни строительные. Технические условия

ГОСТ 10157-79 Аргон газообразный и жидкий Технические условия

ГОСТ 10528-90 Нивелиры. Общие технические условия

ГОСТ 10529-96 Теодолиты. Общие технические условия

ГОСТ 12815-80 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на $P_у$ от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2).Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей

ГОСТ 12820-80 Фланцы стальные плоские приварные на $P_у$ от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см^2). Конструкция и размеры

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15180-86 Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры

ГОСТ 15763-2005 Соединения трубопроводов резьбовые и фланцевые на PN($P_у$) до 63 МПа (до около 630 кгс/см^2).Общие технические условия

ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 16038-80 Сварка дуговая. Соединения сварные трубопроводов из меди и медно-никелевого сплава. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 16310-80 Соединения сварные из полиэтилена, полипропилена и винипласта. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия

ГОСТ 19249-73* Соединения паяные. Основные типы и параметры

ГОСТ 19281-89 Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 20426-82 Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения

ГОСТ 22853-86 Здания мобильные (инвентарные). Общие технические условия

ГОСТ 23055-78 Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля

ГОСТ 23407-78 Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия

ГОСТ 23667-85. Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерения основных параметров.

ГОСТ 23949-80 Электроды вольфрамовые сварочные неплавящиеся Технические условия

ГОСТ 24715-81 Соединения паяные. Методы контроля качества

ГОСТ 25100-2011 Грунты Классификация

ГОСТ 26126-84 Контроль неразрушающий. Соединения паяные. Ультразвуковые методы контроля качества

ГОСТ 26589-94. Мастики кровельные и гидроизоляционные. Методы испытаний

ГОСТ 26589-94 Мастики кровельные и гидроизоляционные. Методы испытаний

ГОСТ 26887-86 Площадки и лестницы для строительно-монтажных работ. Общие технические условия

ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования

ГОСТ 55614-2013 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования

ГОСТ Р 12.4.230.1-2007 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты глаз общие. Общие технические требования

ГОСТ Р ИСО 857-1-2009 Сварка и родственные процессы. Словарь. Часть 1. Процессы сварки металлов. Термины и определения

ГОСТ Р ИСО 857-2-2009 Сварка и родственные процессы. Словарь. Часть 2. Процессы пайки. Термины и определения

ГОСТ Р 50838 -2009 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 51872-2002 Документация исполнительная геодезическая Правила выполнения

ГОСТ Р 52318 – 2005 Трубы медные круглого сечения для воды и газа. Технические условия

ГОСТ Р 52760-2007 Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска

ГОСТ Р 52922-2008 Фитинги из меди и медных сплавов для соединения медных труб способом капиллярной пайки. Технические условия

ГОСТ Р 53340-2009 Приборы геодезические Общие технические условия

ГОСТ Р 53865-2010 Сети газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ Р 54808-2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ Р 55809-2013 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров

СП 16.13330.2011 Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*

СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87

СП 49.13330.2010 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования Актуализированная редакция СНиП 12-03-2001

СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002

СП 68.13330.2012 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 3.01.04-87

СП 70.13330.2012 Несущие и ограждающие конструкции. Актуализированная редакция СНиП 3.03.01-87

СП 71.13330.2012 Изоляционные и отделочные покрытия. Актуализированная редакция СНиП 3.04.01-87

СП 82.13330.2012 Благоустройство территорий Актуализированная редакция СНиП III-10-75

СП 126.13330.2012 Свод правил. Геодезические работы в строительстве. Актуализированная редакция СНиП 3.01.03-84

СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве Часть 1. Общие требования

СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство

СТО НОСТРОЙ 2.6.54-2011 Конструкции монолитные бетонные и железобетонные. Технические требования к производству, правила и методы контроля качества

СТО НОСТРОЙ 2.10.64-2012 Организация строительного производства. Сварочные работы. Правила, контроль выполнения и требования к результатам работ.

СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 Освоение подземного пространства. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения

СТО НОСТРОЙ 2.27.124-2013 Освоение подземного пространства. Микротоннелирование. Правила и контроль выполнения, требования к результатам работ

СТО НОСТРОЙ 2.33.51-2011 Подготовка и производство строительных и монтажных работ

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования - на официальных сайтах Национального органа Российской Федерации по стандартизации и НОСТРОЙ в сети Интернет или по ежегодно издаваемым информационным указателям, опубликованным по состоянию на 1 января текущего года. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться новым (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **авторский надзор:** Контроль лица, осуществившего подготовку проектной документации, за соблюдением в процессе строительства требований проектной документации

[Федеральный закон [1], статья 2]

3.2 **аккредитованная лаборатория:** Испытательная (аналитическая) лаборатория, имеющая документы, подтверждающие ее аккредитацию на право выполнения требуемых заказчиком услуг по определению (измерению) показателей и свойств материалов и изделий

3.3 **врезка подземных газопроводов сетей газораспределения в существующие газопроводы:** Технологическое присоединение построенного газопровода к действующему газопроводу сети газораспределения

3.4 **геодезический знак:** Устройство, обозначающее положение геодезического пункта на местности или на конструкциях

[СП 126.13330.2012, пункт Б.3]

3.5 **геодезический контроль:** Инструментальные измерения, проводимые в процессе строительства подземных газопроводов с целью проверки соответствия геодезической разбивки проектной документации, а также соответствия геометрических параметров траншеи, котлована, отметок низа трубы и т.п.

3.6 **геодезическая основа:** Совокупность закрепленных на местности или сооружении геодезических пунктов, положение которых определено в общей для них системе координат

[СП 126.13330.2012, пункт Б.10]

3.7 **запорная арматура (задвижки, краны и т.п.):** Техническое устройство, устанавливаемое на подземных газопроводах, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования, распределения) потоком природного газа путем изменения площади проходного сечения

3.8 **изоляционные работы:** Устройство изоляционного покрытия на газопроводе, обеспечивающее защиту его от вредного влияния агрессивных по отношению к стали грунтов и грунтовых вод, а так же от блуждающих токов

3.9 **исполнительная документация:** Текстовые и графические материалы, отражающие фактическое исполнение проектных решений и фактическое положение газопроводов и сооружений на них в процессе строительства по мере завершения определенных в проектной документации работ

3.10 **испытания:** Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него, при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий

[ГОСТ 16504-81, пункт 1]

3.11 **катодная защита:** Электрохимическая защита металла, осуществляемая катодной поляризацией от внешнего источника тока или путем соединения с металлом, имеющим более отрицательный потенциал чем у защищаемого металла

[ГОСТ 5272-68, пункт 120]

3.12 **контроль сварных соединений** - Проверка соответствия сварного соединения ГОСТ 16037 и проектной документации

3.13 **монтаж:** Комплекс производственных операций, обеспечивающих сборку и укладку газопроводов в траншею

3.14 **непровар:** Дефект в виде несплавления в сварном соединении вследствие неполного расплавления кромок или поверхностей ранее выполненных валиков сварного шва

[ГОСТ 2601-84, пункт 196]

3.15 **обычные условия** - Природные и грунтовые условия, не оказывающие негативного воздействия на подземный газопровод или их воздействие незначительно

3.16 **пайка:** Процесс соединения деталей, при котором используют дополнительный расплавленный материал (припой) с температурой ликвидус ниже, чем температура солидус основного(ых) материала(ов), который смачивает поверхности нагретого(ых) основного(ых) материала(ов) и заполняет узкий зазор между соединяемыми деталями.

[ГОСТ Р ИСО 857-2-2009, пункт 3.1]

Примечание - Этот процесс в основном относится к металлам, но может также относиться к неметаллическим материалам. Химический состав припоя всегда отличается от состава соединяемых деталей.

3.17 **переход подземного газопровода:** Участок газопровода, проложенный под искусственными и естественными преградами (железные и автомобильные дороги, овраги, водные преграды и т.п.)

3.18 **подземный газопровод:** Наружный газопровод, проложенный ниже уровня поверхности земли или в обваловании

[ГОСТ Р 53865-2010, пункт 26]

3.19 **прокладка газопровода:** Технологический процесс, обеспечивающий размещение газопровода под землей в соответствии с проектной документацией

3.20 **сварка металлов:** Технологический процесс соединения металла(ов) при таком нагреве и/или давлении, в результате которого получается непрерывность структуры соединяемого(ых) металла(ов)

[ГОСТ Р ИСО 857-1-2009, пункт 3.1]

Примечание - Может использоваться или не использоваться присадочный металл, температура плавления которого того же порядка, что и у основного металла (ов); результатом сварки является сварное соединение

3.21 **сеть газораспределения -** Единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя наружные газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, расположенные на наружных газопроводах, и предназначенный для транспортировки природного газа от отключающего устройства, установленного на выходе из газораспределительной станции, до отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления (в том числе сети газопотребления жилых зданий)

[Технический регламент [2], пункт 7]

3.22 **соединения газопроводов:** Конструкционный узел, предназначенный для соединения различных частей газопроводов между собой или присоединения их к техническим устройствам и обеспечивающий гидравлическую связь между ними

3.23 **сооружения на подземных газопроводах:** Колодцы, коверы, контрольные трубки, конденсатосборники и опознавательные знаки

3.24 **средство временной противокоррозионной защиты:** Вещество, материал или устройство, обеспечивающее временную противокоррозионную защиту

3.25 **строительно-монтажные работы; СМР:** Работы по возведению новых объектов сетей газораспределения

3.26 **строительная полоса:** Линейно-протяженная строительная площадка, в пределах которой выполняется весь комплекс строительства подземных сетей газораспределения

3.27 **строительство:** Создание зданий, строений, сооружений (в том числе на месте сносимых объектов капитального строительства).

[Федеральный закон [3], статья 1 часть13]

Примечание - Данный термин в контексте настоящего стандарта используется только в отношении газопроводов и сооружений на них

3.28 **строительно-разбивочные работы:** Вынос в натуру от пунктов геодезической разбивочной основы с заданной точностью осей и отметок реперов, определяющих в соответствии с проектной документацией положение в плане и по сети газораспределения

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

[Правила [4], пункт 3]

3.30 **укладочные работы:** Процесс укладки изолированных газопроводов в траншею с помощью грузоподъемных механизмов или вручную с последующей изоляцией стыков, выполненных в траншее

3.31 **условия прокладки газопровода:** Факторы, влияющие на выбор способа прокладки (траншейный бестраншейный) и условий строительства (стесненные и обычные)

3.32 **электрохимическая защита:** Защита металла от коррозии, осуществляемая поляризацией от внешнего источника тока или путем соединения с металлом (протектором), имеющим более отрицательный или более положительный потенциал, чем у защищаемого металла

[ГОСТ 5272-68, пункт 118]

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

ВИК –	Визуальный и измерительный контроль
ЗН	Закладные нагреватели
КИП	Контрольно-измерительный пункт
ЛЭП –	Линии электропередач
МТПК	Микротоннелепроходческий комплекс
НКПРП	Нижний концентрационный предел распространения пламени
ПОС –	Проект организации строительства
ППР –	Проект производства работ
СМР –	Строительно-монтажные работы
УВГЗ –	Устройство выхода газопровода из земли
УКЗ	Установка катодной защиты
ЩММ	Щитовая микромашина
ЭХЗ –	Электрохимическая защита

5 Общие положения

5.1 При строительстве подземных газопроводов должны выполняться следующие работы:

– подготовительные (раздел 6);

– особенности производства работ в охранных зонах других линейных сооружений (раздел 7);

– земляные (раздел 8);

– монтажные, изоляционные и укладочные (раздел 9);

– прокладка газопроводов закрытыми способами (раздел 10);

– монтаж сооружений на газопроводах (раздел 11);

– соединение газопроводов и контроль соединений (разделы 12, 13);

– строительство и монтаж средств ЭХЗ (раздел 14);

– испытание газопроводов (раздел 15);

– врезка газопроводов в существующие газопроводы (раздел 16).

5.2 На каждом этапе должен осуществляться контроль выполнения работ, требования к которому содержатся в соответствующих разделах настоящего стандарта, выполняется исполнительная документация (требования к содержанию исполнительной документации приведены в разделе 19), оформляется паспорт газопровода по приложению Д.

5.3 При выполнении строительно-монтажных работ должны соблюдаться правила безопасности, приведенные в разделе 18.

5.4 Перед началом работ необходимо осуществлять входной контроль всех поступающих на строительную площадку труб, соединительных деталей, технических устройств, изделий и материалов в соответствии с нормативными документами, приведенными в проектной документации.

5.5 В процессе строительства должны вестись:

– общий журнал работ, в котором отражаются последовательность, сроки выполнения и условия выполнения работ, а также сведения о строительном контроле;

– специальные журналы работ, в которых отражается выполнение отдельных видов работ и ведется учет выполнения работ.

Формы журналов приведены в Руководящем документе [5].

5.6 При производстве работ должен проводиться операционный контроль, который заключается в проверке соответствия выполняемых работ требованиям проектной и нормативной документации.

Предусмотренные при производстве работ допуски, указанные в настоящем стандарте, не должны приводить к нарушению требований нормативной документации.

Приборы и инструменты (за исключением простейших щупов, шаблонов), предназначенные для контроля работ и материалов, должны быть заводского изготовления, соответствовать ГОСТ или ТУ, иметь техническую документацию предприятий-изготовителей и быть включены в реестр средств измерений. Приборы должны быть поверены и отъюстированы.

5.7 Строительство сетей газораспределения должно вестись в соответствии с проектной (рабочей) и нормативной документацией, ППР и настоящим стандартом.

5.8 Строительство газопроводов следует вести по принципу гибкой технологии и организации, с использованием технологического оборудования, строительной техники и оснастки применительно к разным диаметрам и назначениям газопроводов.

5.9 При строительстве сетей газораспределения следует предусматривать:

– технические решения, обеспечивающие безаварийное строительство;
– соблюдение санитарных норм и правил;
– выполнение правил охраны труда;
– требования пожарной безопасности;
– применение, технологий строительства, оборудования и механизмов.

5.10 ППР, а также иные документы, в которых содержатся решения по организации строительного производства и технологии строительно-монтажных работ, должны быть утверждены руководителем строительно-монтажной организации.

5.11 ППР допускается не разрабатывать при строительстве участка газопровода протяженностью до 200 м.

5.12 ППР в полном объеме должен разрабатываться при строительстве на городской территории. В остальных случаях (на территории сельских населенных пунктов, вне территории поселений) допускается разрабатывать ППР в неполном объеме (пункт 5.14).

5.13 ППР в полном объеме включает в себя:

– календарный план производства работ;

– строительный генеральный план;

– график поступления на объект строительства технических устройств, труб, изделий, материалов;

– график движения рабочих кадров;

– график движения основных строительных машин;

– технологические карты на выполнение видов работ согласно Методическим рекомендациям [6];

– схемы размещения геодезических знаков;

5.14 ППР в неполном объеме включает в себя:

– строительный генеральный план;

– технологические карты на выполнение отдельных видов работ;

– схемы размещения геодезических знаков.

5.15 К ППР должна быть приложена пояснительная записка, содержащая решения по производству геодезических работ, решения по прокладке временных сетей водо-, тепло-, энергоснабжения и освещения строительной площадки и рабочих мест; обоснования и мероприятия по применению мобильных форм организации работ, режимы труда и отдыха; решения по производству работ, включая зимнее время; потребность в энергоресурсах; потребность и привязка городков строителей и мобильных (инвентарных) зданий; мероприятия по обеспечению сохранности материалов, изделий, конструкций и оборудования на строительной площадке; природоохранные мероприятия; мероприятия по охране труда и безопасности в строительстве; технико-экономические показатели.

5.16 Исходными материалами для разработки ППР являются:

– проектная и рабочая документация (в том числе ПОС);

– отчеты по инженерным изысканиям;

– условия поставки труб, готовых изделий, материалов и технических устройств, использования строительных машин и транспортных средств, обеспечения рабочими кадрами строителей по основным профессиям, применения бригад-

ного подряда на выполнение работ, производственно-технологической комплектации и перевозки строительных грузов, а в необходимых случаях также условия организации.

5.17 В ППР не допускаются отступления от ПОС без согласования с разработчиком проектной документации.

5.18 В случае если ППР на строительство данного объекта не разрабатывается, решения по технике безопасности оформляются в виде отдельного документа (документов).

5.19 Осуществление авторского и технического надзора не снимает ответственности со строительно-монтажных организаций и заказчика за качество строительно-монтажных работ и их соответствие проектно-сметной документации.

6 Подготовительные работы

6.1 Общие требования

6.1.1 Подготовительные работы к производству строительно-монтажных работ должны включать:

– создание геодезической разбивочной основы;

– входной контроль проектной и рабочей документации, труб и соединительных деталей, технических устройств, материалов и изделий, и по его результатам составлены документы, подтверждающие их пригодность в строительстве;

– подготовку строительной полосы.

6.1.2 При подготовительных работах должно проверяться соблюдение установленных в соответствии с ГОСТ или ТУ норм и правил складирования и хранения применяемых материалов и технических устройств. В случае, если в ходе проверки соблюдения правил складирования и хранения выявлены нарушения установленных норм и правил (например: хранения при более низких или более высоких температурах, предусмотренных технической документацией; отсутствие прокладок между трубами при укладке их штабелями; недопустимая высота штабеля

и т.п.), применение для строительства материалов и технических устройств, хранившихся с нарушением и имеющих при этом истекший гарантийный срок эксплуатации, не допускается впредь до подтверждения соответствия показателей их качества требованиям проектной документации, документации в области технического регулирования и стандартизации.

6.2 Создание геодезической разбивочной основы

6.2.1 Геодезическая разбивочная сеть для строительства газопровода создается в виде линий, параллельных трассам, с расположением их в местах, где обеспечивается их долговременная сохранность (пункт 5.8 СП 126.13330) с привязкой к имеющимся в районе строительства пунктам государственных геодезических сетей, пунктам сетей, имеющих координаты и отметки в системах координат субъектов Российской Федерации или к постоянным ориентирам.

6.2.2 Плановые (осевые) знаки, определяющие ось трассы газопровода, устанавливаются:

– в начале и конце трассы газопровода;

– на углах поворота трассы газопровода;

– на прямолинейных участках в пределах их видимости, но не реже чем через 500 м;

– в местах установки отключающих устройств, средств электрохимической защиты и других сооружений;

– на переходах через естественные и искусственные преграды;

– в местах пересечения с существующими сетями инженерно-технического обеспечения;

– в местах разработки котлованов при бестраншейной прокладке газопроводов.

6.2.3 Типы и конструкции знаков закрепления осей приведены в приложении к СП 126.13330.

6.2.4 Работы по построению геодезической разбивочной основы следует выполнять согласно разработанному проекту производства геодезических работ (ППГР) в соответствии с СП 126.13330.

6.2.5 Метод построения разбивочной основы (триангуляции, полигонометрии, линейно-угловые построения, спутниковые), обеспечивающий необходимую точность построения в соответствии с таблицей 1 СП 126.13330, определяется в ППГР.

6.2.6 Геодезические работы при строительстве газопроводов следует выполнять преимущественно лазерными приборами (ГОСТ Р 53340).

6.2.7 В результате геодезических разбивочных работ должны быть оформлены разбивочные чертежи, каталоги координат и отметок исходных пунктов, каталоги проектных и фактических координат и отметок, чертежи геодезических знаков в соответствии с пунктом 5.4 СП 126.13330.

6.2.8 Разбивочные работы в процессе строительства предусматривают вынос в натуру осей газопровода от пунктов геодезической разбивочной основы оси газопровода. Перед выполнением разбивочных работ исполнитель должен проверить неизменность положения знаков, определяющих местоположение трассы газопровода, путем повторных измерений элементов сети. Правильность выполнения разбивочных работ проверяется согласно правилам, изложенным в СП 126.13330.

6.3 **Входной контроль**

6.3.1 Входной контроль включает в себя:

– входной контроль проектной документации;

– входной контроль геодезической разбивочной основы;

– входной контроль труб, соединительных деталей, технических устройств, изделий и материалов.

6.3.2 **Входной контроль проектной документации**

6.3.2.1 При входном контроле проектной документации проверяются:

– комплектность проектной и рабочей документации в объеме, необходимом и достаточном для производства работ;

– наличие в исходных данных пояснительной записки проектной документации проекта планировки и проекта межевания с приложенными постановлениями органов местного самоуправления о предоставлении земельного участка для строительства и актом выбора земельного участка для строительства, утвержденным решением органа местного самоуправления;

– наличие утверждения проектной документации заказчиком и согласований с заинтересованными организациями в случае отступлений от технических условий;

– соответствие границ стройплощадки на строительном генеральном плане, приведенном в разделе ПОС проектной документации, установленным сервитутам;

– наличие в проектной и рабочей документации ссылок на ГОСТ и технические условия;

– наличие требований к фактической точности контролируемых параметров, приведенной в проектной и рабочей документации;

– наличие разрешительных документов на материалы, изделия и технические устройства;

– техническая оснащенность и технологические возможности организации при выполнении работ в соответствии с проектной документаций;

– достаточность состава перечня актов освидетельствования скрытых работ и приемки ответственных строительных конструкций.

6.3.2.2 Проектная и рабочая документация должна быть допущена к производству работ заказчиком с подписью ответственного лица путем постановки штампа на каждом листе (СП 68.13330).

6.3.3 **Входной контроль геодезической разбивочной основы**

6.3.3.1 Представленная геодезическая разбивочная основа проверяется на соответствие установленным требованиям к точности построения и измерения, надежности закрепления знаков на местности согласно СП 126.13330.

6.3.3.2 Знаки геодезической разбивочной основы для строительства, их координаты, отметки, места установки и способы закрепления в натуре должны соответствовать предоставленной технической документации (пункт 6.2.7).

6.3.3.3 Геодезический контроль точности геометрических параметров разбивочных работ выполняется двойными измерениями и заключается:

– в инструментальной проверке (СП 126.1330);

– в исполнительной геодезической съемке (ГОСТ Р 51872).

6.3.3.4 При входном контроле геодезической разбивочной основы следует провести рекогносцировочные работы, при которых проверяется соответствие фактического размещения зданий и сооружений с приведенным в отчете по инженерным изысканиям. В случае выявления несоответствий, на чертежи проектной и рабочей документации следует нанести выявленные уточнения в съемке и направить заказчику для подтверждения намеченной трассы или внесения в нее изменений. По результатам контроля составляется акт приемки геодезической разбивочной основы, форма которого приведена в приложении Д СП 126.13330.

6.3.4 **Входной контроль труб, соединительных деталей, технических устройств, изделий и материалов**

6.3.4.1 При входном контроле должна быть проведена проверка:

– на соответствие проектной документации поставляемых на строительную площадку труб, соединительных деталей и технических устройств;

– наличия сертификатов качества на трубы и соединительные детали, на технические устройства – сертификат соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза [7] или иная форма соответствия (заключение экспертизы промышленной безопасности), согласно Федеральному закону [8], если иная форма оценки соответствия технического устройства не установлена;

– соответствия труб, соединительных деталей, технических устройств условным обозначениям, указанным на них;

– контроль наружных диаметров, толщин стенок.

6.3.4.2 Трубы при входном контроле (приемке), разбраковке и освидетельствовании проверяют на соответствие указанных в сертификатах (паспортах) показателей химического состава и механических свойств металла ТУ или ГОСТ и соответствие ГОСТ 15150.

Визуальным контролем проверяют:

– наличие маркировки и соответствие ее имеющимся сертификатам (паспортам);

– отсутствие недопустимых вмятин, задиров и других механических повреждений, металлургических дефектов и коррозии;

– отсутствие на торцах забоин, вмятин, наличие разделки под сварку;

Инструментальным контролем с помощью измерительных приборов (штангенциркуль, линейка, рулетка) проверяют:

– толщину стенки по торцам;

– овальность по торцам;

– кривизну труб;

– косину реза торцов труб;

– отсутствие расслоений на концевых участках труб;

– размеры обнаруженных забоин, рисок, вмятин на теле и на торцах.

Трубы считаются пригодными при условии, что:

– они соответствуют требованиям технических условий и стандартов на поставку и имеют заводскую маркировку и сертификаты;

– отклонения наружного диаметра труб на длине не менее 200 мм от торца не превышают для труб номинальным диаметром до DN800 включительно предельных величин, регламентируемых соответствующими ГОСТ и ТУ, а для труб номинальным диаметром свыше DN800 - ± 2 мм;

– отклонения толщины стенки по торцам не превышают предельных значений, регламентируемых соответствующими ГОСТ и ТУ. Толщину стенки трубы измеряют микрометром с обоих концов трубы с погрешностью не более 0,01 мм в четырех равномерно распределенных по окружности точках;

– овальность бесшовных труб не выводит их наружный диаметр за предельные отклонения, а электросварных труб номинальным диаметром DN426 и более не превышает 1% номинального наружного диаметра (при этом овальность определяется как отношение разности величин наибольшего и наименьшего измеренных диаметров торца обследуемой трубы к номинальному диаметру). Овальность труб определяют микрометром или штангенциркулем;

– кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна - не более 0,2% длины трубы;

– косина реза торцов труб не превышает 2,0 мм;

– на концевых участках труб отсутствуют расслоения любого размера, выходящие на кромку или поверхность трубы;

– глубина царапин, рисок и задиров на поверхности труб (деталей, арматуры) не превышает 0,2 мм; на теле и на торцах трубы отсутствуют вмятины;

– в местах, пораженных коррозией, толщина стенки трубы не выходит за пределы минусовых допусков.

6.3.4.3 Контроль изолированных в заводских или базовых условиях труб производится специальной лабораторией, укомплектованной необходимыми приборами, оборудованием, методиками испытаний.

6.3.4.4 Основными контролируемыми показателями являются:

– толщина покрытия;

– диэлектрическая сплошность;

– адгезия покрытия к трубе;

– ударная прочность покрытия и другие параметры, предусмотренные ГОСТ 9.602.

6.3.4.5 Качество изоляционного покрытия определяют внешним осмотром, адгезию к стали контролируют приборным методом (адгезиметром), сплошность покрытия – приборным методом неразрушающего контроля (дефектоскопом) ударную прочность – с помощью ударного приспособления (ГОСТ Р 51164).

6.3.4.6 Контроль адгезии необходимо осуществлять на 2% труб, а также в местах, вызывающих сомнение при нанесении изоляционного покрытия в заводских или базовых условиях и всех изолируемых участков в трассовых условиях.

6.3.4.7 При контроле запорной арматуры необходимо проверять:

– наличие эксплуатационной документации, подтверждающей проведение заводом-изготовителем испытаний на прочность и герметичность;

– соответствие климатического исполнения требованиям ГОСТ 15150 и проектной документации;

– соответствие маркировки и отличительной окраски ее назначению, материалу, а также наличие стрелки, указывающей направление движения продукта ГОСТ Р 52760;

– комплектность (наличие ответных фланцев и крепежных деталей специального назначения);

– плавность и легкость хода шпинделя и запорных устройств, затяжку сальников;

– наличие заглушек на проходных отверстиях и уплотнительных поверхностях фланцев и отсутствие повреждений уплотнительных поверхностей;

– наличие на фланцах отверстий под болты и шпильки;

– отсутствие трещин на корпусах и крышках.

6.3.4.8 Арматура, на которую истек гарантийный срок, указанный в технических условиях, а при отсутствии такого указания - по истечении года после изготовления, может быть принята в монтаж только после проведения ревизии (удаление консервирующей смазки, проверка сальниковых и прокладочных уплотнений, ход штока и т.д.), исправления дефектов, испытаний, а также других работ, предусмотренных эксплуатационной документацией. Результаты проведенных работ должны быть занесены в формуляры, паспорта и другую сопроводительную документацию.

6.3.4.9 При контроле компенсаторов (линзовых, сильфонных) необходимо проверять:

– комплектность - наличие стяжного устройства (если оно положено), ответных фланцев, прокладок и крепежных деталей (для фланцевых компенсаторов), инструкции, паспорта;

– отсутствие механических повреждений на корпусе и стяжных устройствах;

– соответствие компенсирующей способности компенсатора, приведенной в паспорте, проекту.

6.3.4.10 При контроле фланцев, прокладок, опор и болтов (шпилек) с гайками необходимо проверить их комплектность, отсутствие механических повреждений уплотнительных поверхностей фланцев и резьб болтов и шпилек.

6.3.4.11 При контроле электродов, флюсов, проволоки и т.п. проверяется:

– наличие сертификатов качества и сертификатов соответствия предприятия-изготовителя (фирмы);

– сохранность упаковки;

– соответствие диаметра электродов и проволоки указанному в сертификате;

– внешний вид электродов и проволоки:

а. отсутствие поверхностных дефектов, следов ржавчины на поверхности проволоки и электродных стержней;

б. разнотолщинность покрытия электродов.

6.3.4.12 При контроле узлов и изделий ЭХЗ заводского изготовления и отдельных блоков следует проверять:

– соответствие оборудования, изделий и материалов проектной документации, ГОСТ или Техническим условиям;

– наличие на изделия заводского изготовления соответствующих сертификатов, технических паспортов, удостоверяющих качество оборудования, изделий и материалов;

– отсутствие дефектов на оборудовании, материалах и т.п.

6.3.4.13 Изоляционные материалы (грунтовки, битумные мастики, рулонные изоляционные, армирующие и защитные материалы) должны проходить

входной контроль на соответствие требованиям ГОСТ и Технических условий.

6.3.4.14 При входном визуальном контроле сборных бетонных и железобетонных изделий (сборные железобетонные конструкции колодцев) проверяется:

– наличие накладной, соответствие данных накладной фактическому обозначению изделий;

– отсутствие дефектов изделий (трещин, сколов, раковин);

– соответствие конструкций проектной документации;

– соответствие класса бетона по плотности, морозостойкости, водонепроницаемости и другим показателям, указанным в проектной документации.

6.3.4.15 По результатам входного контроля составляется заключение о соответствии продукции установленным требованиям и заполняется журнал учета результатов входного контроля, форма которого приведена в Рекомендации [9].

6.4 Подготовка строительной полосы

6.4.1 После приемки представленной документации проводятся следующие подготовительные работы:

– разработка на основе раздела ПОС, входящего в состав проектной документации, ППР, требования к которому приведены в разделе 5;

– устройство временных автомобильных дорог, при необходимости, рекомендуется предусматривать для обеспечения, наряду с существующими постоянными дорогами, подъезда транспорта и строительных машин к местам прокладки газопровода бесперебойного подвоза материалов и оборудования. Временные дороги могут предусматриваться с одно или двухсторонним движением. При тупиковых дорогах следует предусматривать площадки для разворота транспорта;

– обустройство строительных площадок бытовыми зданиями, оборудованными гардеробами, санитарно-техническими узлами. При строительстве газопроводов вне территории поселений бытовые здания рекомендуется строить сборно-разборные из инвентарных конструкций заводского изготовления в соответствии с ГОСТ 22853 по возможности ближе к месту строительно-монтажных работ. При

строительстве газопроводов на территории поселений, допускается использовать передвижные фургоны;

– устройство навесов и строительство закрытых складов для хранения изделий, материалов, технических устройств, на которые влияют атмосферные осадки, солнечные лучи и т.п. Подготовка складских площадок к приему строительных материалов, изделий и технических устройств. Площадки располагают в местах удобных для подъезда транспорта, кранов. Они должны быть спланированы и защищены от затопления поверхностными водами и максимально приближены к месту производства строительно-монтажных работ;

– прокладка временных сетей инженерно-технического обеспечения, необходимых для выполнения строительно-монтажных работ;

– снос зданий и сооружений, предусмотренный проектной документацией. Организация работ по сносу зданий и сооружений приведена в СТО НОСТРОЙ 2.33.51;

– перекладка существующих сетей инженерно-технического обеспечения, заложенная в проектной документации и согласованная с заинтересованными организациями, с привлечением, при необходимости, специализированных организаций.

– расчистка строительной полосы для прокладки газопровода, выполняется в соответствии с ППР. Ширина расчистки территории должна обеспечивать рабочую зону для строительства, достаточную для размещения землеройных машин, строительных материалов, трубоукладчиков и т.д. На территориях, занятых зелеными насаждениями производится валка и разделка стволов, уборка пней и кустарников, очистка растительного слоя от корней в соответствии с СП 82.13330.

Вырубка и пересадка зеленых насаждений может производиться в соответствии с Федеральным законом [10];

– разметка контуров траншеи и котлованов производится посредством забивки колышков по границам траншеи и котлованов в характерных точках, в ме-

стах изменения ширины траншеи, на прямых участках не реже 50 м. При прохождении трассы газопровода под усовершенствованными покрытиями производится разметка границ вскрытия дорожных покрытий. Асфальтобетонные покрытия дорог и тротуаров разбирается путем вырубки или взламывания его и вывозки для последующей переработки. Цементно-бетонные покрытия и основания под покрытия разламываются бетоноломными машинами с вывозкой бетонного лома;

– устройства ограждений строительной площадки, расположенной на территории поселений, установка предупредительных знаков в пределах видимости, но не реже 50м. В местах интенсивного движения транспорта и пешеходов на ограждении должны быть установлены красные фонари.

6.4.2 При прокладке газопроводов под железными и автомобильными дорогами и трамвайными путями открытым способом необходимо, по согласованию с заинтересованными организациями, предусмотреть установку знаков с ограничением скорости движения, а для автомобильных дорог о запрещении движения.

6.4.3 Места складирования материалов, если они вынесены за общее ограждение, также ограждаются. Ограждают деревья и кустарники, расположенные в полосе строительства. Ширина ограждаемой полосы строительства определяется в ППР в зависимости от ширины рабочей зоны.

6.4.4 Работы по подготовке строительной площадки в охранных зонах и полосах отвода других линейных сооружений осуществляются согласно требованиям, приведенным в разделе 10 настоящего стандарта.

6.4.5 Размер строительной полосы, места складирования материалов и изделий (труб, фасонных частей, арматуры и т.п.), потребность в основных строительных машинах и механизмах, их размещение на площадке строительства определяются в соответствии с ПОС и ППР.

Способы хранения труб на строительной площадке (в штабелях, пакетах и бухтах) должны исключать их повреждение и повреждение изоляционного покрытия. Концы труб должны быть защищены заглушками, исключающими загрязнение внутренней полости трубы и попадания в нее посторонних предметов.

Медные трубы, соединительные детали к ним и припои необходимо транспортировать и хранить в соответствии с ГОСТ Р 52318, ГОСТ 617, ГОСТ Р 52922 и техническими условиями.

Полиэтиленовые трубы и соединительные детали к ним необходимо транспортировать и хранить в соответствии с ГОСТ Р 50838, ГОСТ 18599 и техническими условиями.

Хранение стальных труб в штабелях осуществляется с применением мягких междурядных подкладок, прокладок и стоек с эластичными накладками и т.п.

Нижний ряд каждого штабеля должен быть уложен на спланированную площадку, оборудованную инвентарными подкладками с устройствами (упорами), исключающими раскатывание труб.

Трубы укладываются «в седло» и закрепляются по рядам.

Высота штабеля труб при укладке их «в седло» определяется в зависимости от числа рядов труб по формуле:

$$H = D\,(0{,}866\,n + 0{,}134) \qquad (1)$$

где H - высота штабеля труб, м;

D - диаметр труб, м;

n - число рядов труб.

Укладка в один штабель труб разного диаметра не допускается.

Изолированные трубы должны укладываться в штабеля, отстоящие один от другого не менее чем на 1 м.

Детали газопроводов и запорная арматура должны храниться в складских помещениях или под навесами (укрытиями). При хранении и транспортировании задвижек их затворы должны быть плотно закрыты, а при транспортировании кранов - находиться в открытом состоянии. Соединительные детали газопроводов рекомендуется транспортировать и хранить в специальных ящиках, контейнерах под навесом.

7 Строительство газопроводов в охранных зонах, полосах отвода других линейных сооружений и лесах

7.1 Строительство подземных газопроводов в пределах охранных зон должно осуществляться на основании технических условий, выданных заинтересованными организациями, и с учетом норм приведенных:

– в Правилах [11], устанавливающих охранные зоны для объектов электросетевого хозяйства;

– в Правилах [12], устанавливающих охранные зоны для линий и сооружений связи и радиофикации;

– в Правилах [13], устанавливающих полосы отвода и охранных зон железных дорог;

– в Правилах [14], устанавливающих полосы отвода охранные зоны автомобильных дорог;

– в Федеральном законе [10], устанавливающем требования при строительстве газопроводов по территории занятой лесными насаждениями;

– в Правилах [15], устанавливающих охранные зоны магистральных трубопроводов;

– в Положениях [16], устанавливающих требования при строительстве газопроводов в пределах водоохранных зон водных объектов.

7.2 Место расположения существующих подземных сооружений должно быть уточнено по всей длине при параллельной прокладке и в местах пересечения со строящимся подземным газопроводом и обозначено вешками высотой 1,5 - 2 м, которые устанавливаются на прямых участках трассы через 10 - 15 м у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м на всех поворотах трассы, а также на границах разрытия грунта, где работы должны выполняться ручным способом.

7.3 До обозначения трассы вешками и прибытия представителя предприятия, эксплуатирующего кабельную линию связи, проведение земляных работ не допускается.

7.4 Помимо вешек может быть установлен предупредительный знак, изготавливаемый и устанавливаемый в соответствии с ПОС.

7.5 По результатам работы по уточнению местоположения подземных сооружений составляется акт. В акте должно быть указано, какие и в каком количестве вырыты шурфы, количество установленных вешек и предупредительных знаков.

7.6 Производители работ до начала работ в охранных зонах должны быть ознакомлены с расположением существующих трасс и подземных сооружений, их обозначением на местности и проинструктированы о порядке производства земляных работ ручным или механизированным способом, обеспечивающим сохранность сооружений.

7.7 Работы в охранных зонах должны выполняться в присутствии прораба или мастера.

7.8 Перед началом работ по строительству подземных газопроводов по территориям, занятым лесными насаждениями следует выполнить работы по очистке территории от деревьев и кустарников в границах, предусмотренных ПОС.

8 Земляные работы

8.1 Общие требования к земляным работам

8.1.1 Производство земляных работ должно выполняться после подготовительных работ территории трассы газопроводов, предусмотренных в разделе 6 данного документа.

8.1.2 В состав земляных работ входят:

– рекультивация земель;

– разработка траншей под газопроводы и кабели ЭХЗ, а также котлованы при закрытом способе прокладки газопроводов и под сооружения на них;

– засыпка траншей после укладки газопроводов.

8.2 Рекультивация земель

8.2.1 Рекультивация земель, нарушенных при строительстве подземных газопроводов, должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.3.04 и в соответствии с проектной документацией.

8.2.2 Рекультивация нарушенных земель должна выполняться в два последовательных этапа - технический и биологический в соответствии с ГОСТ 17.5.1.01.

8.2.3 Технический этап рекультивации включает в себя снятие плодородного слоя, которое должно выполняться роторным экскаватором. Допускается выполнять операции по снятию плодородного слоя почвы в немерзлом состоянии продольными проходами бульдозеров на ширину ножей, но не менее 3,5 м для трубопроводов диаметром до 820 мм.

Плодородный слой почвы мощностью менее 20 см в немерзлом состоянии должен сниматься продольными проходами бульдозеров.

При этом ширину полосы рекультивации следует принимать на 1 м больше, чем при использовании роторного экскаватора.

Для снятия плодородного слоя почвы в мерзлом состоянии следует использовать роторные экскаваторы.

8.2.4 На участках, где ширина верха траншей, выемок и насыпей превышает 3,5 м (углы поворота, подходы к переходам, крановые узлы, участки с мерзлыми грунтами, требующими предварительного разрыхления механическими рыхлителями) плодородный слой почвы должен быть снят со всей подлежащей разработке площади до начала земляных работ (срезка, планировка, рытье широких траншей, котлованов, отсыпка насыпей и т.п.).

8.2.5 Плодородный слой почвы должен быть снят и перемещен в отвал хранения на одну или обе стороны зоны земляных работ на расстояние, обеспечивающее

размещение и возвращение минерального грунта на нарушаемую площадь, не допуская при этом перемешивания его с плодородным слоем почвы.

После перемещения плодородного слоя почвы в случае образования выемок и насыпей их откосы должны быть укреплены в соответствии с проектной документацией.

8.2.6 На участках с низкой несущей способностью грунтов следует снимать плодородный слой почвы с полосы шириной не менее 3,5 м одноковшовыми экскаваторами с укладкой его в отвал на полосу монтажных работ и разравниванием.

8.2.7 В случае необходимости прокладки для осушения участка трассы дренажных канав или колодцев водосборников плодородный слой почвы и минеральный грунт следует последовательно укладывать по разные их стороны, а возвращать минеральный грунт и плодородный слой почвы в обратной последовательности.

8.2.8 Работы по снятию плодородного слоя почвы должны выполняться как в холодное, так и теплое время года, а работы по его возвращению только в теплое (безморозное) время года.

8.2.9 Нормы снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ устанавливаются ГОСТ 17.5.3.06 и проектной документацией.

8.2.10 Запрещается использовать плодородный слой почвы для устройства перемычек, подсыпок и других постоянных и временных земляных сооружений.

8.2.11 Отвал почвы должен укладываться на полосу земляных работ на расстоянии 5-7 м от края полосы рекультивации до середины отвала. После технической рекультивации производится рытье траншей.

8.2.12 Возвращение плодородного слоя почвы следует выполнять бульдозерами, перемещающими его из отвала хранения, распределяющими и выполняющими окончательную планировку продольными проходами.

8.2.13 После завершения работ включая и благоустройство территории на всей строительной площадке, излишний плодородный слой почвы должен использоваться для улучшения малопродуктивных угодий. Рекультивация земель по

направлениям их целевого использования предусматривается проектной документацией и в соответствии с ГОСТ 17.5.1.02.

8.2.14 Биологический этап рекультивации, осуществляемый после технической рекультивации, должен включать в себя комплекс агротехнических мероприятий в соответствии с проектной документацией и ГОСТ 17.5.3.05, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств.

8.2.15 Состав и объем работ по биологической рекультивации определяется в зависимости от направления рекультивации (создание сельскохозяйственных угодий, лесных насаждений, декоративно-озеленительного комплекса и т.д.).

8.2.16 Работы по выполнению технической рекультивации должны производиться силами строительной организации.

8.2.17 Работы по биологической рекультивации должны производиться силами землепользователей за счет средств, предусмотренных сметой на рекультивацию, включаемой в сводную смету строительства.

8.2.18 Плодородные земли приводятся в пригодное состояние, как правило, в процессе строительных работ на трубопроводах, а при невозможности этого – не позднее чем в течение года после завершения всего комплекса работ (по согласованию с землепользователем). Все работы должны быть закончены в течение срока отвода земель под строительство.

8.2.19 При бестраншейной прокладке газопроводов и кабелей ЭХЗ проведение работ по рекультивации не требуется.

8.3 Разработка траншеи и котлованов

8.3.1 Разработка траншей и котлованов должна выполняться на основании ППР и наряда-задания машинистам землеройных машин на производство работ, письменного разрешения на право производства земляных работ в зоне расположения сетей инженерно-технического обеспечения, выданного организацией, ответственной за эксплуатацию этих сетей, а на землях сельскохозяйственного назначения и разрешения землепользователей.

Ширина траншеи, глубина выемки, высота насыпи, крутизна откосов определяются проектной документацией.

8.3.2 Перед разработкой траншей следует произвести снятие плодородного слоя.

8.3.3 Разработка траншеи должна производиться землеройной техникой или вручную. При отсутствии у строительной организации землеройной техники, предусмотренной проектной документацией, допускается использование иной строительной техники по согласованию с проектной организацией.

8.3.4 Разработка траншеи должна производиться одноковшовым экскаватором:

– на участках с выраженной холмистой местностью (или сильнопересеченной), прерывающейся различными преградами;

– на участках кривых вставок трубопровода;

– при работе в грунтах с включением валунов;

– на участках повышенной влажности;

– в местах, где невозможно или нецелесообразно использовать роторный экскаватор;

– на участках, определенных проектной документацией.

8.3.5 На участках со спокойным рельефом местности, на отлогих возвышенностях, на подножьях и на затяжных склонах гор работы могут производиться роторным траншейным экскаватором.

Для разработки широких траншей с откосами должны применяться одноковшовые экскаваторы, оборудованные драглайном.

8.3.6 С целью возможности комплексного ведения работ необходимо контролировать сменный темп разработки траншей, который должен соответствовать сменному темпу изоляционно-укладочных работ, а при заводской изоляции - темпу изоляции стыков труб и укладки готового трубопровода в траншею. Разработка траншей в задел, как правило, не допускается.

8.3.7 Грунт, вынутый из траншеи, следует укладывать в отвал с одной стороны траншеи со стороны повышенного рельефа на расстоянии не ближе 0,5 м от края,

оставляя другую сторону свободной для передвижения транспорта и производства прочих работ.

8.3.7.1 Глубокие траншеи (глубина которых превышает максимальную глубину копания экскаватора данной марки) должны разрабатываться экскаваторами в комплексе с бульдозерами.

8.3.7.2 Траншеи в песчаных грунтах должны разрабатываться бульдозерами, скреперами, одноковшовыми и роторными экскаваторами. Неглубокие траншеи (до 1,2 м – в сыпучих грунтах и до 1,5 м – во влажных) допускается разрабатывать бульдозерами продольно-поперечным способом.

8.3.7.3 При устройстве глубоких траншей в сыпучих песках должен применяться комбинированный способ разработки грунта. Верхний слой грунта (глубиной до 1,0 м) разрабатывается бульдозерами, а остальная часть до проектной отметки одноковшовыми экскаваторами.

8.3.7.4 Разработку траншей в плотных закрепленных растительностью и влажных песчаных грунтах следует производить роторными экскаваторами, снабженными откосообразователями, формирующими стенки с откосами от дна траншеи. В местах кривых вставок трубопровода при работе в закрепленных несыпучих песчаных грунтах траншеи должны разрабатываться одноковшовыми экскаваторами, оборудованными ковшом – обратная лопата.

8.3.8 Ширину вскрытия покрытий дорог и городских проездов при разработке траншей открытым способом следует принимать: при бетонном или асфальтовом покрытии по бетонному основанию – на 10 см больше ширины траншеи по верху с каждой стороны, с учетом креплений; при других конструкциях дорожных покрытий – на 25 см; при дорожных покрытиях из сборных железобетонных плит, ширина вскрытия должна быть кратной размеру плит.

8.3.9 При прокладке газопровода на разделительных полосах улиц используется открытый способ строительства. Грунт по мере разработки траншеи должен грузиться в автосамосвал и вывозиться для временного хранения. Если позволяет ширина разделительной полосы, то грунт может укладываться вдоль траншеи.

8.3.10 При строительстве газопровода вдоль действующего газопровода схема производства работ должна выбираться исходя из условия исключения наезда техники на действующий газопровод.

Перед началом работ по оси действующего газопровода необходимо выставить через 10 м вешки с указанием глубины заложения газопровода.

8.3.11 К моменту укладки газопровода дно траншеи должно быть очищено вручную от веток, корней деревьев, камней, строительного мусора и выровнено в соответствии с проектной документацией.

8.3.12 Минимальная ширина траншей, в том числе приямков, в которых предусматривается соединение и изоляция труб, должна приниматься в соответствии с проектной документацией и СП 45.13330.

Ширина траншей с креплениями стенок должна увеличиваться на толщину крепления.

8.3.13 При разработке траншеи щелерезом ширина траншеи должна приниматься равной ширине рабочего органа щелереза при укладке длинномерных полиэтиленовых труб малого диаметра.

8.3.14 Наибольшую крутизну откосов траншей и котлованов, устраиваемых без креплений, следует принимать в соответствии с СНиП 12-04.

8.3.15 Временное крепление стенок траншей и котлованов должно выполняться в зависимости от глубины выемки, состояния грунта, гидрогеологических условий, величины и характера временных нагрузок на берме и других местных условий. Выбор вида крепления должен быть подтвержден технико-экономическим расчетом.

8.3.16 Установка креплений должна выполняться секциями после отрывки траншеи.

8.3.17 При необходимости установки креплений стенок траншей могут использоваться следующие виды креплений приведенных на рисунке 1:

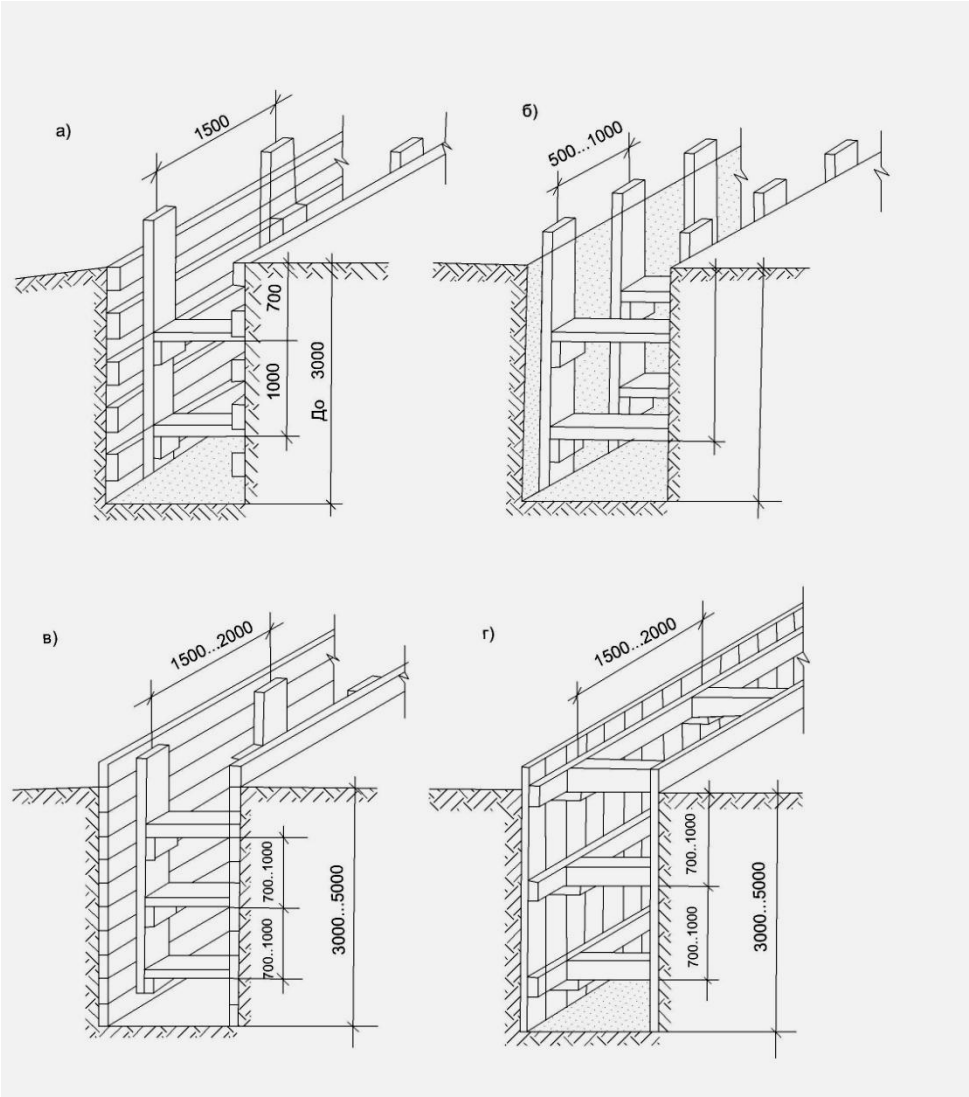


Рисунок 1 а) горизонтальное с прозорами; б) вертикальное с прозорами; г) горизонтальное сплошное; д) вертикальное сплошное

а) горизонтальное с прозорами – в сухих грунтах при глубине траншеи до 3 м;

б) вертикальное с прозорами (рамное) - в сухих грунтах при глубине траншеи до 3 м;

в) горизонтальное сплошное крепление – в сухих грунтах, обладающих способностью местного сползания, в плотных грунтах (если траншея остается открытой в течение продолжительного времени) при глубине траншеи более 3 м;

г) вертикальное сплошное крепление – в сухих грунтах, обладающих способностью местного сползания, в плотных грунтах (если траншея остается открытой в течение продолжительного времени) при глубине траншеи более 3 м;

д) металлические инвентарные лестничные крепления – для траншей шириной 0,8-1,8 м, имеющих вертикальные стенки. Крепления состоят из трубчатых металлических стоек – распорок, инвентарных щитов и досок. Расстояние между стойками – распорками может изменяться путем изменения длины перекладин, состоящих из труб и входящего в него винта трапецеидальной резьбой.

8.3.18 Котлованы глубиной не более 2 м, которые могут непродолжительное время оставаться открытыми, их стенки в большинстве случаев могут быть без крепления.

8.3.19 В котлованах насыпных неуплотненных, песчаных, гравийных и супесчаных грунтах независимо от их глубины следует предусматривать стойки диаметром 12-15 см, которые должны забиваться вдоль земляной стенки на расстоянии 1,5-2 м друг от друга.

Узкие котлованы, допускающие установку поперечных распорок, должны крепиться так же, как и траншея.

8.3.20 При отсутствии инвентарных креплений стенок котлованов или траншей следует применять крепления, изготовленные по индивидуальным проектам, утвержденным в установленном порядке.

При установке креплений верхняя часть их должна выступать над бровкой выемки не менее чем на 15 см.

8.3.21 Работы, связанные с вскрытием поверхности в местах расположения действующих подземных сетей инженерно-технического обеспечения должны производиться с соблюдением требований, установленных организациями, эксплуатирующими эти сети инженерно-технического обеспечения.

8.3.22 При наличии в проектной документации мероприятий по исключению повреждений существующих сетей инженерно-технического обеспечения они должны быть выполнены немедленно после их вскрытия.

В случае выявленных несоответствий отметок подземных сетей инженерно-технического обеспечения вскрытых при разработке траншеи под газопровод, сле-

дует проверить геодезическую съемку и нанести на нее отметки дна траншеи и данных сетей инженерно-технического обеспечения и провести соответственно подсыпку или срезку грунта.

8.3.23 При обнаружении не указанных предварительно подземных сетей инженерно-технического обеспечения работы должны быть приостановлены и возобновлены после принятия решения о возобновлении строительства.

8.3.24 Разработку грунта в траншеях следует выполнять в два этапа (при узкой траншеи и невозможности разместить в ней механизмы):

– механизированным способом на глубину 85% от глубины траншеи;

– вручную до проектной отметки низа траншеи.

8.3.25 При разработке траншей следует исключить возможность подпора талых и поверхностных вод на участках, расположенных за пределами полосы отвода. При невозможности выполнения этого требования следует устраивать пропуски воды в отвалах грунта, в том числе специальные водопропуски (дюкеры).

8.3.26 Прокладку кабеля ЭХЗ в земле, как правило, следует предусматривать механизированным способом при помощи кабелеукладчиков. В этом случае предварительного рытья траншеи не производят, так как кабелеукладчик выполняет эту работу одновременно с прокладкой кабеля.

Траншея снизу должна иметь подсыпки слоя песка или разрыхленного грунта толщиной на 10 см глубже дна траншеи.

8.3.27 В городах и населенных пунктах для рытья траншей под кабели ЭХЗ обычно следует применять траншеекопатели, а там, где их применение затруднено (при пересечении железнодорожных путей, на склонах насыпей и т.п.) траншею роют вручную.

8.3.28 Если подсыпка предусмотрена проектом, ширина траншеи при прокладке кабеля ЭХЗ должна быть равной от 0,3 до 0,4 м по дну и соответственно 0,4-0,5 м по верху траншеи.

8.3.29 Кабели на всем протяжении должны быть защищены от механических повреждений путем покрытия плитами или керамическим полнотелым кирпичом в один слой поперек трассы или вдоль – в зависимости от ширины траншеи.

8.4 Засыпка газопроводов

8.4.1 Засыпку газопроводов рекомендуется производить при температуре окружающего воздуха, близких к температуре его эксплуатации.

8.4.2 При засыпке газопровода необходимо обеспечить:

– сохранность труб и изоляции;

– плотное прилегание газопровода к дну траншеи;

– проектное положение газопровода.

При засыпке газопровода должны быть исключены его подвижки.

Рекомендуемые предельные отклонения и методы контроля при засыпке траншей и котлованов должны соответствовать требованиям СП 45.13330.

8.4.3 Засыпку траншеи с уложенными трубопроводами следует производить в две стадии:

– на первой стадии должна выполняться засыпка нижней зоны не мерзлым грунтом, не содержащим твердых включений размером 1/10 диаметра полиэтиленовых труб на высоту 0,5 м над верхом трубы, а для металлических труб – грунтом без включений размером свыше 1/4 диаметра на высоту 0,2 м над верхом трубы с подбивкой пазух и равномерным послойным его уплотнением до проектной плотности с обеих сторон трубы. Стыки трубопроводов засыпаются после проведения предварительных испытаний газопроводов на прочность и герметичность и составления акта о положительных результатах испытаний.

До начала укладочных работ газопроводов и кабелей ЭХЗ производится устройство оснований (подготовки) под них, которые разравнивают по дну траншеи и уплотняются трамбовками до проектных отметок.

Укладка, предусмотренной проектной документацией сигнальной ленты для газопроводов из медных и полиэтиленовых труб и изолированного электропровода – спутника для полиэтиленового газопровода должна предусматриваться после засыпки нижней зоны траншеи;

– на второй стадии должна выполняться засыпка верхней зоны траншеи грунтом, не содержащем твердых включений (щебень, гравий). При этом должна обеспечиваться сохранность трубопровода, кабеля и плотность грунта, установленная проектной документацией.

8.4.4 Для полиэтиленовых газопроводов при температуре труб выше 10°С (окружающего воздуха) окончательную засыпку следует производить в наиболее холодное время суток. При температуре окружающего воздуха ниже 10°С засыпку трубопроводов следует производить в самое теплое время суток.

8.4.5 Обратную засыпку траншеи, на которую не передаются дополнительные нагрузки (кроме собственного веса грунта), можно выполнять без уплотнения грунта, но где это возможно, с отсыпкой по трассе траншеи валика, размеры которого установлены проектной документацией.

8.4.6Засыпку газопровода бульдозерами выполняют косопоперечными проходами с наращиванием отвала в траншеи с целью исключения динамического воздействия падающих комьев грунта на газопровод.

8.4.7 На горизонтальных участках поворота газопроводов вначале засыпается участок поворота, а затем остальная часть. Засыпку участка поворота начинают с его середины, двигаясь поочередно к концам.

На участках с вертикальными поворотами газопровода (в оврагах, балках, на холмах и т.п.) засыпку следует производить снизу вверх.

8.4.8 Засыпка газопровода на протяженных продольных уклонах (крутизной менее 15°) должна производиться бульдозером, который перемещается с грунтом сверху вниз под углом к траншее.

8.4.9 Для предотвращения размыва грунта на крутых продольных уклонах (свыше 15°) засыпка должна производиться после устройства перемычек в траншее.

8.4.10 Засыпку газопровода в песчаных грунтах необходимо осуществлять непосредственно вслед за изоляционно-укладочными работами.

8.5 Особенности проведения земляных работ в зимних условиях

8.5.1 Грунты, подлежащие разработке в зимних условиях, должны быть подготовлены к экскавации путем предохранения их от промерзания рыхлением или оттаиванием. Предохранение грунта от промерзания должно производиться поздней осенью после окончания дождливого периода, но до выпадения первого снега и наступления устойчивой отрицательной температуры. Его осуществляют путем создания утепляющего слоя из предварительно разрыхленного грунта или из дешевых теплоизоляционных материалов. Предварительное рыхление грунта должно производиться плугами и рыхлителями на глубину не менее 35 см с последующим боронованием. Наибольшие площади (дно котлована, траншеи и т.п.) должны предохраняться от промерзания путем укрытия грунта слоем утеплителя (опилками, шлаком, листьями и прочими теплоизоляционными материалами). Если в траншее или котловане образовался лед или их занесло снегом к моменту укладки газопровода их следует очистить вручную.

8.5.2 Присыпку уложенного газопровода в мерзлых грунтах осуществляют мелкогранулированным грунтом, как правило, из отвала специальной машиной, производящей рыхление и просеивание грунта.

Допускается осуществлять присыпку газопровода разрыхленным грунтом из отвала роторным траншеезасыпателем или роторным экскаватором. При применении роторного экскаватора необходимо предварительно осуществить планировку отвала, а поток грунта с транспортера направлять на противоположную стенку траншеи, избегая прямого попадания грунта на уложенный газопровод.

Для рыхления мерзлого грунта должны использоваться тяжелые рыхлители, ударные приспособления, которыми оборудуют экскаваторы, а также специальные машины и механизмы.

8.5.3 Оттаивание и рыхление грунта должны производиться последовательно, по участкам, размеры которых назначают исходя из суточной производительности землеройных машин. При этом необходимо так организовать производство земляных работ, чтобы разработка подготовленного грунта производилась круглосуточно во избежание промерзания грунта во время перерывов (передача смен, ремонт механизмов и другие операции).

8.5.4 Грунт, подлежащий использованию для обратной засыпки котлованов и траншей с последующим его уплотнением, должен укладываться в отвал с предохранением его от промерзания. Транспортирование оставшегося грунта должно производиться автосамосвалами с обогреваемыми кузовами в отведенные места указанные в проектной документации. Температура талого грунта в момент окончания уплотнения должна быть не ниже 2°С. Лучшим способом уплотнения грунтов в зимнее время является трамбование, при котором можно вести отсыпку грунта наиболее толстыми слоями и подавать в насыпь более крупные куски мерзлого грунта. В качестве основных средств, при уплотнении свеженасыщенного грунта в зимних условиях следует применять трамбующие машины.

8.5.5 При засыпке газопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей его осадки при оттаивании или последующей его отсыпки или с уплотнением каждого слоя 15-20 см до проектной отметки верха траншеи.

8.5.6 При разработке траншей в зимнее время во избежание заноса траншей снегом и смерзания отвала грунта темп разработки траншей должен соответствовать темпу изоляционных и укладочных работ. Технологический разрыв между землеройной и укладочной техникой рекомендуется не более двухсуточной производительности землеройной техники.

8.5.7 Способы разработки траншей в зимнее время должны назначаться в зависимости о времени выполнения земляных работ, характеристики грунта и глубины его промерзания. Выбор технологической схемы земляных работ в зимнее время должен предусматривать сохранение снежного покрова на поверхности грунта до момента начала разработки траншеи.

При глубине промерзания грунта до 0,4 м разработку траншей следует вести как в обычных условиях: роторным или одноковшовым экскаватором.

При глубине промерзания грунта более 0,3-0,4 м перед разработкой его одноковшовым экскаватором грунт должен рыхлиться механическим способом.

При несовпадении темпа разработки траншеи в зимнее время с выполнением укладочных работ дно траншеи должно быть утеплено местными теплоизоляционными материалами.

8.6 Контроль выполнения земляных работ

8.6.1При производстве земляных работ при проведении операционного контроля следует выполнять проверку правильности:

– нанесения отметок ширины полосы для работы землеройных машин (в соответствии с ППР);

– профиля дна траншеи и котлованов;

– фактических радиусов кривизны траншей на участках поворота горизонтальных кривых;

– откосов траншей;

– толщины слоя подсыпки на дне траншеи и толщины слоя присыпки трубопровода грунтом;

– отметки грунта засыпки или обвалования траншеи;

– отметок рекультивируемой полосы.

8.6.2Для проверки правильности нанесения ширины полосы для работы землеройных машин необходимо при помощи шаблона проверить расстояние от разбивочной оси до стенки траншеи по ее дну.

8.6.2.1 Расстояние должно составлять не менее половины проектной ширины траншеи. Допускается увеличение половины проектной ширины не более чем на 200 мм.

8.6.2.2 Контроль правильности переноса центральной линии шаблона производится теодолитом по ГОСТ 10529 с привязкой к разбивочной оси.

8.6.3Проверку соответствия профиля дна траншеи проектному профилю следует выполнять сличением отметок дна траншеи с проектными, и проведением измерений ее глубины и ширины.

8.6.3.1 Отметки дна траншеи определяются во всех точках, где указаны проектные отметки, но не реже 100, 50 и 25 м для трубопроводов диаметром до 325,

820 и 1020-1420 мм соответственно и должны соответствовать проектным отметкам. Допускается изменение глубины траншеи ± 50 мм при условии, что эти допуски не приведут к нарушению нормативных расстояний, установленных в СП 62.13330. Отклонение ширины траншеи от проектной допускается в сторону увеличения не более чем на 100 мм.

8.6.3.2 Контроль за соответствием отметок дна траншеи проектному профилю проверяется с помощью высокоточных нивелиров Н-05 по ГОСТ 10528, инварными штриховыми рейками РН-05 длиной 3,0; 2,0; 1,2; 1,0 м, подвесными рейками с инварной шкалой, а также рейками из алюминиевого корпуса с инварной полосой в соответствии с СП 126.13330 (приложение И). Ширина траншеи по дну замеряется рулеткой по ГОСТ 7502.

8.6.4 Проверку соответствия радиусов кривизны траншеи на участках поворота газопровода в горизонтальной плоскости следует выполнять сличением фактической оси траншеи с проектной.

8.6.4.1 Для соблюдения проектного направления траншеи на криволинейных участках необходимо в пределах кривой по ширине траншеи с обеих сторон установить колышки не реже, чем через 2-5 м. Отклонение фактической оси траншеи на прямолинейном участке не может превышать ± 200 мм.

8.6.4.2 Контроль правильности разбивки радиусов поворота определяется теодолитом по ГОСТ 10529 с привязкой к разбивочной оси.

8.6.5 Проверку соответствия откосов траншеи проектным следует выполнять определением крутизны откосов с помощью измерения ширины траншеи по дну и верху и определению отношения высоты к заложению откоса.

8.6.5.1 Заложение откоса должно составлять половину разницы между шириной траншеи по верху и дну траншеи.

8.6.5.2 Контроль правильности откосов определяется замерами глубины траншеи, которые выполняются с помощью нивелира по ГОСТ 10528 и заложения с помощью рулетки по ГОСТ 7502-98.

8.6.6 Проверку толщины слоя подсыпки траншеи и присыпки трубопровода грунтом на соответствие проектной следует выполнять проведением измерений фактических величин.

8.6.6.1 Толщина слоя подсыпки на дне траншеи (выравнивающего слоя) и толщина слоя присыпки должна соответствовать проектной. Допускается увеличение слоя подсыпки и присыпки, которые не более чем на 100 мм.

8.6.6.2 Толщина слоя присыпки контролируется щупом.

Примечание: Целесообразно применять щупы по ТУ 2-034-0221197-011-91 «Щупы. Технические условия».

8.6.6.3 Толщину слоя подсыпки следует измерять линейкой по ГОСТ 427.

8.6.7 Проверку отметок грунта засыпки траншеи следует выполнять сличением отметок грунта засыпанной траншеи с проектными отметками.

8.6.7.1 Отметка грунта засыпки должна соответствовать проектной. Допускается превышение ее величины не более чем на 100 мм.

8.6.7.2 Контроль правильности отметки грунта засыпки или обвалования производится с помощью нивелира по ГОСТ 10528.

8.6.8 Проверку соответствия отметок рекультивируемой полосы проектным отметкам следует выполнять сличением отметок с проектными отметками.

8.6.8.1 Отметки рекультивируемой полосы должны быть не менее проектных, и не превышать проектную отметку более чем на 100 мм.

8.6.8.2 Контроль правильности отметок рекультивируемой полосы производится с помощью нивелира по ГОСТ 10528.

8.6.9 Выявленные в процессе контроля отклонения от проектной документации и требований нормативных документов в области стандартизации и технического регулирования или технологических инструкций должны быть исправлены до начала производства последующих работ.

8.6.10 По результатам операционного контроля должны составляться акты освидетельствования скрытых работ по форме, приведенной в Требованиях [17] (приложение 3), за исключением работ по проверке отметок ширины полосы для

работы землеройных машин, проверке отметок рекультивируемой полосы и проверке отметок грунта засыпки и обвалования траншеи грунтом, которые, должны фиксироваться в общем и специальном журнале, порядок ведения которых приведен в Порядке [5].

9 Монтаж газопровода, изоляционные и укладочные работы

9.1 Монтаж газопровода

9.1.1 Перед началом монтажа газопровода должны быть проведены работы, приведенные в разделах 6 и 8.

9.1.2 Операции по очистке консервационных материалов, продуктов окисления в виде прокатной окалины или ржавчины, металлических или полимерных включений, органических или минеральных загрязнений и влаги должны производиться:

– при расконсервации труб, технических устройств, материалов и других изделий;

– перед защитой от коррозии наружных поверхностей труб изоляционными материалами;

– при подготовке концов труб и деталей под сварку;

– при подготовке к монтажу или в процессе монтажа трубопроводов (очистка внутренних поверхностей).

9.1.3 Монтаж газопроводов в зависимости от сложности участка трассы рекомендуется производить:

– по поточно–расчлененной схеме со сборкой и сваркой, выполняемой на бровке траншеи;

– по непрерывной схеме со сборкой и сваркой выполняемой как на бровке траншеи, так и непосредственно в траншее.

9.1.4 Схемы производства работ рекомендуется принимать из условия, что суммарные расчетные напряжения в стальном газопроводе не будут превышать:

– 0,9 предела текучести трубной стали при соотношении толщины стенки δ к диаметру труб, равном 1/30 и более;

– 0,75 предела текучести при условии $1/30>\delta/D>1/80$;

– 0,6 предела текучести при условии $\delta/D<1/80$.

9.1.5 При транспортировке труб или трубных секций вдоль трассы расстояние от следа движения трубовоза до бровки траншеи должно быть более 1 м.

9.1.6 Секции труб следует размещать на трассе в «косую» однорядную раскладку - под острым углом к оси трубопровода.

9.1.7 Трубы и секции следует укладывать на расстоянии не менее 1,5 м от бровки траншеи.

9.1.8 Трубы и трубные секции рекомендуется раскладывать на бровке траншеи с использованием подкладок (раскладочных лежек) для обеспечения сохранности тела трубы и изоляционного покрытия. В качестве раскладочных лежек могут быть использованы деревянные брусья с выемкой по форме трубы или валики из грунта. Шаг лежек определяется по правилам строительной механики, при этом напряжения в стальной трубе не должны превышать указанных в пункте 9.1.4.

9.1.9 Сборку и соединение (сварку, пайку) труб (секций) в плети на бровке и одиночных труб в плети на дне траншеи необходимо выполнять с использованием стандартизованных центрирующих устройств и приспособлений или бандажей, обеспечивающих надежную и геометрически правильную фиксацию труб и деталей в заданном положении, как на прямых, так и на криволинейных участках трассы, а также позволяющих равномерно распределить по периметру стыка смещения кромок и зазоры, возникающие из-за погрешностей размеров и формы стыкуемых концов труб и деталей.

9.1.10 Плеть при соединении не должна подвергаться подвижкам, что может быть обеспечено применением инвентарных монтажных опор, фиксирующих ее пространственное положение.

9.1.11 Соединение труб, в том числе нахлесточных соединений (стыки замыкания) следует выполнять в соответствии с разделом 12 настоящего стандарта.

Температура, при которой осуществляется соединение отдельных участков газопровода и всей сети газораспределения в целом (температура замыкания) определяется проектной документацией и должна быть внесена в строительный паспорт газопровода.

9.1.12 Монтаж участков газопровода упругим изгибом рекомендуется выполнять с установкой направляющих и без применения натяга, нагрева за пределами зоны сварного соединения, изгиба трубы силовым методом и варки присадок.

9.1.13 Радиусы упругого изгиба труб должны приниматься в соответствии с проектной документацией.

9.1.14 При монтаже газопроводов и запорной арматуры должна быть обеспечена соосность монтируемых участков труб и участков труб с арматурой.

9.1.15 Расстояние между соседними сварными соединениями и длину кольцевых вставок при вварке их в трубопровод рекомендуется принимать равным диаметру, но не менее 100 мм.

9.1.16 Стыковка стального и полиэтиленового газопровода осуществляется через неразъемное соединение полиэтилен-сталь. Стыковка стального и медного газопровода осуществляется через фланцевое соединение.

9.1.17 Монтаж запорной арматуры следует проводить с учетом требований безопасности и в соответствии с технической документацией на арматуру (паспорт, эксплуатационная документация).

9.1.18 Строповку запорной арматуры необходимо осуществлять за специально сделанные проушины, рым-болты, элементы конструкции или места крепления, указанные в технической документации на арматуру.

9.1.19 Установка запорной арматуры должна соответствовать руководству по эксплуатации.

9.1.20 Запорная арматура может размещаться в колодце, в траншее (подземно) при бесколодезной установке или на надземном участке газопровода.

9.1.21 Запорную арматуру следует устанавливать с учетом направления потока газа в газопроводе.

9.1.22 Запорная арматура должна быть выставлена в проектное положение без перекосов с обеспечением соосности с газопроводом и при монтаже не должна испытывать нагрузок от газопровода (при изгибе, сжатии, растяжении, кручении, перекосах, вибрации, неравномерности затяжки крепежа и т.д.).

9.1.23 Для устранения нагрузок на запорную арматуру от газопровода должны быть предусмотрены опоры, в соответствии с проектной документацией.

9.1.24 Фланцевые и приварные соединения запорной арматуры должны выполняться без натяжения трубопровода.

9.1.25 Для предотвращения заклинивания затвора приварной запорной арматуры при нагревании корпуса во время сварки затвор должен быть полностью открыт. При приварке запорной арматуры без подкладных колец, арматуру по окончании сварки допускается закрыть только после ее внутренней очистки.

9.1.26 При монтаже запорной арматуры на фланцевых соединениях в целях безопасности следует выполнить следующие мероприятия:

– гайки болтов расположить с одной стороны фланцевого соединения;

– высоту выступающих над гайками концов болтов и шпилек выдержать размером не менее одного шага резьбы (без учета фаски);

– гайки соединений с мягкими прокладками затягивать ключом способом крестообразного обхода, а с металлическими прокладками - способом кругового обхода;

– болты и шпильки соединений трубопроводов рекомендуется смазать в соответствии с требованиями технической документации;

– между фланцами установить прокладки. Размер диаметра отверстия прокладки должен быть не меньше внутреннего диаметра трубы и соответствовать внутреннему диаметру уплотнительной поверхности фланца.

Осуществлять выравнивание перекосов фланцевых соединений натяжением болтов (шпилек), а также применением клиновых прокладок не рекомендуется.

9.1.27 Компенсаторы заводского изготовления рекомендуется устанавливать соосно с газопроводами. Направление стрелки на корпусе компенсатора должно совпадать с направлением движения газа.

9.1.28 При монтаже компенсаторов следует предусматривать меры по исключению скручивающих нагрузок относительно продольной оси и провисания их под действием собственной массы и массы примыкающих газопроводов, сжатию, растяжению, а также обеспечению защиты гибкого элемента от механических повреждений и попадания искр при сварке.

9.1.29 Монтаж защитных футляров и газопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги открытым способом следует производить на бровке траншеи.

9.1.30 В процессе монтажа необходимо проводить очистку внутренней поверхности (полости) трубы. В технологическом потоке сварочно-монтажных работ в процессе сборки и сварки отдельных труб (секций) или плетей в нитку очистку осуществлять путем протягивания внутри трубы механического очистного устройства (для труб номинальным диаметром до DN200 - вручную с помощью штанги (троса), номинальным диаметром DN200 и более - преимущественно механизированным способом, например трактором, с помощью штанги).

После очистки концы труб (секций), плети должны быть закрыты заглушками.

9.2 Изоляционные работы

9.2.1 Строительство подземных газопроводов следует производить из изолированных в заводских или базовых условиях труб и соединительных деталей.

9.2.2 Газопроводы и защитные футляры из стальных труб для подземных газопроводов следует применять с изоляционным покрытием «весьма усиленного типа» по ГОСТ 9.602. Подземные газопроводы из медных труб должны применяться с антикоррозионным защитным полимерным хлорнесодержащим заводским покрытием или с изоляционным защитным покрытием «весьма усиленного типа» по ГОСТ 9.602 на основе полимерных материалов, нанесенных в базовых или трассовых условиях и в соответствии с проектной документацией.

9.2.3 Нанесение изоляционного покрытия в базовых условиях должно выполняться механизированным способом и на основании Технологического регламента, разработанного и согласованного в установленном порядке для каждого типа покрытия.

9.2.4 Очистку и изоляцию зон сварных кольцевых стыков труб с заводским или базовым покрытием рекомендуется выполнять вне траншеи при размещении плетей газопроводов на расстоянии не менее 0,5 м от края траншеи, а сварные стыковые соединения плетей и стыки захлестов – в траншее. Величина зазора между плетью и поверхностью грунта должна обеспечивать технологию выполнения работ по очистке и изоляции, и может быть обеспечена при размещении ее за пределами траншеи за счет применения временных (технологических) опор заданной высоты, в траншее за счет устройства приямков. Размеры приямков приведены в разделе 8.

9.2.5 Зона сварных кольцевых соединений труб и участки прилегающего заводского изоляционного покрытия на расстояние не менее 200 мм должна быть очищена. Удаление изоляционного покрытия выполняется вручную с использованием скребков, щеток и т.п.

9.2.6 В зависимости от типа защитного покрытия степень очистки и степень шероховатости наружной поверхности труб должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.402.

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

9.2.7 Степень очистки, осушки и при необходимости нагрева изолируемой наружной поверхности (труб, фасонных частей и т.п.) должна соответствовать требованиям, указанным в технических условиях на изоляционные материалы.

9.2.8 Изоляционное покрытие в трассовых условиях наносится ручным способом на сварные (паяные) стыковые соединения, фасонные части, не имеющие заводского изоляционного покрытия, неразъемные соединения полиэтилен-сталь, места врезок, арматуру подземной установки при отсутствии заводской изоляции,

места повреждения заводского или базового изоляционного покрытия. Наносимое вручную изоляционное покрытие по своим защитным свойствам не должно быть ниже покрытия линейной части газопровода, иметь соответствующую адгезию к покрытию линейной части газопровода, и должны использоваться аналогичные материалы, что и для газопроводов.

9.2.9 Изоляционное покрытие наносится на подготовленную наружную поверхность (зону сварного соединения, соединительную деталь, места повреждения изоляции) и внахлест на существующую изоляцию на расстояние не менее 200 мм.

9.2.10 Технология изоляционных работ в трассовых условиях включает:

– подготовку изоляционных материалов;
– очистку трубопровода;
– сушку или подогрев изолируемой поверхности;
– нанесение грунтовки;
– нанесения изоляционного покрытия;
– нанесение защитного покрытия;
– контроль качества покрытий.

Контроль качества покрытий должен проводиться в соответствии с разделом 6 настоящего стандарта.

9.3 Укладочные работы

9.3.1 Укладка газопроводов в траншею может осуществляться одиночными трубами (секциями), плетями, длинномерными полиэтиленовыми трубами (диаметром до 200 мм) с бухт или катушек методом разматывания, и производится в зависимости от их диаметра и толщины стенки с помощью самоходных грузоподъемных средств (трубоукладчиков, автокранов и т.п.) или с использованием ручной такелажной оснастки (ремней, лебедок, полиспастов и т.п.). Укладка должна выполняться в соответствии с профилем траншеи и с учетом продольной жесткости газопровода. Трубы должны плотно прилегать к дну траншеи, что должно обеспечиваться за счет подработки дна траншеи вручную или подбивки грунта под газопровод.

9.3.2 Укладку газопровода допускается вести вручную отдельными трубами (секциями) или плетями по следующей схеме - сваренный и полностью изолированный газопровод, включая стыки, следует приподнять над строительной полосой на высоту не более 0,5 -0,7 м в зависимости от диаметра трубы с помощью трубоукладчиков, сместить в сторону траншеи и опустить в проектное положение. При этом работы должны вестись непрерывным способом.

9.3.3 Трубоукладчики и краны, с помощью которых производится укладка плетей и труб в траншеи, следует располагать от бровки траншеи на расстоянии, исключающем ее обрушение. Минимальные расстояния от подошвы откоса траншеи до ближайшей опоры подъемного крана, в зависимости от вида грунта приведены в таблице 1.

Таблица 1

Глубина выемки, м	Наименьшее расстояние от подошвы откоса до ближайшей опоры подъемного крана, м			
	Грунт не насыпной			
	песчаный и гравийный	супесчаный	суглинистый	глинистый
1	2	3	4	5
1	1,5	1,25	1	1
2	3	2,4	2	1,5
3	4	3,6	3,25	1,75

Продолжение таблицы 1

Глубина выемки, м	Наименьшее расстояние от подошвы откоса до ближайшей опоры подъемного крана, м			
	Грунт не насыпной			
	песчаный и гравийный	супесчаный	суглинистый	глинистый
4	5	4,4	4	3
5	6	5,3	4,75	3,5

9.3.4В качестве грузозахватных приспособлений могут использоваться мягкие монтажные полотенца или специальные эластичные стропы. Применение открытых стальных канатов, монтажных «удавок» и других приспособлений, не имеющих мягких контактных поверхностей, не допускается.

9.3.5 Укладка газопровода в траншею должна обеспечивать:

– исключение соприкосновения плетей с бровкой или стенками траншеи в процессе опуска;

– сохранность стенок самого газопровода (отсутствие на нем вмятин, гофр, изломов и других повреждений);

– сохранность изоляционного покрытия;

– полное прилегание газопровода ко дну траншеи по всей его длине;

– заданные проектом расстояния между осями смежных газопроводов при укладке в одну траншею нескольких газопроводов. С этой целью рекомендуется использовать дистанционные прокладки (проставки).

При одновременном строительстве многониточных газопроводов в раздельных траншеях укладку начинают с левого крайнего (по ходу движения линейных строительных потоков) газопровода, для исключения устройства проездов для строительной техники над уже проложенными газопроводами.

9.3.6 Укладку медных газопроводов рекомендуется выполнять отдельными трубами вручную с применением текстильных строп, канатов, брезентовых полотенец и т.п., исключающих повреждение трубы и изоляционного покрытия.

9.3.7 По окончании устройства траншеи и перед укладочными работами в случаях, предусмотренных проектной документацией, следует выполнить подсыпку в соответствии с пунктом 4.16 Свода правил [18], при этом подсыпка производиться бульдозером, а выравнивание – вручную с выполнением геодезического контроля.

9.3.8 После присыпки медного или полиэтиленового газопровода на расстоянии 0,5 и 0,2 м до верха трубы соответственно по всей длине траншеи над газопроводом должна быть проложена предупредительная полиэтиленовая сигнальная

лента желтого цвета, а вдоль присыпанного полиэтиленового газопровода на расстоянии 0,2-0,3 м – изолированного алюминиевого или медного провода для обнаружения газопровода.

9.3.9 Укладка в траншею газопроводов из полиэтиленовых труб должна производиться:

– не ранее чем через 30 минут после сварки последнего стыка для частичной релаксации усадочных напряжений в зоне сварного соединения;

– с учетом коэффициента линейного расширения, при температуре наружного воздуха не ниже минус 20°С и не выше 30°С.

Трубы из бухт для исключения излома следует разматывать при температуре наружного воздуха не ниже 5°С.

Полиэтиленовые газопроводы в летний период следует укладывать змейкой.

Газопроводы наружным диаметром до DE160 включительно могут укладываться в траншею с помощью текстильных строп, канатов, брезентовых полотенец и т.п.

9.3.10 Укладку полиэтиленовых газопроводов наружным диаметром DE 160 и более рекомендуется выполнять с помощью трубоукладчиков. Рекомендуемые расстояния от начала подъема трубы до трубоукладчика - L_1 , расстояния между трубоукладчиками - L_2 , расстояния от трубоукладчика до конца опуска трубы в траншею - L_3 в зависимости от диаметра трубы приведены в таблице 2.

Таблица 2

Обозначение расстояний, м	Значения расстояний, м, в зависимости от диаметра газопровода, мм				
	63	75 - 110	125 - 160	180 - 225	250 - 315
1	2	3	4	5	6
L_1	12 – 15	15 - 18	17 – 20	20 – 24	-
L_2	8 – 10	10 – 12	12 – 15	14 – 17	17 -
L_3	20 - 23	25 - 28	30 – 34	35 - 40	-

9.3.11 Укладку полиэтиленовых труб из бухт (катушек) рекомендуется производить в заранее подготовленную траншею, или методом бестраншейного заглубления с помощью ножевого трубозаглубителя:

– способом разматывания трубы с неподвижной бухты и ее укладки в траншею протаскиванием;

– способом разматывание трубы с подвижной бухты и ее укладки в траншею путем боковой надвижки.

9.3.12 Расстояния между трубоукладчиками в колонне, выполняющими работы по укладке стального газопровода рекомендуется принимать по правилам строительной механики, при этом напряжение в газопроводе не должны превышать указанные в пункте 9.1.4. Длину консоли для разгрузки газопровода рекомендуется принимать 0,354L.

9.3.13 После опускания газопровода в траншею монтажные (замыкающие) стыки плетей или секций сваривают в приямках неповоротно. Эти операции следует выполнять в наиболее прохладное время суток.

9.3.14 После укладки газопровода на дно траншеи и сварки монтажных стыков производят геодезическую проверку отметок укладки, просветы под трубой подбивают грунтом и трубы присыпают сверху грунтом слоем в 200 мм, оставляя свободными сварные стыки.

9.3.15 Укладку защитного футляра и газопровода в футляре следует производить:

– отдельно с последующим протаскиванием газопровода в футляре;

– совместно футляра с уложенным в него газопроводом.

9.3.16 Защитные футляры на пересечении с автодорогами III и IV категории шириной более 6 м без перекрытия движения транспорта следует прокладывать в два этапа с разделением автодороги на две зоны и поочередного перекрытия движения транспорта по каждой зоне. В этих случаях защитный футляр монтируют из двух секций. Обе секции защитного футляра перед укладкой должны быть тщательно подогнаны.

9.3.17 Участок газопровода, прокладываемый внутри футляра, должен иметь минимальное количество сварных швов.

Перед укладкой газопровода в футляр, на газопровод устанавливаются диэлектрические опоры, и газопровод протягивается в футляр. Шаг и конструкция опор должна приниматься в соответствии с проектной документацией.

Концы футляра должны быть герметично закрыты. При выполнении герметизации футляра работы должны проводиться при температурах, приведенных в ГОСТ или ТУ на соответствующие герметизирующие материалы.

9.3.18 При установке футляров на выходе газопровода из земли следует обеспечить центрацию футляра с помощью лазерного прибора (ГОСТ Р 53340), отвеса по отношению к газопроводу и устойчивое основание под ним. Футляр следует устанавливать на изолированный газопровод. Заделка концов футляра аналогична заделке футляров на горизонтальном газопроводе. Грунт засыпки выхода газопровода из земли должен быть тщательно уплотнен с устройством отмостки, позволяющей отводить поверхностные воды от конструкции.

9.4 Особенности проведения изоляционных и укладочных работ в зимних условиях

9.4.1 Проведение работ по изоляции ручным способом в трассовых условиях во время дождя, тумана, снегопада и сильного ветра допускается только при условии защиты изолируемой поверхности. При температуре воздуха ниже минус 25°С проведение изоляционных работ разрешается только в специальном укрытии.

9.4.2 Укладка в траншею газопроводов из полиэтиленовых труб должна производиться при температуре наружного воздуха не ниже минус 20°С. При температуре наружного воздуха ниже минус 20°С требуется подогрев труб воздухом, температура которого не должна превышать 60°С.

9.4.3 В зимнее время газопроводы должны быть уложены немедленно после подчистки дна траншей и засыпаны талым грунтом на высоту не менее 0,3 м над газопроводом.

9.5 Контроль выполнения укладочных и изоляционных работ

9.5.1 При производстве укладочных и изоляционных работ при проведении

операционного контроля следует выполнять проверку:

– чистоты внутренней полости трубы после сварки в секции и плети;

– укладки газопровода, кривых вставок, футляров открытым способом;

– изоляционного покрытия трубопроводов;

– установки диэлектрических опор на газопроводе, прокладываемом в футляре, заделку концов футляра;

– установки опор (фундаментов) под арматуру, установки арматуры в подземном исполнении;

– толщины присыпки газопровода в соответствии с подразделом 8.6;

– укладки сигнальной ленты или изолированного медного или алюминиевого провода;

– установки контрольных трубок на концах футляров.

9.5.2 Проверку чистоты внутренней полости трубы газопровода следует выполнять в процессе проведения продувки газопровода воздухом (промывки водой) или очистки трубы специальными поршнями.

9.5.2.1 Очистка полости трубы считается выполненной при условии, что очистное устройство (поршень) в конце очищаемого участка не имеет повреждений, а в результате продувки (промывки) воздух (вода) выходят без включения грунта, окалины и других посторонних предметов.

9.5.2.2 Контроль за выполнением операции по очистке полости трубы выполняется визуально.

9.5.3 Для проверки правильности укладки газопровода, кривых вставок и футляров в траншею необходимо проверить плотность прилегания газопровода, кривых вставок, футляров к основанию траншеи, отметки низа трубы (футляра) и расстояния от стенки траншеи до газопровода или футляра в свету.

9.5.3.1 Газопровод и футляр должны плотно прилегать к основанию траншеи, а расстояние от стенок газопровода или футляра до стенки траншеи должно соответствовать проектным. Допускается увеличение расстояний от стенки газопровода или футляра до стенки траншеи не более чем на 200 мм от проектных.

9.5.3.2 Контроль плотности прилегания газопровода или футляра к основанию траншеи производится визуально, контроль отметки низа трубы (футляра) производится нивелиром по ГОСТ 10528 на соответствие проектным отметкам. Контроль расстояний от стенок газопровода или футляра до стенки траншеи осуществляется с помощью линейки (ГОСТ 427) или рулетки (ГОСТ 7502).

9.5.4 Проверка соответствия нанесения изоляционного покрытия на газопровод проводится на 10% сварных соединений и на участках труб с поврежденной заводской изоляцией. Проверку выполняют сличением проводимых замеров толщины покрытия, диэлектрической сплошности, адгезии к стали, ударной прочности покрытия с данными, указанными в Технических условиях на изоляционное покрытие, предусмотренное проектной документацией, и ГОСТ 9.602.

9.5.4.1 При контроле изоляционного покрытия должна выполняться проверка внешним осмотром изолируемой поверхности в процессе послойного нанесения. Толщина покрытия, диэлектрическая сплошность, адгезия покрытия к стали, ударная прочность покрытия должны соответствовать указанным в Технических условиях на изоляционное покрытие и ГОСТ 9.602.

9.5.4.2 Контроль толщины покрытия производится методом неразрушающего контроля с применением толщиномера ультразвукового по ГОСТ 55614, адгезию к стали контролируют адгезиметром, сплошность покрытия – приборным методом неразрушающего контроля (искровым дефектоскопом), ударную прочность – с помощью ударного приспособления в соответствии с ГОСТ Р 51164.

9.5.5 Проверку соответствия расстановки диэлектрических опор на газопроводе, прокладываемом в футляре, и заделки концов футляра следует выполнять сличением расстояний между опорами с расстояниями, указанными в проектной документации.

9.5.5.1 Расстояние между опорами должно соответствовать проектным. Допускается изменение расстояний между опорами ± 10%.

9.5.5.2 Контроль правильности заделки концов футляра производится визуально, расстояние между опорами проверяют с помощью линейки по ГОСТ 427 или рулетки по ГОСТ 7502.

9.5.6 Проверку правильности установки опор (фундаментов) под арматуру и установки арматуры в подземном исполнении выполняют сличением отметок основания фундаментов и отметок днища арматуры с проектными отметками.

9.5.6.1 Отметки основания фундаментов и арматуры должны соответствовать проектным отметкам дна траншеи.

9.5.6.2 Контроль отметок дна траншеи на соответствие, указанным в проектной документации, производится с помощью нивелира по ГОСТ 10528.

9.5.7 Проверку правильности укладки сигнальной ленты или изолированного медного или алюминиевого провода выполняют сличением с техническими решениями, приведенными в проектной документации.

9.5.7.1 Сигнальная лента должна быть уложена на 0,2 м от верха присыпанного грунтом газопровода. Изолированный медный или алюминиевый провод должен быть уложен вдоль присыпанного газопровода на расстоянии 0,2-0,3 м.

9.5.7.2 Контроль правильности укладки сигнальной ленты производится визуально. Контроль правильности укладки изолированного медного или алюминиевого провода выполняют визуально и с помощью рулетки по ГОСТ 7502.

9.5.8 Проверку правильности размещения контрольных трубок на концах футляров следует выполнять сличением их с местами установки, предусмотренными проектной документацией.

9.5.8.1 Размещение контрольной трубки на футляре должно быть проверено с помощью замеров на соответствие ее местоположения проектной документации.

9.5.8.2 Контроль за правильностью размещения контрольной трубки от конца футляра предусматривается с помощью рулетки по ГОСТ 7502, контроль вертикальности установки контрольной трубки предусматривается с помощью уровня по ГОСТ 9416.

9.5.9 Выявленные в процессе контроля отклонения от проектной документации и требований нормативных документов в области стандартизации и технического регулирования или технологических инструкций должны быть исправлены до начала производства последующих работ.

9.5.10 По результатам операционного контроля должны составляться акты

освидетельствования скрытых работ по форме, приведенной в Требованиях [17] (приложение 3).

10 Закрытые способы прокладки газопроводов

10.1 Общие требования

10.1.1 Закрытые (бестраншейные) способы прокладки газопроводов применяются при строительстве переходов через естественные и искусственные преграды (водные преграды, овраги, железнодорожные и трамвайные пути, автомобильные дороги, магистральные улицы поселений и т.п.).

10.1.2 В качестве бестраншейных способов прокладки используются: прокол, продавливание, горизонтальное направленное бурение и микротоннелирования.

10.1.3 Прокладку газопровода методом горизонтального направленного бурения, в том числе в зимних условиях, а также контроль качества работ следует выполнять в соответствии с СТО НОСТРОЙ 2.27.17.

10.1.4 Прокладку газопровода методом микротоннелирования, в том числе в зимних условиях, а также контроль качества работ следует выполнять в соответствии с СТО НОСТРОЙ 2.27.124.

10.1.5 Выбор того или иного способа прокладки выполняется при разработке проектной документации и зависит от конкретных условий строительства перехода.

10.1.6 Очередность и способы производства работ по бестраншейной прокладке должны быть увязаны со строительством всей трассы газопровода и опережать прокладку газопровода открытым способом.

10.1.7 Работы по бестраншейной прокладке должны производиться в соответствии с проектом производства работ (ППР), разработанным на основе раздела «Организация строительства», входящего в состав проектной документации.

Проект производства работ на бестраншейную прокладку наряду с требованиями, изложенными в разделе 5 настоящего стандарта, должен содержать:

– план перехода с расположением и привязкой всех размеров рабочего и приемного котлованов и расстояния между ними;

– продольный и поперечный профиль перехода с нанесением всех насыпей, выемок, водоотводов, лесопосадок, сетей инженерно-технического обеспечения, высотных отметок рабочего и приемного котлованов, рабочей трубы и футляра;

– данные по:

а) основным инженерно- геологическим и гидрологическим характеристикам грунтов;

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

в) обеспечению работ системами электроснабжения;

г) оборудованию, используемому при производстве работ;

– схемы производства работ с указанием мероприятий по обеспечению безопасности движения транспорта и производства работ;

– график выполнения работ (для переходов под железными дорогами).

10.1.8 Работы по бестраншейной прокладке газопровода по аналогии с Сводом правил [19] разделяют на два этапа:

– подготовка участка и земляные работы;

– прокладка футляра;

– протаскивание газопровода в защитный футляр.

10.1.9 Подготовка участка выполняется согласно разделу 6, земляные работы по разработке рабочего и приемного котлованов согласно разделу 8.

10.1.10 Второй этап включает:

– монтаж упорной стенки котлована для восприятия опорных реакций усилий при продвижении защитного футляра в грунте. Конструкция упорных стенок разрабатывается в разделе ПОС проектной документации в зависимости от конкретных условий строительства;

– сварку защитного футляра, или подготовку элементов сборного защитного футляра к монтажу с постепенным наращиванием в процессе прокладки;

– монтаж буровой установки или оборудования для прокола, продавливания защитного футляра;

– прокладка защитного футляра под пересекаемой преградой.

10.2 Производство работ при прокладке защитного футляра методом прокола

10.2.1 Прокол (бестраншейная прокладка без извлечения грунта) может выполняться:

– путем статического внедрения в грунт гидравлическими домкратами, полиспастными системами и д.р.;

– с применением ударных устройств – пневмопробойников и д.р.

10.2.2 При небольшой длине прокола с помощью домкратов прокалывание выполняется открытым концом футляра. После окончания прокола конец футляра с образовавшейся грунтовой пробкой отрезают со стороны премного котлована.

В остальных случаях для снижения усилий, необходимых для продвижения трубы в грунте, на переднем конце трубы устанавливается наконечник.

10.2.3 Для обеспечения необходимого направления прокладываемого футляра применяют вертикальные и горизонтальные направляющие, изготавливаемые из деревянных брусьев шпал и рельсов или профилированного проката, которые укладываются на дно котлована. Длина направляющих рам должна быть на 1-1,5 м меньше длины звеньев прокладываемого футляра.

10.2.4 Защитный футляр в котлован с незакрепленными стенками опускают с помощью кранов-трубоукладчиков. В котлован с укрепленными стенками футляр укладывают путем проталкивания кранами-трубоукладчиками вдоль котлована под нижними распорками. Футляр устанавливается на горизонтальную направленную раму.

10.2.5 При монтаже направляющих конструкций в рабочем котловане особое внимание следует обращать на правильное их размещение в горизонтальной и вер-

тикальной плоскостях для обеспечения сохранения заданного направления прокладки и минимального отклонения фактического положения оси защитного футляра от проектного.

10.2.6 Прокол с помощью пневмопробойника может выполняться:

– забивкой футляра в лидирующую скважину;

– забивкой футляра в грунт.

10.2.7 Образование скважин происходит за счет приложения ударной нагрузки ударником на передний торец корпуса пневмопробойника.

10.2.8 Для проходки скважин пневмопробойник запускается из входного приямка на направление приемного приямка. При движении пневмопробойник своим коническим передним концом уплотняет грунт, раздвигая его в сторону и образуя скважину. Футляр забивается в лидирующую скважину.

10.2.9 При использовании лидирующей скважины, диаметр которой меньше диаметра футляра, передний конец футляра закрывается оголовком.

10.2.10 При варианте забивки футляра в грунт пневмопробойник используется как ударный узел, который присоединяется к заднему концу прокладывающего футляра и забивает его в грунт. При этом передний конец футляра закрывается конусным наконечником.

10.2.11 Перед забивкой в грунт футляр должен быть установлен на надежное основание (направляющий нивелир, прокладки и т.п.) и тщательно выверен в проектном направлении.

10.3 Производство работ при прокладке защитного футляра методом продавливания

10.3.1 При этом методе защитный футляр вдавливается в грунт открытым концом, снабженным кольцевым ножом с наружным или внутренним скосами. Грунт, поступающий в полость футляра, разрабатывают ручным или механическим способами.

Образующаяся внутри футляра пробка из грунта разрабатывается ручным способом (при диаметре футляра свыше 800 мм) и удаляется специальной тележкой (или совком), передвигающейся в футляре с помощью лебедки.

При механизированном способе внутри футляра передвигается ковш по однорельсовому пути.

10.3.2 Сооружение переходов методом продавливания диаметром футляра до 800 мм разрешается только при условии механизированной разработки грунта.

10.3.3 При производстве работ методом прокола и продавливания применяются:

– пневмопробойниками СО-134, СО-166, в которых используется пневмоударный метод прокладки;

– комплекты проходческие КП-531, КП-1021, КП-1721, в которых используется гидроударный метод прокладки;

– проходческие установки ПУ-2, ПУ-3, У-12/60, в которых используется статическое усилие домкрата.

10.4 **Обустройство рабочего и приемного котлованов**

10.4.1 Размеры рабочего котлована определяются в проектной документации и уточняются в ППР в зависимости от конкретных условий строительства.

10.4.2 Отметка дна котлована определяется в зависимости от проектной глубины заложения и принимается на 0,4 м ниже низа прокладываемого футляра.

10.4.3 В зависимости от глубины котлованов, физико-механических характеристик грунта, при необходимости, предусматривается крепление котлованов, для чего используются деревянное или металлическое шпунтовое ограждение. Деревянное шпунтовое ограждение рекомендуется применять при отсутствии в грунтах включений в виде комьев, корней деревьев и т.п. Рекомендуемая глубина забивки в грунт деревянного шпунтового ограждения не должно превышать 4 м. Ограждение должно обеспечивать плотное, без щелей, сопряжение шпунтов между собой на всю высоту. Ограждения из стального шпунта рекомендуется применять при глубине забивки более 4 м, а также при плотных и прочих грунтах.

10.4.4 Глубина забивки грунта ниже дна котлована в глинистых, в крупных и гравелистых песках должна быть не менее 2 м.

10.4.5 Шпунтовые ограждения должны быть раскреплены путем постановки горизонтальных поясов-обвязок по контуру котлована и системы поперечных, продольных и угловых распорок. Конструкция крепления должна быть увязана с принятым методом разработки грунта.

10.5 **Прокладка газопровода в защитный футляр**

10.5.1 Прокладка газопровода в защитный футляр осуществляется путем протаскивания его с помощью кранов-трубоукладчиков и трактора-тягоча.

10.5.2 Сварные стыки плети газопровода перед протаскиванием подвергаются физическими методами контроля (радиографическим по ГОСТ 7512, ультразвуковым по ГОСТ14782) в соответствии с приложением Б и изолируются.

10.5.3 На газопровод, расположенный в пределах футляра, монтируются опоры, которые обеспечивают проектное положение газопровода относительно футляра и создание электрической изоляции газопровода, от блуждающих токов между футляром и газопроводом.

10.5.4 Протаскивание газопровода в защитный футляр осуществляется в следующем порядке:

– газопровод на монтажных полотенцах поднимается кранами-трубоукладчиками и перемещается в створ траншеи;

– к газопроводу присоединяется канат, который другим концом через защитный футляр прикрепляется к трактору-тягочу;

– головная часть плети газопровода вводится в защитный футляр, и вся плеть газопровода приводится в соосное с футляром положение;

– продольным перемещением кранов-трубоукладчиков и трактором-тягочем газопровод протаскивается в защитный футляр до выхода головной части газопровода из футляра.

10.5.5 При протаскивании газопровода в футляр не допускается повреждения изоляции.

10.5.6 Работы по протаскиванию рекомендуется производить в холодное время дня (утром).

10.6 Контроль выполнения работ при закрытых способах прокладки газопровода

10.6.1 При закрытых способах прокладки газопроводов при проведении операционного контроля следует выполнять проверку правильности:

– закрепления оси перехода газопровода;

– размеров рабочего и приемного котлованов;

– крутизны откосов котлованов или их креплений, основания котлованов, упорных и опорных стенок;

– прокладки футляра;

– конструкции и расстановки диэлектрических опор на газопроводе;

– заделки концов футляра.

10.6.2 Для проверки правильности закрепления оси перехода газопровода необходимо проверить наличие плановых (осевых) знаков, определяющих ось трассы газопровода.

10.6.2.1 Ось перехода должна быть закреплена при выполнении разбивочных работ и соответствовать проектной документации.

10.6.2.2 Контроль правильности закрепления оси перехода газопровода производится при выполнении разбивочных работ путем измерений с помощью лазерных приборов (ГОСТ Р 53340).

10.6.3 Для проверки правильности размеров рабочего и приемного котлованов необходимо проверить их габариты с помощью измерительных приборов.

10.6.3.1 Ширина, длина и глубина рабочего и приемного котлованов должна составлять не менее указанной в проектной документации. Допустимые отклонения по вертикали должны быть не более 1% глубины заложения, по горизонтали не более 5% .

10.6.3.2 Контроль правильности длины и ширины рабочего и приемного котлованов производится с помощью рулетки по ГОСТ 7502 или лазерного прибора по ГОСТ Р 53340, глубины с помощью нивелира по ГОСТ 10528.

10.6.4 Проверку соответствия крутизны откосов котлованов или их креплений, основания котлованов, упорных и опорных стенок следует выполнять сличением отметок дна и верха котлована и заложение откосов с принятыми в проектной (рабочей) документации и ППР.

10.6.4.1 Крутизна откосов котлованов проверяется по замерам глубины котлованов и заложения откосов и должно проводиться проведением их измерений.

10.6.4.2 Контроль правильности глубины, и заложения откосов производится с помощью геодезических приборов (ГОСТ Р 53340), наличия креплений, упорных и опорных стенок - визуально.

10.6.5 Проверку правильности прокладки футляра закрытым способом следует выполнять сличением отметок верха футляра или оси футляра на входе и выходе из земли предусмотренным в проектной документации.

10.6.5.1 Отметки верха футляра и оси футляра проверяются с помощью измерений на соответствие проектной документации. Отклонение оси футляра от проектных допускается в пределах, установленных в инструкции по эксплуатации на оборудование, применяемого для закрытого способа прокладки.

10.6.5.2 Контроль правильности прокладки футляра (отметки верха футляра) производится с помощью геодезических приборов (ГОСТ Р 53340).

10.6.6 Проверку правильности расстановки диэлектрических опор на газопроводе и их конструкцию следует выполнять сличением с проектной документацией и выполняться согласно подразделу 9.5.

10.6.7 Проверку заделки концов футляра следует выполнять в соответствии с подразделом 9.5.

10.6.8 Выявленные в процессе контроля отклонения от проектной документации и требований нормативных документов в области стандартизации и технического регулирования или технологических инструкций должны быть исправлены до начала производства последующих работ.

10.6.9 По результатам операционного контроля должны составляться акты освидетельствования скрытых работ по форме, приведенной в Требованиях [17] (приложение 3).

11 Сооружения на газопроводах

11.1 Общие требования

11.1.1 На сетях газораспределения монтируются следующие сооружения:

– колодцы;

– коверы;

– конденсатосборники;

– контрольные трубки;

– опознавательные знаки.

11.1.2 Монтаж бетонных и железобетонных конструкций следует выполнять в соответствии с СТО НОСТРОЙ 2.6.54.

11.1.3 При разработке грунта под сооружения газопроводов необходимо руководствоваться требованиями раздела 8 настоящего стандарта и следующими положениями:

– естественная структура грунта в основаниях при разработке котлована не должна быть нарушена;

– отметка экскавации грунта должна быть на 15-20 см выше отметки заложения подготовки фундамента сооружения. Окончательную зачистку котлована выполняют вручную.

11.2 Монтаж колодцев

11.2.1 Колодцы на сетях газораспределения могут быть следующих видов:

– сборные бетонные из бетонных блоков;

– сборные из железобетонных колец;

– полимеропесчанные.

11.2.2 Монтаж колодцев из сборных бетонных и железобетонных конструкций

11.2.2.1 До начала монтажа фундаментных блоков необходимо подготовить основание котлована. Для этого на дно котлована укладывают деревянную раму из

брусков сечением 10 - 15 см. Размеры сторон рамы должны превышать соответствующие размеры днища колодца на 20 см. Раму следует уложить на грунт и выровнять по нивелиру или гидравлическому уровню так, чтобы верх ее соответствовал положению подошвы днища колодца. При устройстве монолитного железобетонного днища колодца, внутри рамы следует произвести подготовку, предусмотренную проектной документацией, и одновременно при бетонировании днища установить сетку из арматурной стали (ГОСТ 5781) с соблюдением защитного слоя бетона, предусмотренного проектной документацией. Способ приготовления и доставки бетона определяется в ППР. При устройстве сборного основания днища колодца в раме необходимо устроить песчаную подготовку, на которую укладывают железобетонные плиты основания колодцев.

11.2.2.2 В процессе монтажа блоков готовят постель из раствора для очередного фундаментного блока непосредственно перед его установкой. По осям следует проверить правильность укладки предыдущего блока, а при подаче крановщиком очередного блока необходимо развернуть его в требуемое положение. Средняя толщина швов допускается 15 мм.

11.2.2.3 После установки блока на место при помощи уровня проверяется его горизонтальность и положение блока относительно осей и не допускается их отклонение. В случае неправильного положения блока его необходимо приподнять и вновь установить с нужным смещением. Выступающий из-под блоков цементный раствор удаляется, а шов тщательно затирается снаружи и изнутри колодца. После этого заливают раствором вертикальные швы между блоками. Во избежание вытекания раствора вертикальные швы предварительно затирают цементным раствором. Аналогично выполняется монтаж железобетонных колец, при устройстве круглых сборных железобетонных колодцев.

11.2.2.4 В процессе монтажа стен колодца необходимо установить футляры, предусмотренные для пропуска газопроводов, зазоры заделываются бетонным раствором.

11.2.2.5 По верхнему ряду бетонных блоков (верхнему кольцу) должна устраиваться подготовка из цементного раствора, на которую монтируется сборное железобетонное перекрытие колодца.

11.2.2.6 На перекрытие колодца устанавливается горловина колодца, из сборных железобетонных колец, монтируемых аналогично стенам колодца.

11.2.2.7 Установка люка должна производиться в строгом соответствии с проектными отметками.

11.2.2.8 Для гидроизоляции стенок колодцев применяют оклеечную и (или) обмазочную гидроизоляцию. Оклеечная гидроизоляция применяется способом наклеивания рулонного материала (гидроизол, металлоизол и т.д.). Обмазочная гидроизоляция наносится горячими мастиками на черных вяжущих (битум, каменноугольном дегте) с наполнителем (асбест, молотый известняк и др.) в 2-3 слоя. Наружные поверхности стен колодцев до нанесения изоляции должны быть подготовлены: устранены острые углы, заделаны стыки, швы, выбоины.

11.2.2.9 При обратной засыпке пазух котлована следует соблюдать осторожность с целью предотвращения повреждения изоляции.

11.2.2.10 Дорожная одежда при размещении колодца на проезжей части автодороги должна быть восстановлена. При размещении колодца вне проезжей части дорог следует устраивать отмостку.

11.2.3 Монтаж полимерно-песчаных колодцев

11.2.3.1 Монтаж полимерно-песчаных колодцев ведется с применением средств мало механизации и без применения грузоподъемной техники.

11.2.3.2 Монтаж производится по11.2.2.

11.3 **Монтаж конденсатосборника**

11.3.1 Монтаж конденсатосборника должен вестись одновременно с линейной частью газопровода. В месте установки конденсатосборника, основание траншеи должно быть уплотнено тяжелыми трамбовками в соответствии с разделом 8. Конденсатосборник устанавливается соосно с газопроводом. Вертикальность конденсатоотводящей трубки должна контролироваться при помощи пузырькового уровня или лазерного построителя плоскостей (ГОСТ Р 53340).

11.3.2 Засыпку конденсатосборников следует производить вручную с послойным уплотнением до отметок установки опорных железобетонных колец коверов.

11.3.3 Монтаж ковера для защиты от механических повреждений и атмосферных осадков, трубки отвода конденсата из конденсатосборника приведен в подразделе 11.4.

Примечание – К коверу:

а) коверы на подземных газопроводах природного газа применяются для защиты от механических повреждений и атмосферных осадков, выводимых на поверхность земли контрольных трубок, трубок отвода конденсата из конденсатосборников и контактов для замера потенциалов земля - газопровод.

11.4 Монтаж ковера

11.4.1 Ковер состоит из опорного железобетонного кольца, устанавливаемого на грунт.

11.4.2 Грунт над техническим устройством, вывод которого защищается ковером, уплотняется до отметок, предусмотренных в проектной документации. По уплотненному грунту устраивается щебеночная подготовка, на которую устанавливается опорное железобетонное кольцо, предусмотренное проектной документацией.

11.5 Монтаж контрольной трубки

11.5.1 Монтаж контрольной трубки на стальном футляре газопровода, производится до протяжки газопровода в футляре, в процессе монтажа самого футляра.

11.5.2 Вырезка отверстия под установку контрольной трубки следует вести режущим инструментом (фрезами), вырезку отверстия газовым резаком не допускается, для предотвращения образования наплывов метала на внутренней поверхности футляра.

11.5.3 Приварка контрольной трубки к футляру ведется по технологии сварки, применяемой для сварки труб газопровода. Сварное соединение подвергается ВИК.

11.5.4 Контрольная трубка на стальном футляре и место ее врезки в футляр изолируется аналогично основного газопровода.

11.5.5 При монтаже контрольной трубки в полиэтиленовый футляр при помощи деталей с закладными нагревательными элементами следует руководствоваться требованиями подраздела 12.3.

11.5.6 Обратная засыпка места установки контрольной трубки должна выполняется вручную, в процессе засыпки необходимо контролировать вертикальность контрольной трубки. В процессе засыпки необходимо избегать повреждения изоляции контрольной трубки.

11.5.7 Верх контрольной трубки обустраивается по 11.4.

11.6 **Монтаж опознавательных знаков**

11.6.1 Места установки опознавательных знаков по трассе подземного газопровода определяются проектной документации.

11.6.2 Опознавательные знаки устанавливаются в пробуренные в грунте отверстия. Строительные машины и механизмы, применяемые для бурения, определяются в ППР.

11.6.3 Пробуренные до проектных отметок скважины заполняются бетоном, после чего устанавливается опознавательный знак, при этом защитный слой бетона должен быть не менее 10 см.

11.7 **Особенности производства работ в зимних условиях**

11.7.1 При монтаже сооружений на газопроводе следует выполнять следующие рекомендации:

– бетонные блоки и железобетонные изделия перед монтажом должны быть очищены от снега, ледяных корок. Очистка должна проводиться механическим способом или с помощью обогрева. Применение холодной и горячей воды не допускается;

– в случае применения растворов без пластификаторов и противоморозных добавок необходимо применять подогретый раствор. Раствор готовят непосред-

ственно перед применением с использованием подогретых компонентов. Температура раствора перед его укладкой должна быть не менее 10°С. Для контроля температуры раствора на стройплощадке должны использоваться термометры;

– в случае применения растворов с пластификаторами и противоморозными добавками раствор доставляют к месту монтажа автобетоносмесителями с заводов изготовителей;

– монтаж блока следует производить сразу после укладки раствора, для предотвращения охлаждения раствора;

– при монтаже бетонных и железобетонных конструкций с использованием «тепляков» для обогрева зоны монтажа следует применять мобильные воздухонагревателя (электрические, газовые, жидкотопливные и т.п.). Температура внутри «тепляка» (не ниже 5°С) и время ее поддержания определяется из условия набора раствором 20% от его проектной прочности. Данное условие выполняется при поддержании температуры в «тепляке» 5°С в течение 6 суток, 10°С в течении 7 суток, 15°С в течение 4 суток, 20°С в течение 3 суток.

11.8 **Контроль выполнения работ по монтажу сооружений**

11.8.1 В процессе монтажа сооружений при проведении операционного контроля следует выполнять проверку правильности:

– бетонных работ;

– монтажа сборных железобетонных конструкций;

– гидроизоляции сооружений;

– монтажа контрольной трубки;

– монтажа опознавательных знаков.

11.8.2 Контроль выполнения бетонных работ должен осуществляться в соответствии с СТО НОСТРОЙ 2.6.54.

11.8.2.1 Результаты контроля бетона и выполненных бетонных работ должны отражаться в журнале и актах приемки работ, форма актов приведена в СП 70.13330.

11.8.3 Контроль работ по монтажу сборных железобетонных конструкций включает проверку:

– соблюдения технологии и последовательности выполнения монтажных работ, на соответствие пункту 11.2.2, контроль осуществляется документарной проверкой, по записям в журнале работ;

– геометрических размеров и положения смонтированных частей сооружений, теодолитом или иными геодезическими приборами по ГОСТ 53340 на соответствие проектной документации. Допустимые отклонения при монтаже сборных железобетонных конструкций приведены в таблице 6.1 СП 70.13330;

– замоноличивания стыков железобетонных конструкций, визуально на полноту заполнения шва раствором. Выявленные пустоты должны быть заполнены раствором.

11.8.4 Контроль за выполнением изоляционных работ внешних поверхностей стен колодцев следует выполнять в соответствии с требованиями СП 71.13330 (СНиП 3.04.01-87). Адгезию покрытия контролируют в соответствии с ГОСТ 26589.

11.8.5 При монтаже контрольной трубки следует контролировать:

– вертикальность ее установки, при помощи уровней строительных по ГОСТ 9416, отклонения от вертикальности не допускаются;

– сварные соединения в соответствии с подразделом 13.2.

11.8.6 Контроль работ по монтажу опознавательного знака включает в себя:

– контроль бетонных работ в соответствии с СТО НОСТРОЙ 2.6.54;

– контроль вертикальности при помощи уровней строительных по ГОСТ 9416;

– контроль привязки опознавательного знака к оси трассы газопровода при помощи рулетки по ГОСТ 7502, на соответствие проектной документации.

11.8.7 По результатам операционного контроля должны составляться акты освидетельствования скрытых работ по форме, приведенной в Требованиях [17] (приложение 3).

12 Соединения газопроводов

12.1 Общие требования

12.1.1 Соединения подземных газопроводов подразделяются на:

– сварные стальных газопроводов, выполненные:

а) ручной дуговой сваркой;

б) газовой сваркой;

в) сваркой в среде защитного газа;

– сварные полиэтиленовых газопроводов, выполненные;

а) сваркой нагретым инструментом встык;

б) сваркой с использованием деталей с ЗН;

– паяные медные газопроводы;

– сварные медные газопроводы;

– фланцевые.

12.1.2 Соединения подземных стальных и медных газопроводов, выполненные сваркой и пайкой (ГОСТ 5264, ГОСТ 24715), а также операторы сварочных машин и специалисты сварочного производства по монтажу полиэтиленовых газопроводов должны осуществляться сварщиками и паяльщиками, аттестованными согласно пунктам 7.35 и 7.41 Свода правил [20], в объеме, предусмотренном Технологическим регламентом [21] и Правилами [22].

12.1.3 При подготовке сварочного оборудования, прежде всего, проверяется его комплектность согласно инструкции по эксплуатации. Если при выполнении сварки необходимы вспомогательные средства, не перечисленные в инструкции (ножи для снятия стружки, регулируемые опоры, средства контроля и т.п.), они должны быть предоставлены в распоряжение сварщика и использоваться в его работе.

12.1.4 Размещение сварочного оборудования должно производиться на заранее расчищенной и спланированной площадке или трассе газопровода после складирования на ней полиэтиленовых труб. Сварщик должен освободить вокруг места своей работы достаточную площадь для того, чтобы он мог без приложения особых усилий производить необходимые рабочие операции по подготовке сварного шва. При необходимости место сварки защищают от атмосферных осадков, пыли и песка при помощи тентов или палаток. В летнее время установка тента над зоной сварки будет способствовать более быстрому охлаждению сварного соединения. В сырую и дождливую погоду можно рекомендовать устанавливать сварочное оборудование на деревянные щиты. При сварке свободный конец трубы или плети закрывают инвентарными заглушками для предотвращения сквозняков внутри свариваемых труб.

12.1.5 У каждого сварного соединения должно быть нанесено обозначение (цифровой или буквенный код) сварщика-оператора, выполнившего это соединение. Кроме этого, у каждого сварного соединения наносят его порядковый номер. Нанесение на трубу в зоне соединения кода оператора и порядкового номера стыка называют клеймом (маркировкой) согласно. Способ маркировки должен обеспечивать ее сохранность в течение установленного срока эксплуатации газопровода. Маркировку сварных стыков полиэтиленовых газопроводов производят несмываемым карандашом-маркером яркого цвета (например: белого или желтого - для черных труб, черного и голубого - для желтых труб). Маркировку (номер стыка и код оператора) наносят рядом со стыком со стороны, ближайшей заводской маркировки труб. Допускается маркировку (код оператора) производить клеймом на горячем расплаве грата через 20-40 секунд после окончания операции осадки в процессе охлаждения стыка в зажимах центратора сварочной машины в двух диаметральных точках. Рекомендуется использовать клейма типа ПУ-6 или ПУ-8 ГОСТ 2930.

12.1.6 Сварочные работы должны выполняться в соответствии с СТО НОСТРОЙ 2.10.64 и требованиями настоящего раздела.

12.1.7 Диаметр отверстия прокладки разъемного фланцевого соединения не должен быть меньше внутреннего диаметра трубы и должен соответствовать внутреннему диаметру уплотнительной поверхности фланца. Размеры прокладок должны соответствовать ГОСТ 15180.

12.2 Соединения стальных газопроводов

12.2.1 Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений стальных газопроводов должны соответствовать ГОСТ 16037 и требованиям настоящего раздела.

Технология сварки газопроводов включает: подготовку труб к сварке, сборку стыков, базовую сварку труб в секции и сварку труб или секции в плеть.

При сварке труб номинальный диаметром более DN400 двумя сварщиками каждый из них должен поставить (наплавить или выбить) по номеру (клейму) на границах своего участка.

12.2.2 При необходимости подготовка кромок под стандартную разделку выполняется механической обработкой или газовой резкой с последующей зачисткой шлиф- машинкой.

12.2.3 Перед сваркой труб необходимо:

– очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, соединительных деталей газопроводов, патрубков, арматуры на ширину не менее 10 мм;

– проверить геометрические размеры кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы;

– очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

12.2.4 Концы труб, имеющие трещины, надрывы, забоины, задиры фасок глубиной более 5 мм, обрезают.

12.2.5 Сборку стыков труб производят на инвентарных лежках с использованием наружных или внутренних центраторов.

12.2.6 Допускаемое смещение кромок свариваемых труб не должно превышать величины 0,15S + 0,5 мм, где S - наименьшая из толщин стенок свариваемых труб.

12.2.7 Сварка стыков разнотолщинных труб или труб с соединительными деталями и патрубками арматуры допускается без специальной обработки кромок при толщине стенок менее 12,5 мм (если разность толщин не превышает 2,0 мм).

12.2.8 Сварка нахлесточных соединений производится в соответствии с ГОСТ 16037 и выполнением следующих требований:

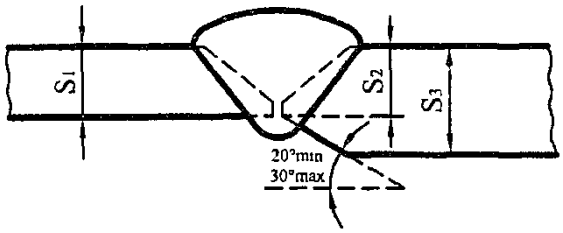
– просвет между трубами, соединяемыми внахлест, не более 1 - 2 мм и равновелик по периметру;

– величина нахлеста по длине соединяемых труб не менее 3 см;

– на конце трубы меньшего диаметра выполняется фаска вовнутрь под углом не менее 45° на всю толщину стенки трубы;

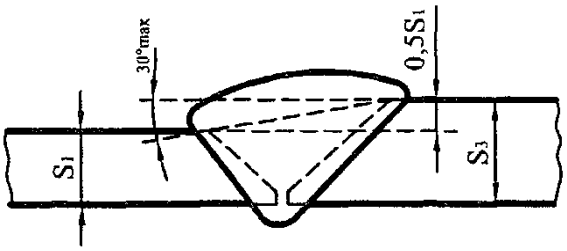
– соединения свариваемых торцов после специальной подготовки (утонении) кромок изнутри или снаружи более толстостенного элемента с толщиной стенки S_3 до толщины S_2 свариваемого торца (рисунок 2), которая не превышает 1,5 толщины менее толстостенного элемента S_1.

Обработка с внутренней стороны толщины S_3 до $S_2 = S_1$



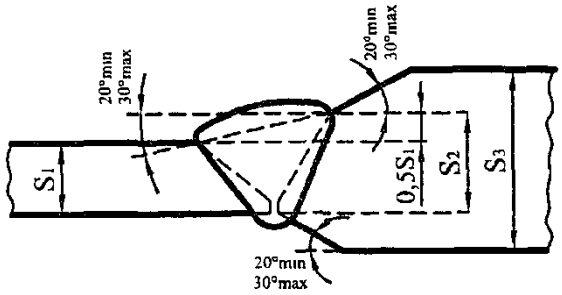
Соединение S_2 <= 1,5S без обработки свариваемых торцов

($S_2 = S_3$)



Обработка с внутренней и наружной стороны толщины S_3

до $S_2 <= 1{,}5\,S_1$



Обработка с наружной стороны толщины S_3 до $S_2 <= 1{,}5\,S_1$

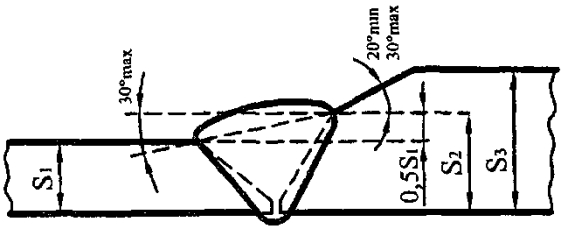


Рисунок 2 Обработка свариваемых торцов труб

12.2.9 Сборку под сварку труб с односторонним продольным или спиральным швом производят со смещением швов в местах стыковки труб не менее чем на:

– 15 мм - для труб номинальным диаметром до DN50;

– 50 мм - " " " от DN50 до DN100;

– 100 мм - " " " свышеDN100.

12.2.10 При сборке под сварку труб, у которых швы сварены с двух сторон, допускается не производить смещение швов при условии проверки места пересечения швов физическими методами.

12.2.11 Для закрепления труб в зафиксированном под сварку положении электродами, применяемыми для сварки корневого шва, следует выполнять равномерно расположенные по периметру стыка прихватки в количестве:

– для труб номинальным диаметром до DN80 - 2 шт.;

– для труб номинальным диаметром свышеDN80 до DN150 мм - 3 шт.;

– для труб номинальным диаметром свышеDN150 до DN300 мм - 4 шт.;

– для труб номинальным диаметром свышеDN300 - через каждые 250 мм.

12.2.12 Высота прихватки должна составлять 1/3 толщины стенки трубы, но не менее 2 мм; длина прихватки - 20 - 30 мм при номинальном диаметре стыкуемых труб до 50; 50 - 60 мм - при номинальном диаметре стыкуемых труб более DN50.

12.2.13 Перед началом выполнения сварочных работ поворотных и неповоротных стыков труб производится просушка или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков.

12.2.14 Просушку торцов труб путем нагрева на 50°С рекомендуется производить:

– при наличии влаги на трубах независимо от температуры окружающего воздуха;

– при температуре окружающего воздуха ниже плюс 5°С.

12.2.15 Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, грозы, снегопада, тумана и при ветре скоростью свыше 10 м/с можно выполнять при условии обеспечения защиты места сварки от неблагоприятных природных воздействий.

12.2.16 Необходимость предварительного подогрева стыков определяют в зависимости от марок стали свариваемых труб, подразделяющихся на следующие группы:

– I - трубы из спокойных (сп) и полуспокойных (пс) сталей марок: Ст3 по ГОСТ 380; 08, 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050;

– II - трубы из кипящих (кп) сталей марок: Ст3, по ГОСТ 380;

– III - трубы из низколегированных сталей марок: 09Г2С, 17ГС, 17Г1С по ГОСТ 19281; марки 10Г2 по ГОСТ 4543.

12.2.17 Предварительный подогрев стыков производят при сварке труб с толщиной стенки от 5 до 10 мм электродами с рутиловым или целлюлозным покрытием при температуре наружного воздуха: ниже минус 20°С - для труб I и II групп, ниже минус 10°С - для труб III группы. При сварке при температуре минус 10°С подогрев труб с толщиной стенки более 10 мм обязателен. Минимальная температура подогрева должна составлять 100°С и измеряться на расстоянии 5 - 10 мм от кромки трубы. Температуру предварительного подогрева контролируют контактными термометрами или термокарандашами. Место замера температуры контактными термометрами следует предварительно зачистить металлической щеткой. При необходимости просушки, и подогрева стыка, то производится только подогрев стыка.

12.2.18 Не рекомендуется зажигать дугу с поверхности трубы. Дуга зажигается с поверхности разделки кромок или же с поверхности металла уже выполненного шва.

12.2.19 При применении для сборки стыка наружных центраторов снимать их допускается после сварки не менее 50% стыка. При этом отдельные участки шва равномерно располагают по периметру стыка. Перед продолжением сварки корневого шва после снятия центратора все сваренные участки зачищают, а концы швов прорезают углошлифовальной машинкой.

12.2.20 До полного завершения корневого слоя шва не рекомендуется перемещать свариваемый стык.

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

Для облегчения удаления шлака рекомендуется подбирать режимы сварки, обеспечивающие вогнутую (менискообразную) форму поверхности корневого и заполняющих слоев.

Начало и конец кольцевого сварного шва отстоят от заводского шва трубы (детали, арматуры) не менее:

– 50 мм - для номинального диаметров менее DN400;

– 75 мм - " " " DN1000;

– 100 мм - " " более DN1000.

Места начала и окончания сварки каждого слоя ("замки" шва) располагают для труб номинальным диаметром DN400 и более не ближе 100 мм от "замков" предыдущего слоя шва; для труб номинальным диаметром менее DN400 - не ближе 50 мм.

12.2.22 **Неразъемные соединения стальных газопроводов, выполненные дуговой сваркой**

12.2.22.1 При сборке газопроводов под сварку в целях безопасности не допускается передача нагрузки на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки.

12.2.22.2 Длину прямого участка между сварными швами двух соседних гибов рекомендуется принимать равным не менее 100 мм.

12.2.22.3 При применении крутоизогнутых отводов допускается расположение сварных соединений в начале изогнутого участка и сварка между собой отводов без прямых участков.

12.2.22.4 Расстояние между соседними сварными соединениями и длину кольцевых вставок при вварке их в трубопровод рекомендуется принимать равным не менее 100 мм.

12.2.22.5 Ручную дуговую сварку стыков труб при толщине стенок до 6 мм выполняют не менее чем в два слоя, при толщине стенок более 6 мм - не менее чем в три слоя.

12.2.22.6 Стыки газопроводов номинальным диаметром 900 и более, свариваемые без остающегося подкладного кольца, должны быть выполнены с подваркой корня шва внутри трубы.

12.2.22.7 Автоматическую дуговую сварку под флюсом выполняют по первому слою, сваренному ручной дуговой сваркой (теми же электродами, которыми прихватывались стыки) или сваркой в среде углекислого газа.

12.2.22.8 При выборе электродов для ручной дуговой сварки следует руководствоваться таблицей Г.1 приложения Г СП 16.13330, при условии, если их марки не указаны в проектной документации.

12.2.22.9 При сварке труб газопроводов из сталей с различными пределами текучести, электроды следует применять по более высокому приделу текучести.

12.2.23 **Неразъемные соединения стальных газопроводов, выполненные газовой сваркой**

12.2.23.1 Газовая сварка ацетиленом допускается для газопроводов номинальным диаметром DN150 с толщиной стенки до 5 мм включительно со скосом кромок.

12.2.23.2 При толщине стенок до 3 мм сварка производится без скоса кромок.

12.2.23.3 Сварка с применением пропан-бутановой смеси допускается только для газопроводов низкого давления номинальным диаметром не более DN150 с толщиной стенки до 5 мм.

12.2.23.4 Газовую сварку производят в один слой.

12.2.23.5 Газовая сварка стыков выполняется восстановительным пламенем присадочной проволокой диаметром 1,5 - 3 мм.

12.2.23.6 Сварку труб рекомендуется производить газовыми горелками инжекторного типа Г2 и Г3 с давлением 0,9 - 3,9 кПа (0,01 - 0,04 кгс/см^2). Газ для питания горелок должен поставляться в аттестованных по срокам пользования баллонах.

12.2.24 Разъемные фланцевые соединения стальных газопроводов

12.2.24.1 Фланцевые соединения выполняются согласно ГОСТ 15763. При входном контроле фланцев, болтов, гаек, шайб, шпилек необходимо проверить отсутствие загрязнений, коррозионных повреждений, деформаций и повреждения защитного покрытия, кроме того, для шпилек, болтов и гаек следует проверять на отсутствие повреждений резьбы. Прокладки фланцевых соединений следует проверять на отсутствие повреждений.

12.2.24.2 Газопроводы рекомендуется присоединять к зафиксированным в проектном положении техническим устройствам. При соединении газопроводов с

техническими устройствами не допускаются перекосы и дополнительные натяжения.

12.2.24.3 Значения допустимых отклонений от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы или детали приведены в таблице 4.

Таблица 4

Номинальный диаметр трубы, DN	Отклонение, мм
25 - 63	0,15
63 - 160	0,25
160 - 400	0,35
400 - 700	0,5
Более 700	0,6

12.2.24.4 При сборке фланцевых соединений рекомендуется в целях безопасности выполнять следующие условия:

– гайки болтов располагаются с одной стороны фланцевого соединения;

– высота выступающих над гайками концов болтов и шпилек выполняется размером не менее одного шага резьбы (без учета фаски);

– гайки соединений с мягкими прокладками рекомендуется затягивать способом крестообразного обхода, а с металлическими прокладками - способом кругового обхода;

– болты и шпильки соединений трубопроводов рекомендуется смазывать в соответствии с требованиями технической документации;

– диаметр отверстия прокладки рекомендуется выполнять размером не меньше внутреннего диаметра трубы и соответствующим внутреннему диаметру уплотнительной поверхности фланца;

– не рекомендуется осуществлять выравнивание перекосов фланцевых соединений натяжением болтов (шпилек), а также применением клиновых прокладок.

12.2.24.5 Рекомендуемое расстояние от фланца арматуры или фланца компенсатора до опоры, стенки колодца или покрытия - не менее 400 мм.

12.3 **Соединения полиэтиленовых газопроводов**

12.3.1 Неразъемные соединения полиэтиленовых газопроводов, выполненные сваркой встык нагретым инструментом и при помощи соединительных деталей с ЗН

12.3.1.1 К выполнению сварочных работ допускается только квалифицированный персонал, обученный и аттестованный для выполнения работ по сварке полиэтиленовых газопроводов.

12.3.1.2 Сварные соединения должны выполняться в соответствии с ГОСТ16310.

12.3.1.3 Сварочные работы могут производиться при температуре окружающего воздуха от минус 15 до плюс 45°С.

12.3.1.4 Сваркой встык нагретым инструментом соединяются трубы и соединительные детали с наружными диаметрами DE63 с SDR 11 и выше, и толщиной стенки по торцам более 5,0 мм.

12.3.1.5 Не рекомендуется сварка встык труб с разной толщиной стенок (SDR), изготовленных из различных марок полиэтилена и длинномерных труб.

12.3.1.6 Сборку и сварку труб и соединительных деталей рекомендуется производить на сварочных машинах с высокой и средней степенью автоматизации процесса сварки. Допускается также использовать машины с ручным управлением процессом сварки, но с обязательным автоматическим поддержанием заданной температуры нагретого инструмента согласно Порядку [23].

12.3.1.7 Сваркой деталями с ЗН соединяются трубы наружным диаметром от DE20 до DE225 мм и выше независимо от толщины стенки. Сварку труб по данному методу производят при соединении труб и соединительных деталей при толщине стенки менее 5 мм.

12.3.1.8 Производство сварочных работ включает подготовительные работы и сварку труб и соединительных деталей.

Подготовительные работы для обоих способов сварки включают:

– подготовку и проверку работоспособности сварочного оборудования;

– подготовку места сварки и размещение сварочного оборудования;

– выбор необходимых параметров сварки;

– закрепление и центровку труб и деталей в зажимах центраторатора сварочной машины или позиционера;

– механическую обработку (протирка для деталей с ЗН) торцов свариваемых поверхностей труб и деталей.

12.3.1.9 Для крепления труб подбираются зажимы и вкладыши, соответствующие диаметру свариваемых труб. Вкладыши зажимных устройств должны быть чистыми, без сколов и заусенцев, которые могли бы повредить поверхность труб. Трущиеся поверхности металлических деталей покрываются смазками, следуя рекомендациям изготовителя. Рабочие поверхности нагревателя и инструмента для обработки полиэтиленовых труб (торцеватели, скребки, зачистные оправки) очищаются от пыли и остатков полиэтилена при помощи чистых и сухих хлопчатобумажных или льняных тканей (или деревянных лопаточек), а при необходимости протираются растворителями. Очистку нагревателя от остатков налипшего полиэтилена производят в горячем состоянии. Электрические кабели полностью разматывают и присоединяют к автономным источникам питания или электрической сети переменного тока. Чтобы не повредить гидравлические шланги и электропровода, необходимо следить, чтобы они не подвергались перегибам. При расстановке оборудования шланги не должны натягиваться.

12.3.1.10 Работоспособность оборудования определяется при визуальной проверке комплектующих узлов сварочных машин, аппаратов, приспособлений и их контрольном включении. У сварочных машин стыковой сварки проверяют плавность перемещения подвижного зажима центратора и работу торцевателя.

12.3.1.11 Выбор необходимых параметров сварки производится в зависимости от используемого способа сварки. В зависимости от температуры окружающего воздуха производят необходимую корректировку параметров сварки: времени и температуры нагревателя.

12.3.1.12 Перед сборкой и сваркой концы труб и присоединительные части соединительных деталей, предназначенные для стыковой сварки, тщательно очищают и протирают внутри и снаружи от всех загрязнений на расстояние не менее

50 мм от торцов. Очистку производят сухими или увлажненными полотенцами (ветошью) с дальнейшей протиркой насухо. Если концы труб или деталей окажутся загрязненными смазкой, маслом или какими-либо другими жирами, их обезжиривают с помощью растворителей на немасляной основе.

12.3.1.13 Концы труб, подготавливаемых под сварку деталями с ЗН, проверяют, чтобы они были обрезаны ровно. Концы труб деформированные, или имеющие глубокие (более 4-5 мм) забоины, обрезают. Полиэтиленовая труба отрезается под прямым углом ручными ножницами или труборезом.

12.3.1.14 Максимальный допуск косого реза, возможный при сварке труб деталями с ЗН, приведен в таблице 11 Свода правил [24].

12.3.1.15 После очистки концов труб производится их механическая обработка (зачистка) с целью удаления оксидного слоя.

12.3.1.16 При стыковой сварке зачистка осуществляется с помощью торцовочных устройств, при сварке деталями с ЗН - вращающихся оправок для зачистки, скребков или универсальных зачистных механизмов, которые позволяют обрабатывать трубы определенного размерного ряда: 20-90 мм, 63-225 мм, 90-500 мм.

12.3.1.17 При использовании деталей с ЗН удаление как минимум 0,1-0,2 мм поверхностного слоя полиэтиленовой трубы является необходимым, максимальные же значения зависят от наружного диаметра трубы. При отсутствии плюсовых допусков по диаметру трубы, существует опасность чрезмерной обработки, в этом случае для зачистки целесообразно использовать ручной скребок, который позволяет снимать более тонкую стружку толщиной до 0,1 мм.

12.3.1.18 При стыковой сварке нагретым инструментом механическая обработка торцов труб производится после их закрепления в зажимах центратора. Труба обрабатывается снаружи на длину приблизительно 1,2 DE от глубины посадки детали. Для седловых отводов зачищается место на трубе, где они будут установлены с припуском 5-10 мм с каждой стороны седла отвода. Толщина снимаемого слоя зависит от допуска по диаметру трубы и не должна приводить к появлению недо-

пустимых зазоров между трубой и деталью. Сами детали с закладными нагревателями механической обработке не подвергаются из-за возможности повредить спираль.

12.3.1.19 Сборку свариваемых труб и деталей, включающую установку, центровку и закрепление свариваемых концов, производят в зажимах центратора сварочной машины или позиционера. Рекомендуемый вылет концов труб из центратора при стыковой сварке нагретым инструментом составляет 15-30 мм (иногда до 50 мм), деталей с короткими хвостовиками - не менее 5 мм, с удлиненными - 10-15 мм. Вылет концов труб из позиционера при сварке деталями с ЗН должен составлять 5-15 см. Зажимы стягивают так, чтобы предотвратить проскальзывание труб при приложении к ним усилия сварки и устранить овальность на торцах. Сильнее или слабее затягивая двусторонние крепления верхнего полукольца зажимов, можно добиться небольшой радиальной подгонки труб в пределах ± 1-2 мм. Под свободные концы труб устанавливают опоры, чтобы выровнять их в горизонтальной плоскости.

12.3.1.20 Концы труб и деталей при сварке нагретым инструментом встык центруют по наружной поверхности таким образом, чтобы максимальная величина смещения кромок не превышала 10% номинальной толщины стенки свариваемых труб.

12.3.1.21 При разнице в толщине стенок свариваемых труб или деталей более 5 мм на трубе (детали), имеющей большую толщину, необходимо сделать скос под углом 15 ± 3° к оси трубы до толщины стенки тонкой трубы (детали). Скос выполняют острым ножом или резцом в специальном приспособлении.

12.3.1.22 Центрация труб при сварке деталями с ЗН производится до величины, позволяющей без усилия установить привариваемую деталь между торцами труб. Оси свариваемых труб и деталей должны быть параллельны, без перекосов во избежание непровара. Концы труб, входящие в соединительные детали, не должны находиться под действием изгибающих напряжений и под действием усилий от собственного веса. Муфты после монтажа должны свободно вращаться от нормального усилия руки. Для того чтобы на зону соединения не передавались

внешние нагрузки, трубы закрепляют в зажимных приспособлениях - позиционерах. Закрепление труб в позиционере является обязательной операцией. Трубы должны находиться в закрепленном положении до окончания фазы остывания сварного соединения.

12.3.1.23 После механической обработки загрязнение поверхности торцов не допускается. Удаление стружки из полости трубы или детали производят с помощью кисти, а снятие заусенцев с острых кромок торца- с помощью ножа.

12.3.1.24 При отсутствии на соединительных муфтах центрирующего упора (например, при врезке ответвлений в действующие газопроводы) перед тем, как надвигать муфту на трубы, производят разметку глубины, на которую должна быть надвинута муфта. Разметку глубины целесообразно производить после механической зачистки и протирки.

12.3.1.25 При сварке с трубами седловых отводов сначала рекомендуется приварить отвод к основной трубе газопровода, а затем к его патрубку подгоняется и приваривается отводная труба. В случае обнаружения брака при сварке отвода эта сварка бракуется и рядом на трубе приваривается новый отвод.

12.3.1.26 Для седловых отводов и других изделий аналогичного типа после сварки и охлаждения соединения производят сверловку (фрезерование) стенки трубы для соединения внутренних полостей отвода и основной трубы. Перед началом фрезерования рекомендуется выдерживать седловой отвод еще в течение 15-20 мин (в дополнение ко времени его охлаждения при сварке).

12.3.2 **Разъемные фланцевые соединения полиэтиленовых газопроводов**

12.3.2.1 Процесс сборки узла разъемного соединения на втулке под фланец состоит из следующих операций:

- обработка стального накидного фланца;
- сварка приварного фланца со стальной трубой;
- подготовка полиэтиленовой втулки;
- приварка втулки к полиэтиленовой трубе (патрубку);
- крепление втулки в стальных фланцах.

12.3.2.2 Приварку одного из фланцев к стальной трубе производят перед сборкой разъемного соединения. Расстояние между уплотнительной поверхностью фланца и торцом металлической трубы принимают 4 мм.

12.3.2.3 Размер наружного валика шва принимается равным: 4 мм при номинальном диаметре до DN50, 5 мм при от DN65 до DN150, 7 мм при номинальном диаметре DN 200 и 9 мм при номинальном диаметре от DN250 до DN300.

12.3.2.4 Подготовленные втулки с короткими хвостовиками целесообразно предварительно приваривать к полиэтиленовому патрубку длиной 0,8-1 м сваркой нагретым инструментом встык. Для проведения процесса сварки рекомендуется использовать специальные приспособления для центровки и закрепления втулок.

12.3.2.5 Перед сборкой фланцевых соединений между втулкой и металлическим фланцем рекомендуется устанавливать дополнительную прокладку. Прокладка выполняется из маслобензостойкой резины толщиной 2,0 мм.

12.3.2.6 Сборку узла разъемного соединения на втулке под фланец целесообразно проводить в базовых условиях. В отдельных случаях (замыкающие участки газопровода, присоединение запорной арматуры и т.п.) сборку разъемных соединений выполняют непосредственно на трассе строительства газопровода. В этом случае перед приваркой к трубе подготовленного узла «втулка - патрубок» или отдельной втулки следует предварительно надеть свободный фланец на полиэтиленовую трубу (при использовании сварки встык) или на втулку под фланец (при использовании сварки деталями с закладным электронагревателем).

12.3.2.7 При сборке фланцевых соединений затяжку болтовых соединений на стальных фланцах производят поочередно по способу крестообразного обхода, завинчивая противоположно расположенные гайки тарированным или динамометрическим ключом.

12.3.2.8 Резиновую прокладку перед затяжкой выравнивают так, чтобы она располагалась на одинаковом расстоянии от краев фланцев. Натяжение болтов производят с усилием, обеспечивающим плотность прилегающих поверхностей стального фланца, уплотняющей прокладки и полиэтиленовой втулки. Длину болтов подбирают с таким расчетом, чтобы после затяжки концы болтов выступали над

гайкой на высоту не менее 1 и не более 3 шагов резьбы. Резьбу, при необходимости, смазывают.

12.3.2.9 Гайки болтовых соединений располагают на одной стороне фланцевого соединения. После сборки соединения проверяют параллельность соприкасающихся поверхностей стальных фланцев. Отклонение от параллельности по наружному диаметру фланцев не должно превышать 10% от толщины прокладки (0,2 мм).

12.3.3 **Неразъемное соединение полиэтилен-сталь**

12.3.3.1 Вварку неразъемных соединений в газопровод при использовании технологии стыковой сварки производят в следующей последовательности:

– производят сборку и сварку труб из полиэтилена;

– осуществляют подгонку и сварку металлических труб.

12.3.3.2 Перед монтажом на трассе рекомендуется в базовых условиях предварительно приварить к стальному участку перехода металлический патрубок длиной 0,5-0,8 м для обеспечения большего удобства при подгонке труб. Продольные (заводские) швы стальных труб должны быть смещены поворотом вокруг продольной оси относительно друг друга. При подгонке стальных труб в захлесте газовую резку и шлифовку кромок труб следует производить на конце стального газопровода, а не патрубка неразъемного соединения.

12.3.3.3 В процессе подгонки и сборки стального стыка, выполнения прихваток и последующей электродуговой сварки полиэтиленовый патрубок должен быть защищен от брызг металла и шлаков. Зона раструбного соединения «полиэтилен - сталь» не должна нагреваться свыше 50-60°С.

12.4 **Соединения медных газопроводов**

12.4.1 **Неразъемные соединения, выполненные пайкой**

12.4.1.1 Конструкции паяных соединений медных труб должны соответствовать типам ПН-4, ПН-5 по ГОСТ 19249. Конструкция паяного соединения ПН-5 приведена на рисунке 3.

Рисунок 3 – Конструкция паяного соединения ПН-5

Данные о выполненных при монтаже газопровода паяных соединениях медных труб должны заноситься в строительный паспорт газопровода. При этом условные обозначения паяных соединений должны содержать следующую информацию:

– буквенно-цифровое обозначение типа паяного соединения;

– толщину, ширину и длину паяного соединения;

– обозначение стандарта.

Пример условного обозначения паяного соединения ПН-5 толщиной 0,1 мм, шириной 15 мм, длиной 47 мм:

ПН-5 0,1 х 15 х 47 ГОСТ 19249-73.

Использование соединений других конструкций и соединений, паянных встык, не допускается.

12.4.1.2 Использование флюса при пайке является обязательным в следующих случаях:

– с применением бронзовых или латунных фитингов;

– припоями, не обладающими самофлюсующимися свойствами;

– многокомпонентными припоями или припоями с высоким содержанием серебра (более 5%).

12.4.1.3 При пайке элементов «медь-медь» медно-фосфорными припоями, в том числе с небольшим содержанием серебра (не более 5%), или иными самофлюсующимися припоями применение флюса не требуется.

12.4.1.4 При выполнении пайки медных труб должна соблюдаться следующая последовательность операций:

– резка и удаление заусенцев с торцов труб;

– калибровка диаметра конца трубы и ответного раструба (при бесфитинговой пайке);

– очистка наружной поверхности конца трубы и внутренней поверхности фитинга (или раструба) до металлического блеска;

– нанесение (при необходимости) флюса на наружную поверхность трубы;

– сборка фитинга (или раструба) с трубой с взаимным вращением для равномерного распределения флюса (при его применении);

– удаление избыточного флюса (при его применении) за пределами соединения;

– равномерный нагрев соединения;

– подведение припоя к монтажному зазору прогретого соединения;

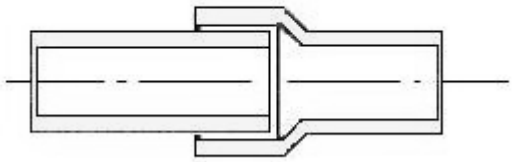
– заполнение монтажного зазора расплавом припоя в пламени горелки с образованием галтели по всему периметру соединения;

– отведение припоя;

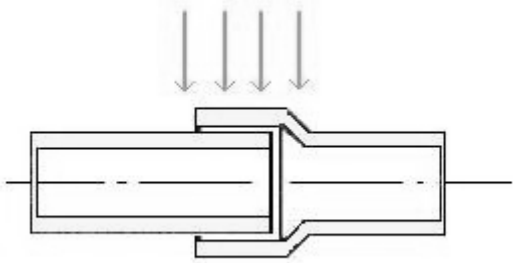
– естественное охлаждение соединения до температуры окружающего воздуха;

– зачистка паяного соединения.

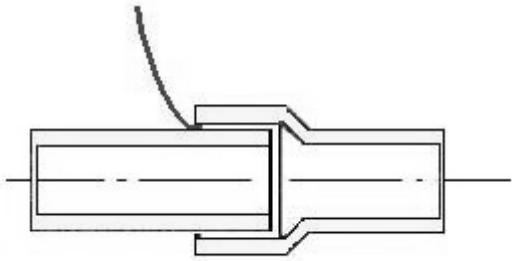
Основные технологические операции при соединении медных труб пайкой приведены на рисунке 4.



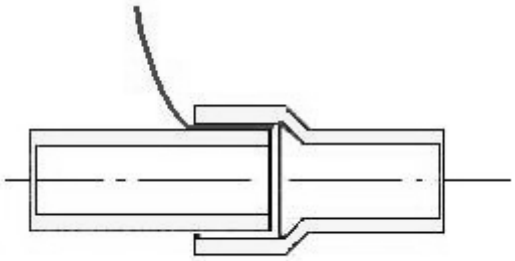
сборка трубы с раструбом (фитингом)



равномерный нагрев соединения



подведение припоя к одной точке монтажного зазора



заполнение зазора припоем

Рисунок 4 - Основные технологические операции при соединении медных труб пайкой

12.4.1.5 Нанесение флюса на внутреннюю поверхность фитинга (раструба) не допускается. Во избежание окисления флюс следует наносить на поверхность трубы сразу после очистки трубы. Флюс наносят на зону сопряжения трубы с фитингом или раструбом тонким слоем с помощью кисточки. После нанесения флюса детали следует сразу соединить, чтобы исключить попадание на влажную поверхность посторонних частиц. Для выполнения пайки должны использоваться газовые горелки, обеспечивающие необходимую температуру, работающие на пропано-кислородной, ацетилено-воздушной или ацетилено-кислородной газовой смеси.

Для исключения перегрева или недогрева отдельных участков паяемых элементов пламя горелки следует постоянно перемещать по соединению, достигая равномерного распределения теплоты. Пламя горелки должно быть «нормальным» (нейтральным), в результате чего пламя нагревает металл, не оказывая другого воздействия. Факел пламени горелки при сбалансированной газовой смеси должен иметь ярко-синий цвет и небольшую величину.

Достижение соединением необходимой для процесса пайки температуры определяют по цвету (темно-вишневый, 750–900°С), а также по началу плавления прутка припоя при прикосновении его к раструбной части фитинга (трубы). Для улучшения пайки рекомендуется предварительно слегка прогреть пруток припоя пламенем горелки.

12.4.1.6 Процесс пайки продолжается до появления расплава по всей окружности спаиваемых элементов. После этого припой отводят от соединения. При пайке труб диаметром более 54 мм для обеспечения полного заполнения монтажного зазора припоем, допускается подведение припоя к двум или трем точкам шва соединения.

12.4.1.7 При пайке и охлаждении необходимо обеспечить неподвижность элементов соединения. Время кристаллизации при охлаждении должно составлять не менее 10-15 секунд. Резкое принудительное охлаждение места пайки не допускается.

12.4.1.8 Зачистку соединения производят после естественного охлаждения до температуры окружающего воздуха. При пайке могут образовываться наплывы припоя, которые при необходимости удаляются. Наплывы припоя внутри соединения не допускаются. Оптимальное количество используемого при пайке припоя не приводит к образованию грата в соединении.

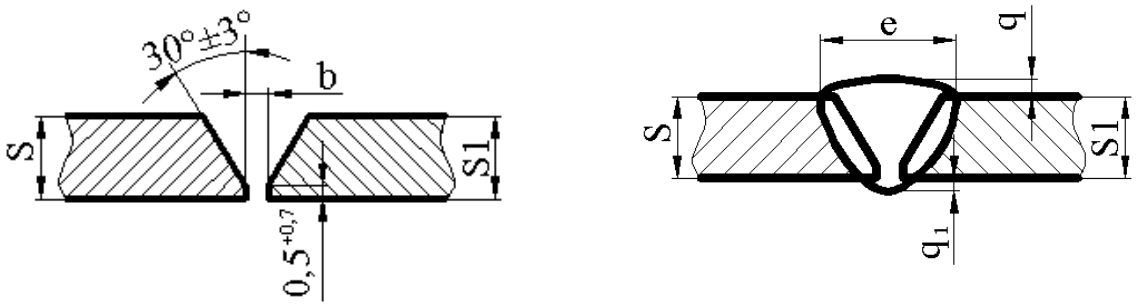
12.4.1.9 Для исключения случаев непропая соединений не допускаются:

– недогрев соединений, особенно при пайке массивных фитингов;
– перегрев соединений, особенно при пайке труб малых диаметров.

12.4.2 Неразъемные соединения, выполненные сваркой неплавящимся электродом

12.4.2.1 В качестве защитного газа рекомендуется применять аргон высшего сорта по ГОСТ 10157 или другого защитного газа (например, гелия). Для экономии аргона и увеличения глубины проплавления допускается применение газовых смесей (например, 75% аргона плюс 25% азота особой чистоты).

12.4.2.2 При выполнении неразъемных соединений медных труб сваркой РАД рекомендуется применять тип сварного соединения С17 по ГОСТ16038, приведенный на рисунке 5.



а) подготовка кромок под сварку б) сварное соединение

Рисунок 5 - Сварное соединение медных труб типа С17 по ГОСТ16038

12.4.2.3 Подготовку кромок под разделку следует выполнять механической обработкой, рисунок 5а. Перед сборкой труб следует очистить внутреннюю полость труб от загрязнений. Кромки труб, а также прилегающие к ним наружную и внутреннюю поверхности следует очистить до металлического блеска на расстояние не менее 5 см.

12.4.2.4 Сборку труб производят на инвентарных лежках с использованием центраторов. Допускаемое смещение не должно превышать 10% от толщины стенки свариваемых труб.

12.4.2.5 Для закрепления труб в зафиксированном положении следует выполнять равномерно расположенные по периметру труб прихватки в количестве:

– без прихваток при диметре труб до 108 мм;

– 2-3 шт. – для труб диаметром 108 – 133 мм;

– 3-4 шт. – для труб диаметром 159 – 267 мм.

Прихватки выполняют с применением присадочной проволоки той же марки, которая используется при сварке соединений газопроводов.

Протяженность одной прихватки составляет 30-40 мм, высота 1-2 мм.

К качеству прихваток предъявляются такие же требования, как и к сварному шву.

12.4.2.6 Перемещение электрода и присадочной проволоки в процессе сварки должно быть равномерно-поступательным. Допускаются возвратно-поступательные перемещения присадочной проволоки без вывода ее из зоны защитного газа.

Присадочную проволоку следует подавать в сварочную ванну навстречу движению горелки, а горелка движется справа налево. Сварку необходимо выполнять с амплитудой колебаний горелки 2-4 мм, при этом сварочная ванна должна всегда находиться в зоне защитного газа.

После обрыва дуги при перерыве в сварке или по ее окончании подачу защитного газа следует прекратить через 5-10 с (после некоторого остывания металла и электрода) для предупреждения недопустимого окисления.

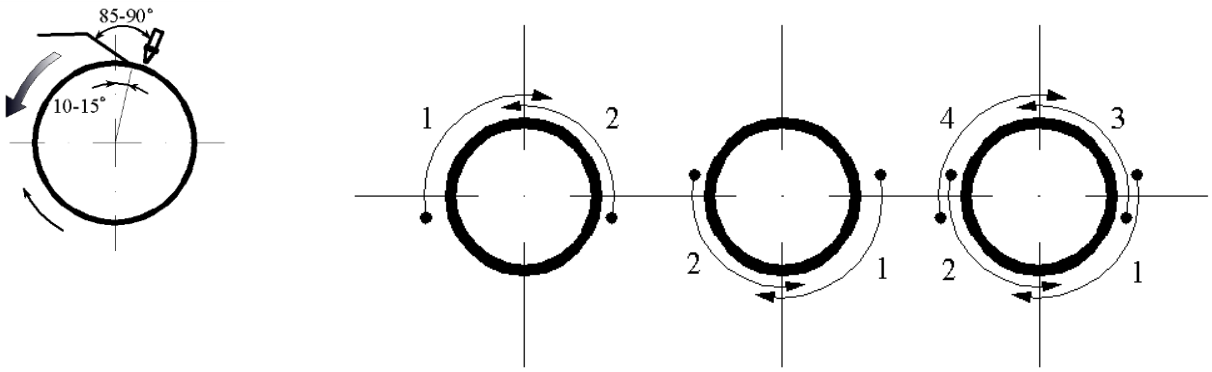
Зажигание и гашение дуги следует проводить на свариваемой кромке или на наплавленном металле шва, на расстоянии 20-25 мм позади кратера. Кратер должен быть тщательно заплавлен.

12.4.2.7 При сварке поворотных стыков ось трубы рекомендуется располагать горизонтально. Если вращение стыка затруднено, то сварка выполняется в два поворота. Положения шва при сварке поворотных и неповоротных стыков труб показаны на рисунках 6 и 7.

Сварку медных труб следует выполнять в один слой. При горизонтальном расположении труб сварку проводят «на подъем», при вертикальном – по периметру.

12.4.2.8 Для сварки следует использовать вольфрамовые электроды по ГОСТ 23949 (в том числе лантанированные или иттрированные). Для присадки следует применять проволоку из меди М1, МО и ее сплавов по составу близкую к основному металлу, но с содержанием раскислителей (в микроколичествах).

Выбор диаметра вольфрамового электрода и присадочной проволоки при аргонодуговой сварке следует производить по таблице 5.



а) с поворотом на 360°

б) в два поворота на 180°

Рисунок 6 - Схема выполнения сварного поворотного шва

а) при горизонтальном расположении труб

б) при вертикальном расположении труб

Рисунок 7- Схема выполнения сварного неповоротного шва

Таблица 5- Диаметр электродов

Толщина стенки трубы, мм	Диаметр электрода, мм	Диаметр присадочной проволоки, мм
1,5-2,0	1,6-2,0	2
3	3	3

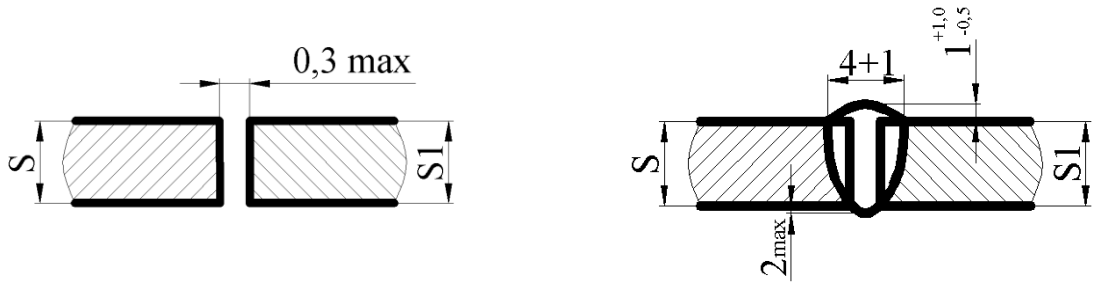
12.4.2.9 Сварку РАД медных труб следует выполнять на постоянном токе прямой полярности. Сварку ведут справа налево при небольшом наклоне электрода углом вперед на 80-90° по отношению к изделию и наклоне присадочной проволоки на 10-15°.

12.4.3 **Неразъемные соединения, выполненные газовой сваркой**

12.4.3.1 При выполнении соединений медных труб газовой сваркой допускается применять тип сварного соединения С2 по ГОСТ16038, приведенный на рисунке 8.

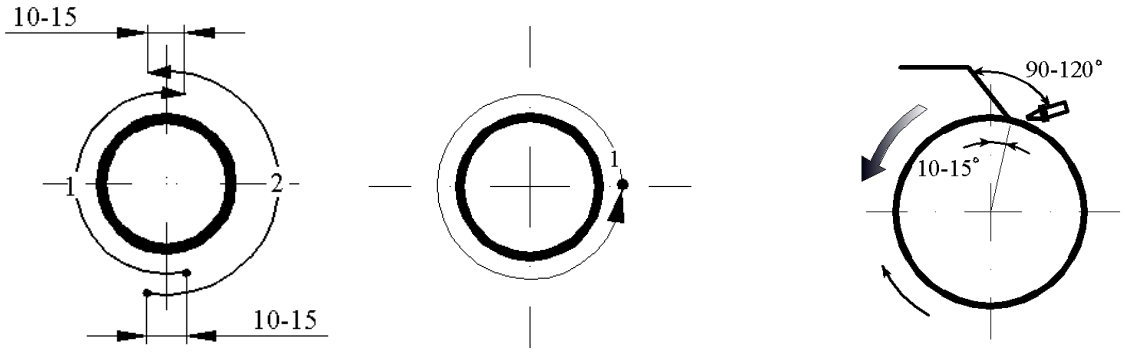
12.4.3.2 Снятие фасок на кромках торцов труб и выполнение прихваток при газовой сварке допускается не производить.

Положения шва при сварке поворотных и неповоротных стыков труб и горизонтальном расположении труб приведены на рисунке 9



а б

Рисунок 8 - Сварное соединение медных труб типа С2 по ГОСТ 16038



а) в два поворота на 180° б) с поворотом на 360° с) неповоротный стык

Рисунок 9 - Схема выполнения сварного неповоротного и поворотного шва при газовой сварке

12.4.3.3 Газовая сварка медных труб должна производиться в один слой по предварительно очищенным до блеска кромкам свариваемых труб.

Сварка должна проводиться с максимальной скоростью, без перерывов. Пламя горелки при сварке должно быть строго нормальным, мягким и направлять его следует под большим, чем при сварке стальных труб, углом. Сварка проводится восстановительной зоной, расстояние от конца ядра до свариваемого металла – 3-6 мм. В процессе сварки нагретый металл медных труб должен быть постоянно защищен пламенем.

12.4.3.4 Для газовой сварки медных труб следует применять присадочную проволоку из меди М0, М1. Диаметр присадочной проволоки должен составлять 0,5 – 0,75 толщины стенки свариваемых труб. Для предохранения меди от окисления, а также для раскисления и удаления в шлак образующихся окислов, газовую сварку медных труб рекомендуется выполнять с применением флюсов. Флюсы для сварки медных труб могут применяться в виде порошка, пасты и в газообразной форме. Флюсы наносятся на зачищенные и обезжиренные кромки свариваемых труб по периметру на ширину не менее 12 мм в обе стороны от зоны сварки. Флюс в виде пасты наносят на кромки свариваемых труб и на присадочный пруток. Порошкообразный флюс посыпают на 20-50 мм в обе стороны зоны сварки по периметру трубы. Для нанесения на трубы газообразного флюса применяется специальные установки.

12.4.4 **Разъемные фланцевые соединения медных газопроводов**

12.4.4.1 Соединение стального и медного газопровода следует выполнять:

– подземного газопровода-ввода - на фланцах, размещаемых в футляре

– установка футляра и контрольной трубки на нем следует выполнять в соответствии с требованиями, приведенными в подразделах 9.3 и 11.5;

– газопровода на выходе из земли - на фланцах или на резьбе.

Стальные фланцы должны соответствовать ГОСТ12815, ГОСТ 12820.

На медном газопроводе должны использоваться фланцы из медных сплавов по EN [25], разрешенные к применению в установленном порядке.

Примеры фланцевых соединений приведены на рисунках 10, 11.

12.4.4.2 Крепежные детали фланцевых соединений (болты, гайки, шайбы, шпильки) должны быть изготовлены из антикоррозионных материалов. Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки из терморасширенного графита по ГОСТ 15180. Допускается применение прокладок из других материалов, обеспечивающих герметичность разъемных соединений.

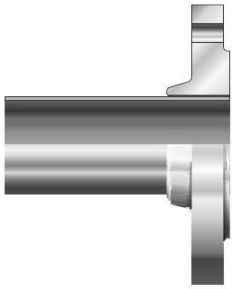


Рисунок 10 - Фланцевое соединение с фланцем для пайки из литейной бронзы

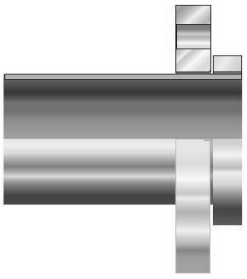


Рисунок 11 - Фланцевое соединение с припаянным плоским кольцом из литейной бронзы и подвижным стальным фланцем

12.5 **Особенности соединения газопроводов в зимних условиях**

12.5.1 Особенности сварки стальных газопроводов в зимних условиях

12.5.1.1 Кромки свариваемых труб должны быть тщательно очищены от льда, снега, ржавчины и просушены на ширину 100—150 мм с каждой стороны. Сушку кромок целесообразно производить нагревом до температуры 100 – 150°С токами промышленной частоты или газовыми горелками. Температура сушки кромок определяется термокарандашами или каплями воды. Последние должны кипеть, попадая на только что просушенную кромку.

12.5.1.2 Все материалы должны храниться в сухом отапливаемом помещении. Сварочная проволока перед сваркой очищается от ржавчины, а электроды дополнительно испытываются. Флюс должен быть сухим.

12.5.1.3 Сварка газопроводов при толщине стенки трубы до 16 мм и температуре наружного воздуха ниже минус 20^{0}С требуется предварительный подогрев. При сварке шунтирующей перемычки предварительный подогрев требуется при температуре ниже минус 10°С.

12.5.1.4 Во всех этих случаях допускается сварка без подогрева при температурах на 10°С ниже указанных, но с соблюдением следующих условий:

– ручная сварка должна выполняться электродами типа Э-42А с покрытием основного типа (УОНИ-13/45, УП-2, СМ-11 и др.);

– автоматическая сварка под флюсом должна выполняться на постоянном токе обратной полярности, желательно в несколько проходов.

– режимы сварки должны повышаться на 4—5% против обычных на каждые 10°С понижения температуры воздуха.

12.5.1.5 В процессе сварки при низкой температуре нужно соблюдать мероприятия по уменьшению скорости охлаждения сварных швов.

К числу таких мероприятий относятся:

– применение вместо ручной сварки автоматической под флюсом (если позволяет конструкция сварных соединений), дающей большое количество шлаков, медленно отдающих тепло. Переход тепла от шлака к металлу уменьшает перепад температур и благоприятствует раскислению наплавленного металла.

– при температурах ниже минус 10°С повышение погонной энергии сварки (режимов) на 4—5% на каждые 10°С понижения температуры окружающего воздуха. Для повышения погонной энергии при автоматической сварке под флюсом рекомендуется увеличивать напряжение на дуге, что обеспечивает введение дополнительного тепла в сварочную ванну, а также некоторое уширение шва, которое создает лучшие условия для кристаллизации и дегазации металла шва.

– выбор наиболее благоприятной формы поперечного сечения шва, обеспечивающего более полную дегазацию металла шва;

– наложение каждого последующего слоя при многослойной сварке на неостывший предыдущий слой. Длина свариваемых участков должна уточняться в каждом конкретном случае в зависимости от условий сварки и температуры воздуха. Допускается применять способ сварки двойным швом, горкой или секциями, если это предусмотрено проектной документацией.

При сварке труб с толщиной стенки до 10 мм длина свариваемого участка может приблизительно составлять при ручной сварке 1 м, а при автоматической сварке под флюсом не ограничена.

– устранение действия ветра, сквозняков, снега, способствующих увеличению теплоотдачи в окружающее пространство. На открытых площадках, где возможны сильные ветры или снежная пурга, необходимо применять особые защитные устройства, предохраняющие сварное соединение и сварщика от влияния внешних атмосферных воздействий.

– предварительный и сопутствующий (в процессе сварки) подогрев кромок перед сваркой. Оптимальной температурой подогрева конструкций из углеродистых сталей является температура 150 – 250°С, а ширина зоны подогрева в каждую сторону от оси шва не менее 150 мм.

12.5.1.6 Для получения плотных швов в зимних условиях целесообразно применять многослойную сварку. При автоматической сварке необходимо применять постоянный ток.

12.5.1.7 При транспортировании и укладке сваренных плетей труб нужно избегать резких ударов, особенно по швам и околошовной зоне.

12.5.1.8 Перед началом сварки все прихватки (во избежание использования лопнувших) должны быть осмотрены. Прихватки с трещинами следует удалять резаком, а затем по нагретому металлу накладывать новые.

12.5.1.9 Окончательный осмотр и приемку сварных соединений следует производить через 3 - 4 дня после окончания сварки. Рекомендуется также дополнительно осматривать сварные конструкции после первого резкого похолодания, наступившего после окончания сварочных работ.

12.5.2 **Особенности сварки полиэтиленовых газопроводов в зимних условиях:**

12.5.2.1 При выполнении сварочных работ при температурах окружающего воздуха ниже минус 10°С в технических условиях, стандартах или сертификатах на материалы определяется особый технологический режим сварки, который должен быть аттестован в соответствии с Порядком [26]. Если особый режим сварки не

установлен в этих документах, то при более широком интервале температур сварочные работы рекомендуется выполнять в укрытиях, обеспечивающих соблюдение заданного температурного интервала.

13 Контроль соединений газопроводов

13.1 Общие требования

13.1.1 Соединения газопроводов подвергаются визуально-измерительному контролю, контролю физическими методами в соответствии с ГОСТ 3242 и требованиями настоящего подраздела.

13.1.2 Визуально-измерительный контроль осуществляется в 100% объеме всех соединений. При обнаружении дефектов соединения бракуются и подлежат исправлению, а соединения вызывающие сомнения в своем качестве подвергаются физическим методами контроля.

13.1.3 После замены дефектных участков сварные и паяные соединения подлежат 100% контролю ВИК и физическим методом. Стальные и медные газопроводы изолируют согласно разделу 9.2.

13.1.4 По результатам всех видов контроля составляются соответствующие протоколы проверки сварных и паянных соединений, которые оформляются в соответствии с ГОСТ 14782, ГОСТ 26126, формы протоколов и журнала сварочных работ приведены в СТО НОСТРОЙ 2.10.64.

13.2 Контроль сварных соединений стальных газопроводов

13.2.1 Визуальный и измерительный контроль выполненных сварных соединений стальных газопроводов проводят в соответствии с Инструкцией [27].

При проведении ВИК выявляют деформации, поверхностные трещины, подрезы, прожоги, наплывы, кратеры, раковины и другие несплошности и дефекты формы швов; не соответствие геометрических размеров сварных швов и допустимости выявленных деформаций. Стыки, сваренные дуговой или газовой сваркой, по результатам внешнего осмотра должны соответствовать ГОСТ 16037.

13.2.2 Объем контроля сварных стыков стальных газопроводов физическим методом должен приниматься в соответствии с приложением Б.

13.2.3 При проведении физических методов контроля все 100% из этих соединений должны быть проверены ультразвуковым методом, при этом 10% от этого количества стыков должны быть подвергнуты радиографическому контролю. При получении неудовлетворительных результатов радиографического контроля хотя бы на одном стыке, объем контроля радиографическим методом следует увеличивать до 50 % от общего числа стыков. В случае повторного выявления дефектных стыков все стыки, сваренные сварщиком на объекте в течение календарного месяца и проверенные ультразвуковым методом, должны быть подвергнуты радиографическому контролю.

13.2.4 По результатам проверки радиографическим методом стыки следует браковать при наличии следующих дефектов:

– трещин, прожогов, незаваренных кратеров;

– непровара по разделке шва;

– непровара в корне шва и между валиками глубиной более 10% толщины стенки трубы;

– непровара в корне шва и между валиками свыше 25 мм на каждые 300 мм длины сварного соединения или свыше 10% периметра при длине сварного соединения менее 300 мм;

– непровара в корне шва в стыках газопроводов диаметром 920 мм и более, выполненных с внутренней подваркой;

– непровара в корне шва в сварных соединениях, выполненных с подкладным кольцом;

– если размеры дефектов стыков (пор, шлаковых и других включений) превышают установленные для класса 6 по ГОСТ 23055.

13.2.5 По результатам ультразвукового контроля стыки следует браковать при наличии дефектов, площадь которых превышает площадь отверстия в стандартных образцах предприятия, прилагаемых к ультразвуковому аппарату, а также

при наличии дефектов протяженностью более 25 мм на 300 мм длины сварного соединения или на 10% периметра при длине сварного соединения менее 300 мм.

13.2.6 При выявлении дефектов сварных соединений стальных газопроводов при контроле (ВИК, физическим методом) необходимо вырезать дефектное соединение с участком газопровода на расстояние не менее 20 см от дефектного соединения.

13.3 **Контроль сварных соединений полиэтиленовых газопроводов**

13.3.1 При контроле ведения технологического процесса сварки полиэтиленовых труб проверяется визуально соответствие данного процесса требованиям, изложенным в 12.3.

13.3.2 ВИК выполненных сварных соединений полиэтиленовых газопроводов проводят в соответствии с разделом 8 Свода правил [24].

13.3.3 Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, приведены в таблице 23 Свода правил [24].

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных при помощи деталей с закладными нагревателями, приведены в таблицах 25, 26 Свода правил [24].

13.3.4 Контролю физическими методами подлежат соединения полиэтиленовых газопроводов, сваренных сваркой нагретым инструментом встык в соответствии с приложением Б.

13.3.5 Соединения полиэтиленовых газопроводов проверяют контролю ультразвуковым методом по ГОСТ 14782.

13.3.6 Допускается уменьшать количество контролируемых стыков, сваренных с использованием сварочной техники средней степени автоматизации на 60%.

13.3.7 Обязательному контролю физическими методами не подлежат соединения полиэтиленовых газопроводов, выполненных при помощи деталей с закладными нагревательными элементами, выполненные на сварочной технике высокой степени автоматизации.

13.3.8 Предельно допустимые размеры и количество дефектов приведены в Приложении С Свода правил [24].

13.3.9 При выявлении дефектов сварных соединений полиэтиленовых газопроводов при контроле (ВИК, ультразвуковым методом) необходимо вырезать дефектное соединение руководствуясь требованиями раздела 6 Свода правил [24].

13.4 **Контроль паяных соединений медных газопроводов**

13.4.1 При контроле ведения технологического процесса пайки медных труб проверяется визуально соответствие данного процесса требованиям, изложенным в 12.4.

13.4.2 При визуально-измерительном контроле паяных соединений проверяют соединение на полноту и вогнутый мениск, отсутствие видимых трещин галтели паяного соединения согласно требованиям ГОСТ 19249.

13.4.3 Контролю физическими методами подлежат паяные соединения медных газопроводов, в соответствии с приложением Б. Контроль осуществляется по ГОСТ 20426.

13.4.4 Наличие дефектов в соответствии с ГОСТ 24715 не допускается.

13.4.5 Выявленные в результате ВИК и физического метода контроля дефекты паяного соединения допускается исправить их повторной пайкой.

13.4.6 При повторении дефекта на одном и том же соединении дефектный участок следует вырезать. Размер участка должен составлять по 20 см от дефектного соединения. Новый участок монтируется с помощью ремонтных соединительных деталей.

13.5 **Контроль фланцевых соединений**

13.5.1 При соединении газопроводов с помощью фланцевых соединений контролю подлежат:

– визуально отсутствие повреждений прокладок;

– плотность прилегания уплотняющих поверхностей, при помощи щупов;

– визуально расположение гаек болтов по одну сторону фланцевого соединения;

– визуально наличие смазки болтов и шпилек;

– отсутствие перекосов фланцевых соединений;

– визуально отсутствие клиновых прокладок;

– затяжка гаек способом крестообразного или кругового обхода, степень затяжки определяется щупом толщиной 0,3 мм, который не должен проникать в зону, ограниченную радиусом $1{,}3d^0$ от центра болта (d^0 - номинальный диаметр отверстия).

Примечание: Целесообразно применять щупы по ТУ 2-034-0221197-011-91 «Щупы. Технические условия»

14 Строительство и монтаж средств ЭХЗ

14.1 Общие требования

14.1.1 В разделе приведены требования к строительству, монтажу и наладке средств катодной и электродренажной защиты, их подключению к существующим электрическим коммуникациям в соответствии с Инструкцией [28].

14.1.2 Монтажная организация должна производить предварительную заготовку основных монтажных узлов и блоков.

14.1.3 Монтаж средств электрохимической защиты должен быть выполнен после окончания укладки газопроводов в траншею и одновременно с работами специализированных организаций, осуществляющих пуск, опробование и наладку средств и установок электрохимической защиты по совмещенному графику.

14.1.4 Места размещения средств и установок электрохимической защиты и прокладки кабелей должны соответствовать проектной документации.

14.1.5 Монтаж на объектах строительства установок ЭХЗ должен осуществляться по технологическим картам, предусмотренным ППР и включать в себя:

– установку оборудования;

– прокладку электрических кабелей;

– подключение к оборудованию электрических кабелей, проводов;

– индивидуальное опробование электрических коммуникаций и установленного оборудования;

– подключение оборудования к ЛЭП.

14.2 Монтаж катодной защиты

14.2.1 При монтаже катодной защиты должны быть выполнены следующие работы:

– монтаж станции катодной защиты (СКЗ) ЭХЗ (см. пункт 14.2.2);

– установка блок бокса (при его наличии) (см. пункт 14.2.3);

– установка стационарных электродов сравнения (см. пункт 14.2.4);

– установка контрольно-измерительных пунктов (см. пункт 14.2.5)

– установка анодных заземлителей (см. пункт 14.2.6).

– прокладка кабельных линий (см. пункт 14.2.7);

– установка защитного заземления (см. пункт 14.2.8);

– монтаж узлов присоединения кабелей к защищаемому сооружению и анодному заземлению (см. пункт 14.2.9).

14.2.2 Монтаж станции катодной защиты (СКЗ) в зависимости от ее модификации осуществляется:

– в соответствии с инструкцией по эксплуатации и монтажу;

– непосредственно на монолитном фундаменте с креплением ее к анкерным болтам фундамента. Затягивание гаек должно проводиться до упора гаечным ключом;

– на металлической раме, поставляемой на площадку строительства вместе со станцией и закрепляемой к фундаменту. Затягивание гаек должно проводиться до упора гаечным ключом.

Монтаж СКЗ наружной установки или в блок-боксе должен производиться вручную при массе станции до 50 кг или с помощью грузоподъемных механизмов и строповочных устройств.

14.2.3 Установка блок-бокса с размещенной в нем СКЗ должна производиться по аналогии с монтажом СКЗ наружной установки на монолитном фундаменте.

14.2.4 Установка стационарных электродов сравнения должна отвечать следующим требованиям:

– медносульфатные электроды сравнения допускается использовать после проведения лабораторного предустановочного контроля, которым строительная организация проверяет переходное сопротивление «электрод- влагонасыщенный песок» в соответствии с п. 4.4.10 Инструкции [28]. Переходное сопротивление «электрод- влагонасыщенный песок» измеряют с помощью омметра и его величина не должна превышать 15 кОм.

– проверенные медносульфатные электроды сравнения погружают в заранее пробуренные скважины, заполненные незамерзающим электролитом так, чтобы дно корпуса находилось на уровне нижней образующей трубопровода и на 100 мм от его боковой поверхности. При этом плоскость датчика должна быть перпендикулярна к оси трубопровода, а на боковой поверхности трубопровода не должно быть дефектов в изоляции. К контактным клеммам электродов присоединяются электрические провода с последующей протяжкой их в КИП который устанавливается в заранее вырытый котлован над электродом;

– медносульфатные электроды сравнения после установки (так же, как контрольно-измерительные пункты, электроперемычки, контактные устройства, индикаторы коррозии и пр.) необходимо засыпать грунтом вручную.

14.2.5 **Установка контрольно-измерительных пунктов (КИП)**

14.2.5.1 Монтаж КИП должен выполняться в следующей последовательности:

– перед установкой КИП отрыть крышку пункта;

– протянуть кабели и провода в полость стойки пункта, предусмотрев их резерв длиной 0,4 м;

– присоединить кабели от клемм медно-сульфатного электрода, от защищаемого газопровода, от клемм анодных заземлителей, кабель от станции катодной защиты и т.д. к клеммной панели КИП;

– выполнить маркировку кабелей (проводов) и клемм, соответствующую схеме соединений несмывающейся краской;

– установить стойку КИП в котлован вертикально;

– нанести на наружную часть стойки несмывающейся краской порядковый номер пункта по трассе газопровода;

– уплотнить грунт вокруг пункта в радиусе 1 м смесью песка со щебнем фракцией до 30 мм.

14.2.6 **Установка анодного заземления**

14.2.6.1 Установка анодного заземления из вертикальных неупакованных стальных электродов (заземлителей) должно включать следующие операции:

– бурение скважин на проектную глубину;

– установка электродов-заземлителей в скважины;

– прокладка магистрального кабеля на дне траншеи;

– выполнение электрического контакта между электродами-заземлителями и магистральным кабелем;

– присоединение магистрального кабеля к станции катодной защиты;

– изоляция мест контактных соединений и заливку битумной мастикой кабелей.

14.2.6.2 Установка анодного заземления из горизонтально уложенных неупакованных электродов -заземлителей, должна включать следующие операции:

– укладка электродов -заземлителей в траншею на подсыпку горизонтально;

– засыпка электродов слоем коксовой мелочи или графита до проектной отметки;

– засыпка траншеи слоем грунта толщиной 0,5 м с уплотнением трамбовками, при этом провода анодных электродов должны быть закреплены в вертикальном положении;

– прокладка магистрального кабеля на дне траншеи;

– присоединение провода электродов -заземлителей к магистральному кабелю;

– присоединение магистрального кабеля к станции катодной защиты;

– изоляция мест контактных соединений и заливка контактов битумной мастикой;

– окончательная засыпка траншеи грунтом с уплотнением трамбовками.

Заземлители следует устанавливать в скважину или траншею механизированным способом, избегая ударов и сотрясений. Не допускается использовать токоотвод анодного заземлителя при его перемещениях и спуско-подъемах.

В сухих и маловлажных грунтах заземлители (после контроля качества изоляции контактных соединений) необходимо залить глиняным раствором , состоящим из глины и воды до мягкопластичной консистенции при показателе текучести более 0,50, но менее или равно 0,75. Требуемое соотношение между глиной и водой должно определяться в лабораторных условиях.

14.2.7 **Прокладка кабельных линий**

14.2.7.1 Прокладка электрокабелей в заранее вырытой траншее должна осуществляться в соответствии с требованиями ПУЭ [29] (пункт 2.3.83). Засыпка уложенных в траншее кабелей производится после их приемки представителем технического надзора с оформлением актов на скрытые работы.

14.2.8 **Установка защитного заземления**

14.2.8.1 Корпуса катодных установок ЭХЗ и прочего оборудования во избежание поражения людей электрическим током должны быть заземлены.

Установка защитного заземления включает следующие операции:

– погружение в грунт вертикальных или укладка на дно траншеи горизонтальных электродов – заземлителей;

– соединение заземляющего проводника с электродами - заземлителями сваркой;

– соединение заземляющего проводника с заземляемой конструкцией;

– изоляция места сварных соединений битумной мастикой;

– уплотнение и выравнивание грунта над заземлением;

– окраска надземной части заземляющего проводника в черный цвет.

14.2.8.2 Контактные соединения защитного заземления должны находиться от поверхности земли на расстоянии, указанном в проектной документации.

14.2.8.3 Расположенные в земле заземлители и заземляющие проводники не должны иметь окраски и изолирующих покрытий.

14.2.8.4 Соединение элементов заземления одного с другим, а также соединение заземлителей с заземляющими проводниками следует выполнять сваркой, при этом длина нахлеста должна быть равна шести диаметрам при круглом сечении и двойной ширине при прямоугольном сечении заземлителя.

14.2.8.5 Вертикальные электроды заземления необходимо погружать в грунт механизировано - вращательным или вибрационным способом.

14.2.8.6 Присоединение заземляющих проводников к заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам УКЗ - сваркой или надежным болтовым соединением с применением мер, предусматривающих ослабление контактов.

14.2.8.7 Сварные швы, расположенные в земле, должны быть изолированы битумной мастикой.

14.2.9 **Монтаж узлов присоединения кабелей к защищаемому газопроводу.**

14.2.9.1 После приварки контактных устройств, электроперемычек или контрольных проводников изоляционные покрытия на газопроводах должны быть восстановлены.

14.3 **Монтаж электродренажной защиты**

14.3.1 Присоединение дренажных кабелей к соответствующим устройствам сети электрифицированного транспорта, должны производиться в соответствии с предписаниями эксплуатационных организаций (железных дорог и трамвая) и в присутствии представителей этих организаций.

14.3.2 Для монтажа установки электродренажной защиты должны быть выполнены следующие операции:

– монтаж установки дренажной защиты. Подключение электродренажной установки к рельсовой сети электрифицированного транспорта должно быть осуществлено через дроссель-трансформатор. Соединительные кабели необходимо подвести к электродренажному устройству через трубу и подключить к его шинам

зажимами;

– установка стационарных электродов сравнения;

– установка контрольно-измерительных пунктов;

– прокладка кабелей в предварительно вырытой траншее или воздушной электролинии при сооружении электродренажной установки с усиленным электродренажом;

– монтаж узлов присоединения кабелей к газопроводу и рельсам. Дренажный кабель подключается к трубопроводу через стальную пластину неразъемным соединением, для чего:

а) дренажный кабель приваривают к пластине или соединяют с ней методом прессования;

б) пластину изготавливают из той же стали, что и трубопровод;

в) пластину приваривают к кольцевому (монтажному) или продольному сварочному шву трубопровода;

г) место соединения кабеля с трубопроводом изолируют.

– подключение дренажного кабеля к газопроводу и рельсам (отрицательной шине, отсасывающему пункту);

– монтаж защитного заземления.

14.3.3 Подсоединение дренажного кабеля к рельсу и от газопровода к электродренажному устройству необходимо выполнять на заключительной стадии строительно-монтажных работ (перед засыпкой газопровода).

14.3.4 Присоединение заземляющих проводников к заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам электродренажной защиты - сваркой или надежным болтовым соединением с применением мер, предусматривающих ослабление контактов.

14.3.5 Остальные работы при выполнении электродренажной защиты выполняются аналогично работам по монтажу элементов катодной защиты.

14.4 **Контроль монтажа средств ЭХЗ**

14.4.1 При производстве монтажных работ средств ЭХЗ при проведении

операционного контроля следует выполнять проверку:

- монтажа станции катодной и электродренажной защиты на фундаменте;
- монтажа КИП;
- соединений кабелей между собой и остальными элементами ЭХЗ;
- изоляции контактных соединений анодных и защитных заземлений;
- устройства защитного покрытия кабеля из кирпича.

14.4.2 Для проверки правильности монтажа станций катодной и электродренажной защиты на фундаменты необходимо проверить правильность их размещения на соответствие проектной документации и установки на анкерные болты фундаментов.

14.4.2.1 Станции должны быть размещены и закреплены на фундаментах в соответствии с проектной документацией. Крепления должны обеспечивать прочность и устойчивость станций.

14.4.2.2 Контроль правильности монтажа станций производится визуально. Контроль креплений проверяется на плотность затяжки гайками станций к верхней поверхности фундаментов. Степень затяжки болтов контролируется щупом толщиной 0,3 мм, который не должен проникать в зону, ограниченную радиусом $1{,}3d^0$ от центра болта (d^0 - номинальный диаметр отверстия)

Примечание: Целесообразно применять щупы по ТУ 2-034-0221197-91 «Щупы. Технические условия».

14.4.3 Для проверки правильности монтажа КИП необходимо проверить соответствие мест размещения, отметки низа КИП и вертикальность установки.

14.4.3.1 Места установки КИП по трассе газопровода должны быть определены привязкой по пикетажу в соответствии с проектной документацией и располагаться над газопроводом. Отметки низа КИП и их вертикальность должна соответствовать проектной документации.

14.4.3.2 Контроль правильности мест установки (пикетаж) и отметки низа КИП производится с помощью нивелира по ГОСТ 10528. Контроль вертикальности установки колонки КИП производится с помощью уровня по ГОСТ 9416.

14.4.4 Для проверки правильности соединений кабелей между собой и элементами ЭХЗ необходимо проверить визуально и на наличие переходного сопротивления контактов.

14.4.4.1 Переходное сопротивление контактов не должно превышать 0,05 Ом (пункт 28.5 приложения 3 Правил [30]).

14.4.4.2 Контроль правильности контактных соединений кабелей между собой и элементами ЭХЗ производится визуально и с помощью омметра М 372.

14.4.5 Для проверки правильности изоляции контактных соединений анодных и защитных заземлений необходимо проверить качество ее нанесения.

14.4.5.1 Качество нанесения изоляции на контактные соединения анодных и защитных заземлений обеспечивается сплошностью ее покрытия.

14.4.5.2 Контроль сплошности изоляции производится ультразвуковым дефектоскопом по ГОСТ Р 55809.

14.4.6 Проверка наличие кирпича в качестве защитного покрытия кабеля производится визуальным контролем.

14.4.7 Выявленные в процессе контроля отклонения от проектной документации и требований нормативных документов в области стандартизации и технического регулирования или технологических инструкций должны быть исправлены до начала производства последующих работ.

14.4.8 По результатам операционного контроля должны составляться акты освидетельствования скрытых работ по форме, приведенной в Требованиях [17] (приложение 3) за исключением работ по установке катодной и электродренажной защиты на фундаменте, которые должны фиксироваться в общем и специальном журнале, порядок ведения которых приведен в Порядке [5].

14.5 **Пуско-наладочные работы**

14.5.1 После завершения монтажа в полном объеме монтажные организации передают следующую документацию в организацию, выполняющую пуско-наладочные работы:

– акты приемки, включающие в себя:

а) протоколы измерений сопротивления изоляции кабелей;

б) протоколы измерений сопротивления защитного заземления;

– акты проверки сопротивления растеканию контуров анодных заземлений;

– акты по монтажу подземных кабелей, в том числе по их соединению и присоединению их к элементам ЭХЗ;

– проектную и исполнительную документацию;

– акты приемки электромонтажных работ;

– журнал технического надзора;

– копии разрешений на проведение работ от заинтересованных организаций;

– технические паспорта предприятий-изготовителей на составные элементы ЭХЗ (станции катодной и дренажной защиты, КИП и т.д.), сертификаты качества, сертификаты соответствия и другие документы, используемые при строительстве.

14.5.2 Перед выполнением пуско-наладочных работ проводится контроль выполненных работ, включающий в себя проверку визуально:

– соответствия проектным решениям смонтированных станций катодной защиты (СКЗ) и дренажной защиты (УДЗ), всех КИП, анодных заземлителей, защитного заземления;

– механической целостности всех элементов катодной и дренажной установок путем внешнего осмотра;

– электрических кабелей для подключения станций катодной и дренажной защит к анодному заземлению и к газопроводу и т.д. на соответствие типа, марки, сечения и глубины его прокладки проектному решению;

– монтажных соединений (сварки элементов конструкции анодного заземления, приварки дренажного кабеля и проводников от заземлителей к магистральному кабелю и т.д.);

– с помощью омметра - сопротивления растеканию токов заземлений, которые должны быть не выше величин, указанных в проектной документации.

14.5.3 Выявленные в ходе осмотра и проверки недостатки должны быть устранены.

14.5.4 Установки ЭХЗ включаются в работу с токовыми нагрузками, соответствующими проектным параметрам, не менее чем за 72 часа до начала пуско-наладочных работ.

14.5.5 При пуско-наладочных работах производятся измерения потенциалов на газопроводах, а если предусмотрено проектной документацией, то и на смежных сетях инженерно-технического обеспечения.

Измерения должны производиться во всех пунктах измерений, предусмотренных проектной документацией:

– пункты с наиболее высокими положительными и знакопеременными потенциалами, которые фиксируются в ходе коррозионных изысканий;

– пункты на газопроводах, наиболее приближенных к источникам блуждающих токов, высоковольтным кабелям и линиям электропередачи;

– пункты наиболее удаленные и наиболее приближенные к анодным заземлителям.

14.5.6 Измерения должны производиться с использованием регистрирующих и переносных высокоомных приборов по технологиям, предусмотренным ГОСТ 9.602.

Измерения при наладке дренажных защитных установок должны производиться регистрирующими приборами, по возможности, синхронные измерения потенциалов «труба-земля» и «рельс-земля» с длительностью записи не менее 1 часа.

14.5.7 Полученные результаты измерений потенциалов на построенном газопроводе и смежных сетях инженерно-технического обеспечения анализируются на соответствие данным, приведенным в проектной документации, и по результатам анализа принимаются решения о необходимости корректировки режимов работы установок защиты с целью определения минимально возможных защитных токов на защитных установках, при которых во всех пунктах измерений

на газопроводе и смежных сетях инженерно-технического обеспечения будут достигнуты потенциалы не ниже минимально допустимых, и не более максимально допустимых проектной документацией, которые замеряются с помощью измерительного прибора по ГОСТ 14014.

В случае необходимости изменения режимов работы, измерения должны повторяться во всех пунктах, находящихся в зонах действия защитных установок с измененными режимами работы.

Корректировка режимов работы может производиться неоднократно до достижения требуемых в проектной документации результатов.

14.5.8 В случаях, когда в ходе пуско-наладочных работ не удается достигнуть на защищаемых газопроводах требуемых защитных потенциалов во всех пунктах измерений, должен быть разработан перечень необходимых дополнительных мероприятий для принятия соответствующих мер.

До реализации дополнительных мероприятий зона эффективной защиты подземных газопроводов уменьшается.

14.5.9 По результатам пуско-наладочных работ оформляется технический отчет, содержание которого должно соответствовать пункту 4.5.18 Инструкции [28], и включать в себя сведения о:

– защищаемых и смежных подземных сетях инженерно-технического обеспечения;

– действующих источниках блуждающих токов;

– факторах и показателях коррозионной опасности;

– построенных и ранее действующих (если такие имеются) установках электрохимической защиты;

– установленных на газопроводах электроперемычках;

– контрольных пунктах, находящихся в эксплуатации;

– специально оборудованных опорных пунктах измерений;

– изолирующих фланцевых соединениях;

– выполненных работах и их результатах, а также: таблицу с окончательно установленными параметрами работы защитных установок, таблицу потенциалов защищаемых сооружений в режимах «без защиты» и «с защитой» в установленных окончательно режимах работы защитных установок, справки (заключения) владельцев смежных сетей инженерно-технического обеспечения, заключение по наладке защитных установок, рекомендации по дополнительным мероприятиям по защите подземных сетей инженерно-технического обеспечения.

15 Испытания газопроводов

15.1 Подготовительные работы

15.1.1 Перед проведением испытаний газопровода на герметичность внутренняя полость трубы должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта, воды и различных предметов.

15.1.2 Очистка полости и испытание газопровода должно проводиться по методике, разработанной в составе ППР.

15.1.3 Представитель Ростехнадзора должен быть оповещен за 5 дней до проведения работ по очистке и испытанию газопровода.

15.1.4 Газопровод перед проведением работ по очистке полости трубы должен быть присыпан на высоту не менее 200 мм над верхней образующей трубы с целью обеспечения безопасности.

15.1.5 Очистку полости трубы следует проводить продувкой с пропуском или без пропуска очистного устройства.

15.1.6 Продувку труб без пропуска очистных устройств следует предусматривать:

– для стальных газопроводов номинальным диаметром менее DN200 и медных, а для полиэтиленовых – наружным диаметром DE225;

– для газопроводов любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров;

– для газопроводов любого диаметра протяженностью менее 1 км.

15.1.7 Во всех остальных случаях продувку следует предусматривать с помощью очистного устройства.

15.1.8 В качестве очистных устройств используются специальные поршни.

15.1.9 Продувка газопроводов с пропуском очистных устройств через неполнопроходную линейную арматуру запрещается.

15.1.10 Перед пропуском очистных устройств, следует убедиться в полном открытии линейной арматуры.

15.1.11 Продувку выполняют сжатым воздухом, поступающим из ресивера (баллона) или непосредственно от компрессорных установок. Ресивер для продувки создается на прилегающем участке газопровода, ограниченном с обеих сторон заглушками или запорной арматурой. Диаметр перепускной (байпасной) линии и полнопроходного крана на ней должен быть равен 0,3 диаметра продуваемого участка.

15.1.12 При любом способе прокладки газопровода протяженность продуваемого участка с пропуском очистных устройств устанавливается с учетом технической характеристики очистного устройства (предельной длины его пробега), длины и давления воздуха в ресивере.

15.1.13 Продувка без пропуска очистных устройств осуществляется скоростным потоком сжатого воздуха (15 - 20 м/с), поступающего из ресивера (баллона) или непосредственно от компрессорных установок.

15.1.14 Поршни должны быть снабжены генераторами электромагнитных волн или других излучений, например, звука для возможности их поиска и обнаружения приборами в случае остановки поршня и закупорки газопровода. После извлечения поршня продувку следует провести повторно.

15.1.15 Протяженность продуваемых участков газопровода должна быть определена в ППР.

15.1.16 Давление сжатого воздуха при продувке должно быть не менее 0,3 МПа.

15.1.17 Продувка без пропуска очистного устройства считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха.

15.1.18 Продувка с пропуском очистного устройства считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха.

15.1.19 После очистки полости трубы на концах очищенного участка следует установить инвентарные заглушки.

15.1.20 По окончании очистки полости трубы законченный строительством участок газопровода должен быть подвергнут испытаниям на герметичность.

15.1.21 Испытания газопровода проводятся строительно-монтажной организацией в присутствии представителя Заказчика и эксплуатационной организации. Результаты испытаний оформляются актом и записью в строительном паспорте.

15.1.22 Испытание газопроводов на герметичность проводится сжатым воздухом, поступающим из ресивера (баллона) или непосредственно от компрессорных установок.

15.1.23 Температура нагнетаемого компрессором воздуха во время испытаний полиэтиленового газопровода не должна превышать 60°С.

15.1.24 Испытания на герметичность следует производить после установки технических устройств (арматуры и др.). В тех случаях, когда технические устройства не рассчитаны на испытательное давление, на период испытаний взамен технических устройств, следует устанавливать катушки, заглушки, пробки.

15.1.25 Для проведения испытаний газопровод следует разделить на участки, ограниченные арматурой или заглушками. Арматура может быть использована в случаях, если она рассчитана на испытательное давление и имеет герметичность не ниже класса «В» по ГОСТ Р 54808.

15.1.26 Максимальная длина подлежащих испытанию участков газопровода должна приниматься по таблицам, приведенным в приложении А настоящего стан-

дарта и уточняться в ППР. В таблицах приведены усредненные номинальные величины внутреннего диаметра стальных, медных и полиэтиленовых газопроводов. Величина усредненного внутреннего диаметра d, мм, может быть определена по формуле

$$d = \frac{d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \cdots + d_n^2 l_n}{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \cdots + d_n l_n}; \qquad (2)$$

где$d_1, d_2, \ldots, d_n$ - внутренние диаметры участков газопровода, мм;

$l_1, l_2, \ldots, l_n$ - длины участков газопроводов соответствующих диаметров, м.

15.1.27 Для проведения испытаний на газопроводе в соответствии с проектной документацией необходимо предусмотреть врезку штуцеров, гильз для установки манометров, воздушников, термометров, узлов ввода и вывода испытательной среды. Дополнительная врезка штуцеров и гильз, необходимых для проведения испытания газопроводов после монтажа и повторных освидетельствований в эксплуатационный период, должна быть согласована с заказчиком, проектной организацией и внесена в техническую документацию.

15.1.28 Для наблюдения за температурой в испытываемом газопроводе в его начале и конце должны быть установлены жидкостные лабораторные термометры (ТУ 25-2021.003-88 «Термометры ртутные стеклянные лабораторные»).

15.1.29 Измерение давления при испытании газопроводов должно выполняться не менее чем двумя манометрами, которые устанавливаются: один - у опрессовочного агрегата после запорного вентиля, второй - в конце линии (участка).

15.1.30 Манометры, применяемые при испытании газопроводов, должны быть поверены и опломбированы.

15.1.31 Подбор манометров для испытания газопроводов в зависимости от их диаметров, длины и давления в них следует осуществлять в соответствии с приложением А.

15.1.32 Газопроводы после их заполнения воздухом рекомендуется выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта, но не менее 24 часов.

15.2 **Проведение испытаний**

15.2.1 Испытания газопроводов на герметичность следует проводить путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в нем испытательного давления.

15.2.2 Величины испытательного давления и время их продолжительности в зависимости от материала труб, вида изоляционного покрытия приведены в приложении В.

15.2.3 Полиэтиленовые газопроводы с участками подземных стальных газопроводов длиной до 10 м следует испытывать по нормам полиэтиленового газопровода. При длине стального участка свыше 10 м необходимо проводить испытание этого участка по нормам стального газопровода.

15.2.4 Газопроводы низкого давления (до 0,005 МПа) из медных труб следует испытывать по нормам как для полиэтиленовых газопроводов согласно приложению В.

15.3 **Особенности проведения испытаний при прокладке газопроводов закрытым способом**

15.3.1 Участки стальных газопроводов, прокладываемых в футлярах (на переходах через автомобильные и железные дороги и др.) методом прокола, продавливания, микротоннелирования и горизонтально-направленного бурения длиной до 100 м следует испытывать на герметичность в три этапа:

– первый этап – после сварки и контроля сварных соединений физическими методами, нанесения изоляционного покрытия на сварные соединения;

– второй этап - после укладки газопровода в футляр и присыпки участков перехода;

– третий этап – совместно с прилегающими к переходу участками.

15.3.2 Участки стальных газопроводов длиной более 100 м, прокладываемых без футляров методом горизонтально-направленного бурения, следует испытывать на герметичность в два этапа:

– первый этап – после сварки, контроля сварных соединений физическими методами, нанесения изоляционного покрытия на сварные соединения и протяжки газопровода;

– второй этап – совместно с прилегающими к проложенному наклонно-направленным бурением переходу участками.

Допускается проводить испытание полиэтиленового газопровода проложенного методом горизонтально-направленного бурения в одну стадию совместно с прилегающими участками основного газопровода при отсутствии сварных соединений в пределах перехода либо при сварке газопровода деталями с закладными нагревателями или с применением сварочного оборудования высокой степени автоматизации, аттестованного и допущенного к применению в установленном порядке.

16 Врезка газопроводов в существующие подземные газопроводы

16.1.1 Врезку подземных газопроводов в существующие газопроводы допускается выполнять после приемки законченного строительством газопровода. Работы по врезке в действующие газопроводы без снижения давления относятся к газоопасным работам и должны проводиться по наряду-допуску. Наряд – допуск входит в состав исполнительной документации.

16.1.3 Перед производством работ по присоединению построенных стальных газопроводов к действующим газопроводам средства электрохимической защиты должны быть отключены.

16.1.4 При выполнении работ по врезке в действующий газопровод должна быть обеспечена возможность свободного перемещения рабочих в котловане. Расстояние от нижней образующей газопровода до дна траншеи должно быть не менее 1,0 м.

16.1.5 Способы присоединения к действующим газопроводам следует применять:

– без снижения давления газа;

– при снижении давления газа;

– при отключенном и полностью освобожденном газопроводе.

16.2 **Врезка стальных газопроводов в стальные газопроводы**

16.2.1 Перед проведением работ по врезке необходимо провести следующие подготовительные работы на действующем газопроводе:

– выполнить проверку на наличие (отсутствие) утечки газа приборным методом (например, газоиндикатором высокочувствительным ГИВ-М) на расстоянии по 15 м в обе стороны от места врезки посредством бурения скважин. Бурение скважин следует производить через каждые 2,0 м на расстоянии 0,5 м от стенки газопровода, на глубину промерзания грунта в зимнее время и в остальное время – на глубину заложения газопровода. При наличии утечки газа работы должны быть приостановлены. Допускается не проводить вышеуказанные работы в случаях, если по результатам технического диагностирования газопровода или по результатам обхода трассы утечка газа на данном участке не выявлена;

– вырыть котлован вручную без применения ударных инструментов для проведения работ по врезке с заглублением не менее 1,0 м ниже нижней образующей газопровода. Размеры котлована (длина, ширина) должны быть определены с учетом свободного перемещения рабочих, проведения сварочных, изоляционных и др. работ;

– подвести при необходимости временные опоры из негорючих материалов для исключения свободного провиса трубы;

– очистить поверхность трубы, находящейся под давлением, на всю длину участка газопровода в котловане от остатков грунта. Снять изоляцию на расстояние не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов врезки. Очистку изоляции производят вручную скребками и другими инструментами безударного действия до металлического блеска;

– провести визуальный и неразрушающий контроль ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 сплошным сканированием по всему периметру очищенной поверхности газопровода в месте монтажа узла врезки, включая участки на расстоянии не менее 100 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов или деталей узлов врезки;

– провести неразрушающий контроль радиографическим методом по ГОСТ 7512 или ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 по всей длине заводского сварного шва (продольного и спирального) на очищенной поверхности трубы газопровода на расстоянии не менее 100 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов врезки;

– при наличии сварного монтажного стыка место врезки должно быть перенесено на расстояние не менее 200 мм в свету от него. Провести неразрушающий контроль монтажного стыка;

– проверить в месте монтажа узла врезки наличие поверхностных и внутренних дефектов (расслоений, трещин, раковин, коррозионных дефектов любой глубины и протяженности, рисок, задиров, царапин глубиной более 5 % от толщины стенки) в металле трубы и заводского сварного шва трубы (продольного или спирального). Наличие вышеуказанных дефектов не допускается.

Критерии оценки сварных швов трубы (продольных и спиральных) неразрушающими физическими методами контроля должны соответствовать требованиям, указанным в ГОСТ или ТУ на трубы.

Наружные дефекты (риски, задиры, царапины) глубиной не более 0,2 мм, составляющие не более 5% от толщины стенки, должны быть устранены шлифованием, толщина стенки трубы не должна выходить за пределы минусового допуска по ГОСТ или ТУ на трубы.

Решение об устранении дефектов должно быть согласовано с эксплуатационной организацией.

16.2.2 Для контроля металла трубы и замера толщины стенки используются ультразвуковые толщиномеры по ГОСТ 28702 и дефектоскопы по ГОСТ 23667.

16.2.3 При обнаружении в контролируемых зонах недопустимых поверхностных или внутренних дефектов место врезки должно быть сдвинуто. Ремонт дефектов строительной организацией не допускается.

16.2.4 Врезку в действующие стальные газопроводы без снижения давления в них следует производить только с применением специальных приспособлений (фрезы, затворы и др.), исключающих выход газа наружу.

Работы по перекрытию потока газа в газопроводе с использованием затворов выполняются в следующем порядке:

– подготовка тройников (2 шт.) и перепускных штуцеров (2 шт.);

– разметка на действующем газопроводе области удаления изоляционного покрытия для приварки тройников и перепускных штуцеров;

– удаление изоляционного покрытия;

– приварка тройников и перепускных штуцеров к действующему газопроводу;

– проведение неразрушающего контроля сварных соединений;

– установка отключающих устройств на тройники;

– монтаж приспособления с фрезой на отключающие устройства, соединение корпусов затворов с перепускными штуцерами соответствующими рукавами;

– высверливание отверстий при помощи приспособления с фрезой и очистка полости газопровода в соответствии с инструкцией по эксплуатации на оборудование;

– демонтаж приспособления;

– монтаж затворов;

– последовательный ввод затворов в полость газопровода;

– сброс давления из перекрытого участка газопровода через перепускной штуцер;

– ремонт перекрытого участка газопровода;

– продувка и восстановление давления в отремонтированном участке газопровода через кожух затвора, соединенный с перепускным штуцером;

– последовательный вывод затворов;

– демонтаж рукавов и затворов;

– установка заглушек ЗПГФ (заглушка под глухой фланец) во фланцы тройников;

– демонтаж отключающих устройств;

– монтаж глухих фланцев;

– проверка герметичности фланцев газоиндикатором и пенообразующим составом.

16.2.5 Работы по врезке газопровода – ввода при помощи приспособления с фрезой (далее приспособление для врезки) без снижения давления газа в газопроводе выполняются в следующем порядке:

– разметка на действующем газопроводе участка для приварки патрубка;

– удаление изоляционного покрытия;

– приварка тройника к действующему газопроводу;

– проведение неразрушающего контроля сварного соединения;

– приварка к тройнику газопровода – ввода или установка отключающего устройства;

– установка отключающего устройства на тройник (при использовании фланцевого отключающего устройства установить переходной фланец);

– подготовка к работе приспособления для врезки (в соответствии с инструкцией по эксплуатации);

– монтаж приспособления для врезки на отключающее устройство;

– сверление отверстия в газопроводе в соответствии с инструкцией по эксплуатации на приспособление для врезки;

– демонтаж приспособления для врезки;

– монтаж газового шлюза со штангой с магнитом для очистки полости газопровода от стружки;

– очистка полости газопровода от стружки (отключающее устройство в открытом положении);

– демонтаж газового шлюза (отключающее устройство в закрытом положении);

– монтаж штанги с заглушкой в приспособление для врезки (газовый шлюз);

– установка приспособления для врезки на отключающее устройство;

– монтаж заглушки в патрубок;

– демонтаж приспособления для врезки (отключающее устройство в закрытом положении);

– демонтаж отключающего устройства;

– приварка заглушки к тройнику;

– неразрушающий контроль сварного соединения;

– проверка герметичности сварных швов газоиндикатором или пенообразующим составом.

16.2.6 Работы по перекрытию потока газа в газопроводе с использованием приспособления с герметизирующими шарами выполняются в следующем порядке:

– разметка на действующем газопроводе области для удаления изоляционного покрытия и приварки наварочных муфт;

– удаление изоляционного покрытия;

– приварка наварочных муфт к действующему газопроводу;

– неразрушающий контроль сварных соединений;

– установка отключающих устройств на наварочные муфты;

– монтаж приспособления с фрезой на отключающее устройство;

– высверливание отверстия при помощи приспособления с фрезой и очистка полости газопровода в соответствии с инструкцией по эксплуатации на оборудование;

– демонтаж приспособления;

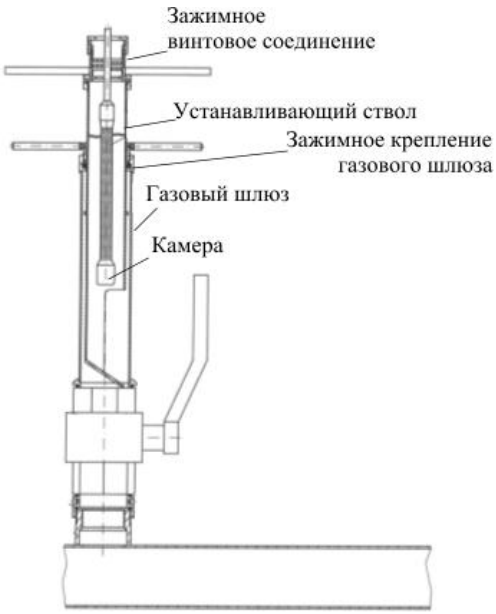


Рисунок 12 Приспособления с аппаратурой для визуального сканирования внутренней полости газопровода

– монтаж приспособления с аппаратурой для визуального сканирования внутренней полости газопровода (при наличии соответствующего оборудования);

– визуальное сканирование внутренней полости газопровода;

– демонтаж приспособления;

– монтаж приспособления для ввода герметизирующих шаров на запорную арматуру;

– испытание шаров на герметичность;

– ввод герметизирующих шаров в полость газопровода и их накачка (отключающее устройство в открытом положении);

– сброс избыточного давления газа из полости ремонтируемого участка газопровода через клапан приспособления для ввода шаров;

– ремонт перекрытого участка газопровода;

– демонтаж герметизирующих шаров;

– установка заглушек в наварочные муфты;

– демонтаж отключающих устройств;

– приварка заглушек;

– неразрушающий контроль сварных соединений;

– проверка герметичности сварных соединений газоиндикатором и пенообразующим составом.

16.2.7 Врезку в действующие стальные газопроводы без снижения давления следует осуществлять на основании Технологических карт, разработанных в соответствии с ППР на проведение работ, которые должны содержать технологическую последовательность операций, а также рекомендации предприятий – изготовителей оборудования, приспособлений и материалов.

16.2.8 Присоединение построенного стального газопровода со снижением давления в действующем газопроводе может быть выполнено следующими способами:

– торцевой врезкой с помощью надвижной муфты, которую рекомендуется применять при снижении давления газа до 400 Па, в случаях, когда построенный газопровод является продолжением действующего или когда необходимо соединить два участка действующих газопроводов. Надвижную муфту изготавливают разъемной, из двух частей, диаметром на 15 — 20 мм больше наружного диаметра соединяемых труб. На присоединяемом газопроводе сваривают надвижную муфту, после чего сначала на присоединяемом, а потом на действующем газопроводах обрезают торцы труб вместе с заглушками и надвигают муфту на действующий газопровод на длину не менее 70 мм. Зазоры между трубой и муфтой уплотняют, концы муфты подвальцовывают и приваривают к трубе внахлест;

– тавровое присоединение с помощью козырька рекомендуется применять для отвода газопровода номинальным диаметром DN50 — 800 под прямым углом в одной плоскости с действующим газопроводом;

– телескопический способ присоединения газопроводов к действующим сетям газораспределения рекомендуется применять для газопроводов номинальным диаметром DN 50 — 200 под углом 90^0 в одной плоскости с действующим. Предварительно изготавливают два соединительных патрубка: первый диаметром на 15 — 20 мм больше наружного диаметра присоединяемого газопровода и длиной 800 мм, второй — диаметром на 15 — 20 мм больше наружного диаметра первого патрубка и длиной 100 — 150 мм. Первый патрубок надвигают на присоединяемый газопровод, второй приваривают к действующему газопроводу так, чтобы их оси совпали. Внутри патрубка в стенке действующего газопровода вырезают окно, размер которого соответствует диаметру присоединяемого газопровода. Вырезанное окно извлекают и вдвигают первый патрубок во второй, а зазоры между трубами заделывают асбестом. После удаления воздуха из узла присоединения концы первого патрубка подвальцовывают и приваривают.

Примечание – Технологии врезки под давлением

Технологии фирм ООО «ДИНРУС», RAVETTI

16.3 Врезка полиэтиленовых газопроводов в полиэтиленовые газопроводы

16.3.1 Присоединение законченных строительством полиэтиленовых газопроводов (ответвлений) к действующим газопроводам может производиться:

– к отключенным и освобожденным от газа с последующей продувкой газопроводам;

– к газопроводам, находящимся под давлением без отключения подачи газа потребителям или с отключением ограниченного участка газопровода.

16.3.2 Перед началом работ по присоединению законченного строительством полиэтиленового газопровода к действующему газопроводу проводятся следующие подготовительные работы:

– проверка действующего газопровода по пункту 16.2.1;

– устройство котлована вручную без применения ударных инструментов для проведения работ по врезке с заглублением не менее 1,0 м ниже нижней образующей газопровода. Размеры котлована (длина, ширина) должны быть определены с учетом свободного перемещения рабочих, проведения сварочных и других работ;

– осмотр котлована на его пригодность для производства работ;

– осмотр действующего газопровода на наличие сварных соединений на участке присоединения, наличие царапин, на овализацию. При наличии сварного монтажного стыка место врезки должно быть перенесено на расстояние не менее 200 мм в свету от него. Провести неразрушающий контроль монтажного стыка;

– устройство при необходимости временных опор из негорючих материалов для исключения свободного провиса трубы.

16.3.3 При обнаружении в контролируемых зонах недопустимых поверхностных или внутренних дефектов место врезки должно быть сдвинуто. Ремонт дефектов строительной организацией не допускается.

16.3.4 Присоединение к отключенным и освобожденным от газа газопроводам выполняется с помощью:

– седловых отводов;

– патрубков – накладок, оснащенных электронагревателями;

– тройников без закладного нагревателя или специальных тройников, оснащенных встроенными закладными нагревателями.

16.3.5 Врезка без снижения давления может быть выполнена:

– седловидным ответвлением (седловыми отводами, крановыми седелками);

– передавливанием полиэтиленовой трубы для присоединения газопровода, тройника, крана или трубной вставки (муфтами с закладными нагревателями, тройниками, кранами или трубными вставками);

– с помощью баллонирования;

– с помощью специального перекрывающего устройства Perfekt (устройство производства компании T.D. WilliamsonS.A.).

16.3.6 Место присоединения полиэтиленового газопровода должно быть очищено от грунта и других посторонних предметов мягкой тканью из растительных волокон с протиркой и просушкой поверхности трубы.

16.3.7 Монтажный участок действующего полиэтиленового газопровода необходимо заземлить с целью исключения взаимодействия статистического заряда, накопленного на внутренней поверхности трубы с режущим инструментом. Заземление произвести с помощью увлажненного матерчатого ремня, обмотанного вокруг трубы непосредственно около места обрезки. Ремень должен быть соединен с металлическим стержнем, втыкаемым в грунт.

16.3.8 Врезка с использованием седлового отвода производится без снижения давления и отключения потребителей в действующий газопровод давлением до 1,0 МПа, наружным диаметром до DE315 и наружным диаметром ответвления до DE 63.

16.3.9 Врезка седловыми отводами в трубы SDR 11 может осуществляться без снижения давления, при врезке в трубы SDR 17,6 давление в газопроводе среднего давления должно быть снижено до 0,15 – 0,1 МПа.

16.3.10 Приварка седлового отвода к действующему, очищенному от загрязнений и обезжиренному газопроводу производится по стандартной технологии приварки седлового отвода с ЗН.

16.3.11 Присоединение газопровода к седловому отводу осуществляется при помощи муфты с ЗН по стандартной технологии сварки труб соединительными деталями с ЗН.

16.3.12 После приварки газопровода (ответвления) к седловому отводу следует произвести его контрольную опрессовку воздухом избыточным давлением 0,02 МПа и проверку герметичности места примыкания основания отвода к газопроводу пенообразующим раствором с целью проверки соединения на герметичность. После проверки пенообразующий раствор должен быть тщательно смыт водой.

16.3.13 После проведенных испытаний и полного охлаждения соединения выполняется фрезерование седлового отвода.

16.3.14 Технология приварки крановой седелки (вентиля для врезки) для присоединения газопровода аналогична приварке седлового отвода.

16.3.15 Врезка с помощью передавливания производится на газопроводах номинальным диаметром до DN125 мм SDR11 или номинальным диаметром до DN 160 SDR17,6 при давлении в газопроводе до 0,3 МПа.

16.3.16 Врезку с помощью передавливания полиэтиленовой трубы следует проводить для присоединения газопровода-отвода, тройника, крана или трубной вставки.

16.3.17 Работы по пережиму газопровода должны выполняться при температуре окружающей среды не ниже плюс 5°С. При более низкой температуре для снижения усилий, требуемых для выполнения процесса пережима, место пережима должно быть нагрето до температуры не более плюс 40°С. Нагрев трубы открытым пламенем не допускается.

16.3.18 Врезка с устройством байпасной линии применяется при присоединении тройника, крана или трубной вставки. Решение об устройстве байпасной линии принимает эксплуатационная организация. Устройство байпасной линии осуществляется через приварку к действующему газопроводу двух седловых отводов, соединенных между собой трубой-байпасом.

16.3.19 Передавливание полиэтиленовой трубы должно производиться специальными механическими или гидравлическими устройствами, обеспечивающими полное перекрытие потока газа в трубе при ее сплющивании.

16.3.20 Место пережима должно находиться от места присоединения на расстоянии не менее 15 диаметров трубы.

16.3.21 Для контроля герметичности места пережима к действующему газопроводу приваривают седловой отвод, исполняющий роль продувочной свечи. Если после пережатия выявлено неполное перекрытие сечения трубы, определяемое по свече, то устанавливается второе передавливающее приспособление.

16.3.22 При присоединении тройника, крана или трубной вставки передавливатели устанавливаются с двух сторон на расстоянии не менее 15 диаметров трубы от места присоединения.

16.3.23 Присоединение газопровода, тройника, крана или трубной вставки осуществляется, как правило, при помощи муфты с ЗН по стандартной технологии сварки соединительными деталями с ЗН, приведенными в разделе 12.

16.3.24 После присоединения газопровода, тройника, крана или трубной вставки свечи должны быть обрезаны и заглушены заглушками с ЗН.

16.3.25 Пуск газа производится последовательным снятием передавливающих приспособлений по ходу движения газа.

16.3.26 Для восстановления первоначальной прочности трубы в местах пережатия привариваются ремонтные (усилительные) муфты.

16.3.27 После пуска газа место присоединения (включая заглушенные свечи и усилительные муфты) необходимо проверить под рабочим давлением на отсутствие утечек пенообразующим раствором. После проверки пенообразующий раствор должен быть тщательно смыт водой.

16.3.28 После пуска газа и проверки места присоединения на герметичность байпасную линию демонтировать.

16.3.29 Заглушенные седловые отводы свечей и байпасной линии после проведения всех работ должны оставаться в открытом состоянии.

16.3.30 Врезка передавливанием полиэтиленовой трубы для присоединения газопровода с помощью муфты с закладными деталями должна выполняться в следующей последовательности:

– устанавливается свеча для стравки газа;

– устанавливается передавливатель;

– производится врезка нового газопровода.

Устройство свечи для всех случаев выполняется в следующей последовательности:

– к действующему газопроводу приваривается седловой отвод на расстоянии 10 диаметров трубы от конца газопровода;

– к седловому отводу приваривается полиэтиленовая труба наружным диаметром DE32 и высотой не менее 2 м от поверхности земли. Фреза седлового отвода должна быть поднята;

– производится опрессовка соединений.

На непротяженных участках допускается устройство одной свечи.

Установка передавливателя:

– передавливатель установить на расстоянии 5 диаметров от приваренного седлового отвода (рисунок 13);

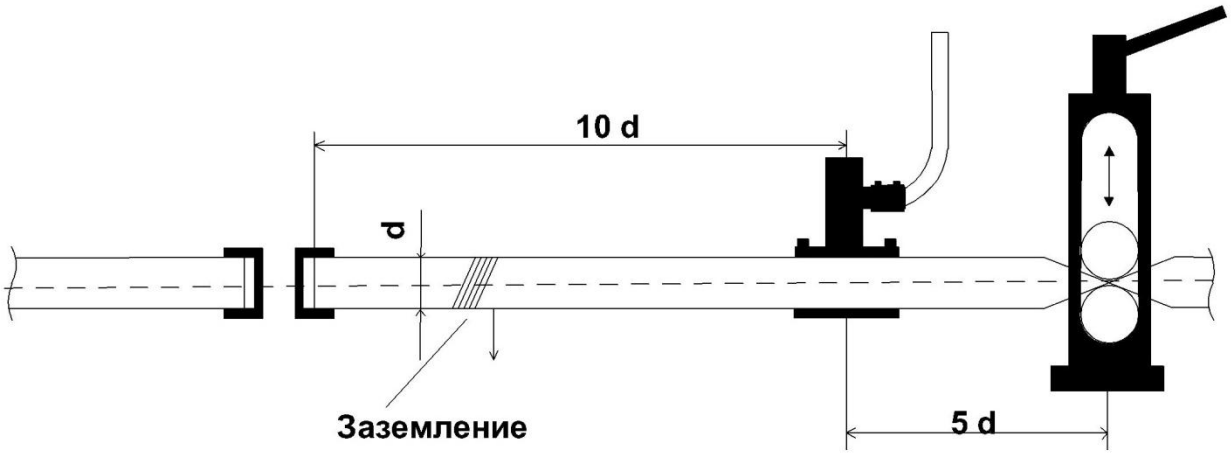


Рисунок 13 — Схема установки передавливателя на конце действующего газопровода

d — диаметр действующего газопровода

– устройство передавливателя должно быть снабжено ограничителями валиков, которые не позволяют повредить стенку газопровода. Ограничители валиков подбираются в соответствии с диаметром и SDR действующего газопровода согласно формуле 3

$f \geq 0{,}8 \bullet 2 \bullet s$ (3)

где s — толщина стенки, мм;

f — величина для выбора ограничителя валиков, мм.

В случае, когда газ после его сброса продолжает поступать на свечу из-за недостаточного перекрытия газопровода, то следует установить второй передавливатель на расстоянии 5 диаметров от конца газопровода (рисунок 14).

Установка второго передавливателя:

– производится фрезерование седлового отвода свечи;

– газ из действующего газопровода за передавливателем стравливается через свечу.

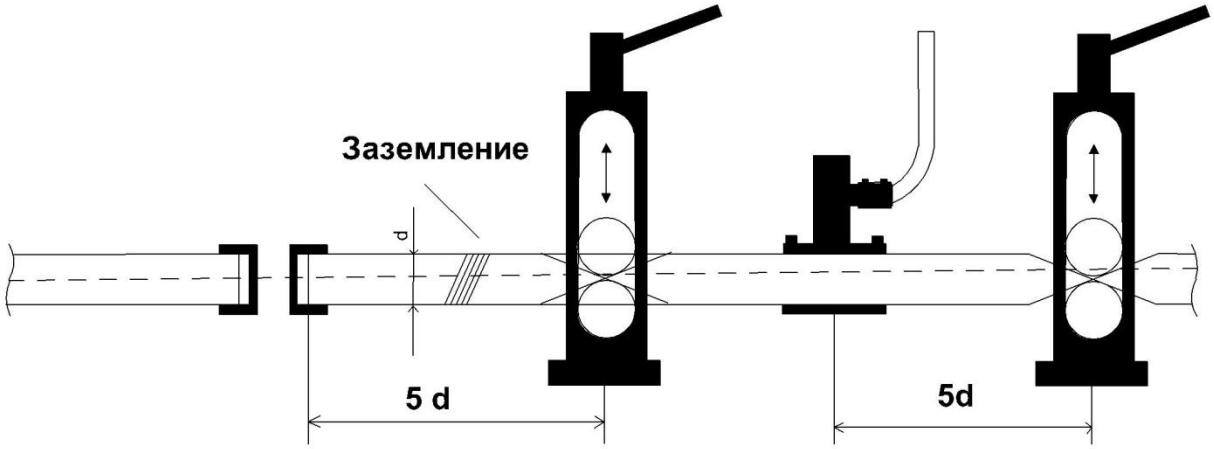


Рисунок 14 — Схема установки двух передавливателей на конце действующего газопровода

d — диаметр действующего газопровода

Врезка нового газопровода:

– вновь построенный газопровод приваривается к действующему с помощью муфты с ЗН;

– пуск газа осуществляется последовательным снятием передавливателей по ходу движения газа;

– седло отвода закрывается, а свеча до длины не более 100 мм обрезается, с последующей приваркой на ее конец полиэтиленовой заглушки с ЗН;

– поднимается фреза седлового отвода;

– пенообразующим раствором проверяется герметичность сварных соединений заглушки и муфты;

– через сутки в местах пережатий привариваются усилительные муфты (рисунок 15).

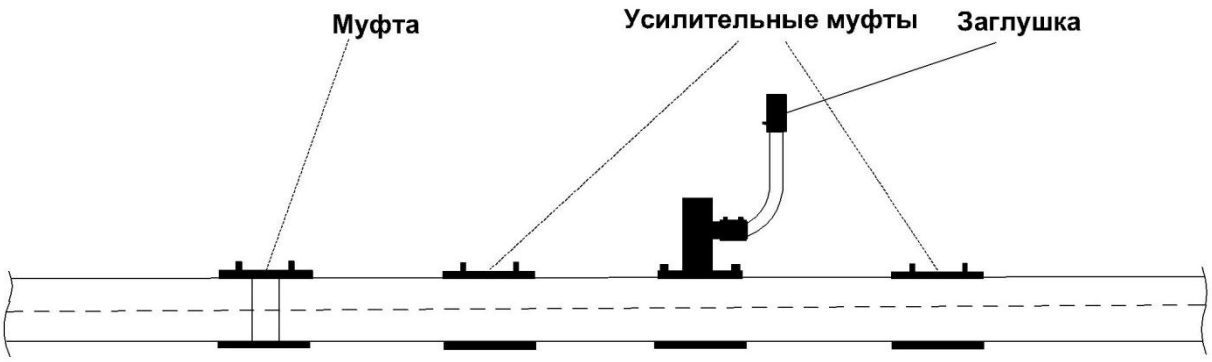


Рисунок 15 — Схема установки усилительных муфт в местах пережатий

16.3.31 Врезка передавливанием полиэтиленовой трубы для присоединения газопровода с помощью тройника, крана или трубной вставки должна выполняться в следующей последовательности:

– монтируется байпасная линия (обводной газопровод);

– устанавливается две свечи для сброса газа;

– устанавливаются передавливатели;

– производится врезка нового газопровода.

Монтаж байпасной линии:

– к действующему газопроводу с двух сторон от места присоединения на расстоянии не менее 25 диаметров привариваются седловые отводы и монтируется байпасная линия. Шаровые краны на байпасной линии должны быть закрыты;

– производится опрессовка соединений;

– в действующем газопроводе фрезами седловых отводов вырезаются отверстия;

– краны на байпасной линии открываются.

Установка свечей для сброса (стравки) газа выполняется путем приварки седловых отводов с двух сторон от места присоединения на расстоянии 10 диаметров. Дальнейшие операции по устройству свечей выполняются по аналогии с врезкой с помощью муфты с закладными нагревателями.

Операции по установке передавливателей выполняется по аналогии с врезкой с помощью муфты с закладными нагревателями. В случае, когда газ после его

сброса продолжает поступать на свечу из-за недостаточного перекрытия газопровода, то следует установить вторую пару передавливателей на расстоянии 5 диаметров от конца газопровода (рисунок 16).

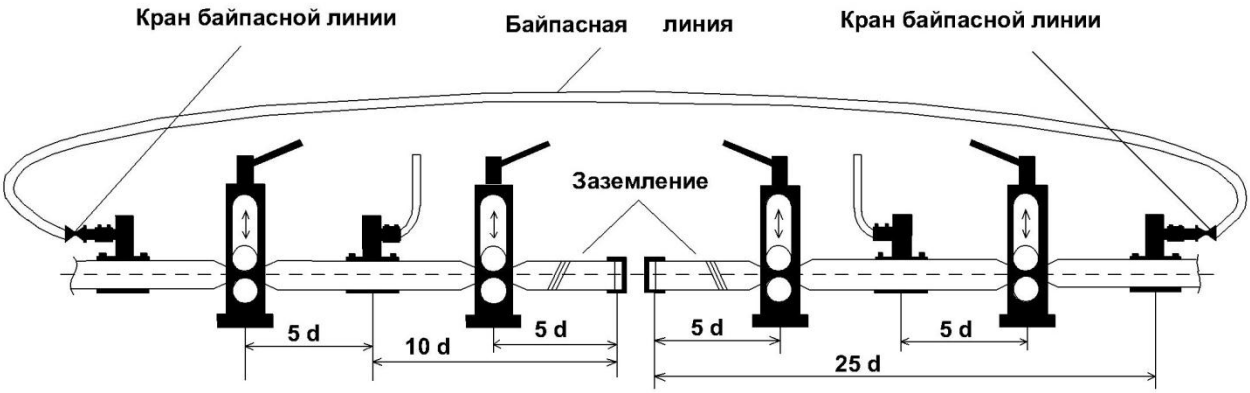


Рисунок 16 — Схема установки дополнительных передавливателей и устройства байпасной линии

d — диаметр газопровода

16.3.32 Врезка тройника, крана или трубной вставки выполняется в следующей последовательности:

– из действующего газопровода механическим труборезом телескопического, роликового или гильотинного типа вырезается участок, равный длине соединительной детали или трубной вставки;

– подготавливаются под сварку поверхности свариваемых деталей;

– устанавливается позиционер для фиксации концов свариваемых труб с посаженными на них муфтами с ЗН;

– присоединение тройника, крана или трубной вставки осуществляется по обычной технологии сварки с помощью муфт с ЗН в соответствии с разделом настоящего стандарта;

– пуск газа осуществляется последовательным снятием передавливателей по ходу движения газа;

– седла седловых отводов закрываются, а свечи до длины не более 100 мм обрезаются, с последующей приваркой на их концы полиэтиленовых заглушек с ЗН;

– седловые отводы байпасной линии закрываются, байпасная линия обрезается, патрубки заглушаются в порядке, аналогичном обрезке свечей;

– фрезы седловых отводов свечей и байпасной линии поднимаются;

– герметичность сварных соединений заглушек и муфт проверяется пенообразующим раствором;

– через сутки в местах пережатий привариваются усилительные муфты (рисунок 17).

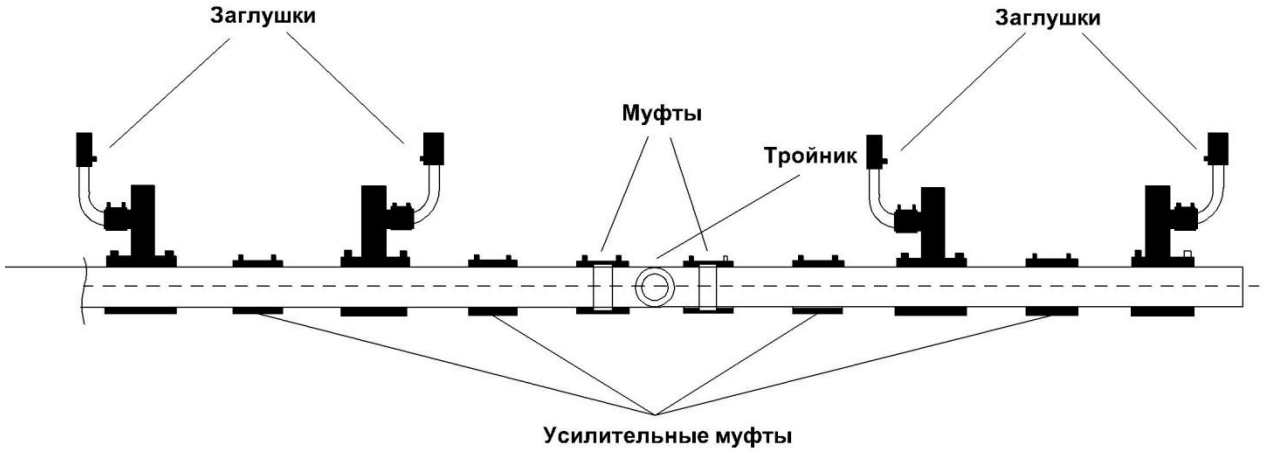


Рисунок 17 — Схема установки усилительных муфт после врезки тройника (крана или трубной вставки)

16.3.33 Врезка в полиэтиленовые газопроводы с помощью баллонирования проводится для присоединения газопровода, тройника, крана или трубной вставки и может производиться на газопроводах наружным диаметром более DE110 при давлении в газопроводе не более 0,005 МПа.

16.3.34 Присоединение тройника, крана или трубной вставки осуществляется с устройством байпасной линии и осуществляется через приварку к действующему газопроводу двух седловых отводов, соединенных между собой трубой-байпасом. Решение по устройству байпасной линии принимает эксплуатирующая организация.

16.3.35 При присоединении тройника, крана или трубной вставки запорные шары устанавливаются с двух сторон на расстоянии не менее 15 диаметров от места присоединения.

16.3.36 Конструкция шара (баллона) должна предусматривать наличие контрольного манометра и запорного устройства. Непосредственно перед вводом в газопровод шар должен быть проверен на герметичность. Давление воздуха в шаре не должно опускаться ниже 0,1 МПа.

16.3.37 Врезка с помощью баллонирования включает следующие операции:

– монтаж байпасной линии;

– перфорирование отверстия в действующем газопроводе специальным инструментом прорезающим отверстие и нарезающим в нем резьбу;

– ввод в прорезанное отверстие специальных шаров (баллонов), которые накачивают воздухом от насоса или компрессора до перекрытия движения газа;

– присоединение газопровода, тройника, крана или трубной вставки после перекрытия движения газа при помощи муфты с ЗН по технологии сварки соединительными деталями с ЗН;

– сброс давления в шарах и их изъятие из отверстия по окончании работ по монтажу;

– вкручивание в отверстие специальной уплотнительной пробки по резьбе, нарезанной в процессе перфорирования. Пробка после установки должна быть проверена на герметичность под рабочим давлением пенообразующим раствором;

– приварка ремонтной (усилительной) муфты на место установки пробки, которая также должна быть проверена на герметичность пенообразующим раствором;

– демонтаж байпасной линии производится после пуска газа и проверки места присоединения и усилительных муфт на герметичность.

16.3.38 Работы по врезке с помощью баллонирования должны выполняться в противогазах, исходя из условий технологического процесса, сопровождаемого выходом газа наружу. Работы должны проводиться специально обученным и тренированным персоналом в противогазах.

16.3.39 Врезка в полиэтиленовые газопроводы с помощью специальных перекрывающих устройств Perfekt или подобных ему устройств производится через патрубок-накладку и шаровой кран или через кран для боковой врезки и производится в газопроводы наружным диаметром от DE 63 до DE 450 при давлении в газопроводе до 1,0 МПа. Наружные диаметры врезаемого газопровода могут составлять DE 50, 63, 90, 110, 125, 160.

16.4 **Присоединение медных газопроводов к действующим газопроводам**

16.4.1 Медные газопроводы следует присоединять к стальным газопроводам через разъемные фланцевые соединения, к полиэтиленовым газопроводам – через неразъемное соединение полиэтилен – сталь.

Фланцевые разъемные соединения медных газопроводов, устанавливаемые на подземных газопроводах-вводах, следует выполнять с использованием фланцев из меди и медных сплавов заводского изготовления. Допускается использование фланцев из медных сплавов импортной поставки, соответствующих EN [25], разрешенных к применению в установленном порядке и приведенных в Стандарте организации [31].

Примечание – [25] EN 1092-3: 2004 «Фланцы и их соединения. Круглые фланцы для труб, клапанов, фитингов и арматуры с обозначением PN, часть 3 - Фланцы из сплавов меди»

[31] СТО 03321549-016-2011 Проектирование, монтаж и эксплуатация газопроводов из медных труб при газификации жилых и общественных зданий

16.5 **Контроль выполнения работ по врезке газопроводов в существующие газопроводы**

16.5.1 При производстве работ по врезке построенного газопровода в существующий газопровод при проведении операционного контроля следует выполнять проверку правильности:

– определения наличия (отсутствие) утечки газа;

– размеров котлована под узел врезки;

– устройства опор под действующий газопровод и проверка опирания трубы на опоры;

– снятия изоляции с существующего стального газопровода в границах узла врезки и очистки поверхности газопровода;

– оценки состояния существующего газопровода;

– устранения обнаруженных дефектов;

– присоединения построенного газопровода к существующему газопроводу с помощью сварки;

– изоляционного покрытия на узле врезки.

16.5.2 Для определения наличия (отсутствие) утечки газа из существующего газопровода необходимо пробурить скважины на расстоянии по 15 м в обе стороны от места врезки.

16.5.2.1 Расстояние между скважинами должно составлять не более 2,0 м, а расстояние от стенки газопровода до скважины – 0,5 м. Бурение скважины должно производиться на глубину заложения газопровода, а в зимнее время на глубину промерзания грунта.

16.5.2.2 Контроль за утечкой газа производится газоиндикатором высокочувствительным.

Примечание: Целесообразно применять газоиндикаторы высокочувствительные ГИВ-М по ТУ 243РСФСР3.095-90.

16.5.3 Проверку правильности размеров котлована под узел врезки следует выполнять проведением измерений его габаритов и сличением их с указанными в проектной документацией.

16.5.3.1 Отметки дна котлована определяются во всех точках, где они указаны в проектной документации. Расстояние от низа трубы до дна котлована должна быть не менее 1,0 м. Ширина, длина, глубина и заложение откосов котлована должны соответствовать проектной. Допускаются отклонения по вертикали не более 1%, по горизонтали не более 5%. Заложение откосов должно составлять половину разницы между шириной котлована по верху и дну.

16.5.3.2 Контроль за соответствием отметок дна котлована проектному профилю проверяется с помощью нивелира по ГОСТ 10528. Ширина котлована по дну замеряется рулеткой по ГОСТ 7502. Контроль правильности откосов определяется

замерами глубины траншеи, которые выполняются с помощью нивелира по ГОСТ 10528 и заложения с помощью рулетки по ГОСТ 7502-98.

16.5.4 Проверку наличия и правильности устройства опор под действующий газопровод и проверку опирания трубы на опоры.

16.5.4.1 Места устройства опор, их конструкция и расстояние между опорами должны соответствовать проектной документации и ППР. При устройстве опор должно быть обеспечено плотное прилегание трубы к опоре, исключающее провис газопровода и обеспечено расстояние не менее 200 мм от края опоры до сварного шва газопровода.

16.5.4.2 Контроль правильности размещения опор и плотность прилегания трубы газопровода определяется визуально. Расстояние между опорами следует определять с помощью рулетки по ГОСТ 7502-98.

16.5.5 Проверку правильности снятия изоляционного покрытия с существующего газопровода в границах узла врезки следует выполнять на соответствие проектной документации и ППР.

16.5.5.1 Перед снятием существующей изоляции необходимо проверить отсутствие грунта на газопроводе в месте узла врезки и по 200 мм в обе стороны от границ предполагаемых сварных соединений узлов или деталей узлов врезки. Изоляция должна быть снята вручную, а труба очищена до металлического блеска скребками.

16.5.5.2 Контроль правильности снятия изоляционного покрытия с существующего газопровода в границах узла врезки производится визуально.

16.5.6 Проверку пригодности участка существующего газопровода для врезки следует выполнять определением состояния трубы.

16.5.6.1 Для проверки состояния трубы необходимо провести сплошное сканирование по всему периметру очищенной поверхности трубы в месте монтажа узла врезки, включая участки на расстоянии не менее 100 мм от узлов врезки. На этих участках в заводском шве и в металле трубы не должно быть поверхностных и внутренних дефектов (расслоений, трещин, раковин, коррозионных дефектов любой глубины и протяженности, рисок, задиров, царапин глубиной более 5 %

от толщины стенки трубы).

16.5.6.2 Контроль правильности оценки состояния трубы осуществляется визуально и по результатам неразрушающего контроля радиографическим методом по ГОСТ 7512 или ультразвуковым методом по ГОСТ 14782.

16.5.7 Для проверки правильности устранения обнаруженных наружных дефектов необходимо сличить результаты визуального и неразрушающего контроля с допустимыми дефектами.

16.5.7.1 Наружные дефекты (риски, задиры, царапины) глубиной не более 0,2 мм, составляющие не более 5% от толщины стенки, должны быть устранены шлифованием, толщина стенки трубы не должна выходить за пределы минусового допуска, указанного в ГОСТ или ТУ на трубу. При наличии недопустимых дефектов труба бракуется, а место врезки должно быть перенесено.

16.5.7.2 Контроль правильности устранения наружных дефектов производится визуально и с помощью ультразвуковых толщиномеров по ГОСТ 28702 и дефектоскопов по ГОСТ 23667.

16.5.8 Проверку правильности присоединения построенного газопровода к существующему газопроводу с помощью сварки следует выполнять сличением места и способа врезки с проектной документацией и Технологическими картами, разработанными в соответствии с ППР.

16.5.8.1 Присоединение построенного газопровода к существующему газопроводу должно выполняться с соблюдением технологической последовательности выполняемых операций и с учетом требований предприятий – изготовителей применяемого оборудования.

16.5.8.2 Контроль правильности выполненного присоединения определяется визуально, а сварные соединения контролируются методами неразрушающего контроля по ГОСТ 14782 и ГОСТ7512.

16.5.9 Проверку правильности нанесения изоляционного покрытия на узле врезки следует выполнять согласно подразделу 9.5.

16.5.10Выявленные в процессе контроля отклонения от проектной документа-

ции и требований нормативных документов в области стандартизации и технического регулирования или технологических инструкций должны быть исправлены до начала производства последующих работ.

16.5.11По результатам операционного контроля должны составляться акты освидетельствования скрытых работ по форме, приведенной в Требованиях [17] (приложение 3).

17 Контроль строительства газопроводов

17.1 Общие требования

17.1.1 В процессе строительства газопроводов должны осуществляться следующие виды контроля:

– входной;

– операционный;

– приемочный.

17.2 Входной контроль

17.2.1 При входном контроле должен выполняться контроль проектной и рабочей документации и результатов инженерных изысканий, материалов, технических устройств и наличия разрешительных документов на них. Положения по входному контролю приведены в разделе 6 настоящего стандарта и должны быть документированы в журналах входного контроля и (или) лабораторных испытаний.

17.3 Операционный контроль

17.3.1 При операционном контроле должно проверяться соблюдение последовательности и состава выполняемых технологических операций и их соответствия требованиям технических регламентов, стандартов, сводов правил, проектной документации, технологическим картам и ППР на всех стадиях строительных работ.

17.3.2 Операционный контроль должен производиться при выполнении земляных, изоляционных, монтажных работ, работ по соединению газопроводов, а также работ по испытанию газопроводов на герметичность и т.п.

17.3.3 Положения по проведению операционного контроля приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта и должны быть документированы в журналах работ в соответствии с Порядком [5].

17.4 **Приемочный контроль**

17.4.1 Приемочный контроль производится приемочными комиссиями при сдаче построенного газопровода в эксплуатацию. Порядок приемки, состав приемочной комиссии, комплект проверяемой документация должен соответствовать Техническому регламенту [2].

18 Правила безопасного выполнения строительно-монтажных работ

18.1 **Общие требования**

18.1.1 Безопасность производства строительно-монтажных работ при строительстве подземных газопроводов сетей газораспределения должна обеспечиваться при соблюдении требований СНиП 12-03, СНиП 12-04, Общих правил [32], Правил [33], документов ССБТ, технологической документации (ППР), проектной (ПОС), а так же требований настоящего раздела стандарта.

18.1.2 Перед каждой рабочей сменой необходимо проверять исправность применяемого оборудования.

18.1.3 Перемещение и установка землеройного оборудования, кранов, трубоукладчиков, автотранспорта и других машин и механизмов вдоль траншеи допускается только в порядке и на расстоянии, установленном в ППР.

18.1.4 На все применяемые машины и установки строительная организация должна иметь инструкции по их устройству и эксплуатации.

18.1.5 Установки и механизмы, работающие от электропривода, должны быть заземлены, а электропроводка должна быть изолирована.

18.1.6 В случае возникновения на строительной площадке при производстве работ вредных производственных факторов (вибрация, шум, пыль и т.п.) рабочие

должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты соответствующими стандартам ССБТ на конкретные средства защиты.

18.1.7 В случае возникновения экстренных ситуаций при производстве строительно-монтажных работ необходимо незамедлительно сообщить по телефону «112» и приступить к локализации и ликвидации последствий.

18.2 **Земляные работы**

18.2.1 При производстве земляных работ должны выполняться следующие меры безопасности:

– котлованы и траншеи, разрабатываемые на территории населенных пунктов, во избежание падения рабочих и посторонних лиц, должны быть ограждены с учетом требований ГОСТ 23407 и ГОСТ 12.4.059. Ограждения должны иметь предупредительные надписи и знаки, и сигнальное ночное освещение;

– при производстве работ вне поселений должны быть применены мероприятия, предусмотренные в разделах 5, 6 настоящего стандарта;

– для спуска рабочих в котлован траншеи должны применяться приставленные лестницы по ГОСТ 26887;

– землеройная техника должна устанавливаться на спланированной площадке;

– с целью безопасности не допускается нахождение персонала и рабочих в зоне действия землеройной технике в радиусе 5 метров от ее движущихся частей;

– во время перерыва в работе землеройной техники его рабочий орган следует застопорить, отвести в сторону от траншеи, и опустить на грунт;

18.2.2 За состоянием откосов и стенок траншей (котлованов), следует вести наблюдение, осматривая их перед началом каждой смены. При появлении трещин, осыпей, наличие треска в грунте нужно вывести рабочих из опасной зоны, выявить причины их появления и при необходимости принять меры против их обрушения. Аналогичные мероприятия следует проводить при выявлении деформаций креплений траншеи и котлована.

18.3 **Соединения газопроводов**

18.3.1 Соединения стальных и медных труб сваркой и пайкой

18.3.1.1 Перед производством работ по сварке и пайке газопроводов, оборудование должно быть проверено в соответствии с правилами, приведенными в инструкциях изготовителей на конкретный вид сварочного и паяльного оборудования.

18.3.1.2 При производстве сварочных и паяльных работ подземных газопроводов следует руководствоваться общими требованиями безопасности при производстве сварочных и паяльных работ, а так же требованиями пунктов 3.1.18, 3.1.21 – 3.1.24 Правил [34], раздела 9 СП 49.13330.

18.3.1.3 При производстве сварочных и паяльных работ должны соблюдаться Правила [33].

18.3.1.4 При применении в сварочных и паяльных работах сжатых газов в баллонах их хранение, транспортировка и применение должно осуществляться согласно Правилам [34].

18.3.2 Соединения полиэтиленовых труб сваркой нагретым инструментом встык и с использованием деталей с ЗН

18.3.2.1 Во избежание термического ожога не допускается касаться поверхности зеркала нагревателя в период его работы.

18.3.2.2 Не допускается при работе механизированного оборудования производить замеры обрабатываемых труб или убирать стружку из-под режущего инструмента.

18.3.2.3 Для перемещения центраторов и другого сварочного оборудования весом более 50 кг должно обязательно использоваться грузоподъемное оборудование.

18.4 **Монтажные, погрузочно-разгрузочные и изоляционные работы**

18.4.1 Грузоподъемные механизмы, применяемые для строительства подземных газопроводов, должны соответствовать Правилам [35].

18.4.2 Расстроповку элементов (плетей) газопровода, соединяемых электросваркой и воспринимающих монтажную нагрузку, следует выполнять после сварки проектными швами.

18.4.3 Запрещается переносить поднимаемые элементы над рабочими, снимать стропы с поднятых, установленных, но не закрепленных технических устройств, труб, оставлять их на весу.

18.4.4 После укладки элементов газопровода на бровку траншеи необходимо закрепить их во избежание их самопроизвольного перемещения. Крепления следует производить с помощью заранее подготовленных устройств.

18.4.5 Снятие строповочных устройств следует осуществлять только после того как трубы газопровода будут плотно уложены на подготовленное основание траншеи.

18.4.6 Укладка газопровода в траншею должна осуществляться в соответствии со Сводом правил [20].

18.4.7 Изоляционные работы должны осуществляться с учетом требований приведенных в Правилах [33].

18.4.8 В случае применения при изоляционных работах для разогрева материала горелок на газовом топливе необходимо руководствоваться требованиями пункта 18.3.1.4.

18.5 **Прокладка газопроводов закрытым способом**

18.5.1 При производстве работ по проколу и продавливанию труб в грунте должны соблюдать следующие условия работ и меры безопасности:

– в случае появления деформации грунта в зоне прокола, продавливания, для предотвращения значительного возрастания усилий при выполнении этих работ рекомендуется работы вести круглосуточно, в три смены;

– во время работы насоса высокого давления необходимо систематически следить за показаниями манометра, чтобы давление в системе не превышало допустимого. Работу следует начинать при малой подаче масла в домкраты, с постепенным ее увеличением до необходимой;

– ручная разработка грунта и производство других видов работ, связанных с необходимостью нахождения людей в продавливаемом трубопроводе допускается, если диаметр трубопровода не менее 800 мм при длине до 18 м; не менее 1000 мм при длине до 30 м и не менее 1200 мм при длине до 60 м;

– разработка грунта вручную и производство других видов работ в продавливаемом трубопроводе на длине не более 60 м разрешается при условии, что диаметр продавливаемого трубопровода 1400 мм и выше. В трубопроводе должно одновременно находиться не менее 2-х человек.

18.5.2 Трубопроводы длиной более 10 м необходимо обеспечивать принудительной вентиляцией. Запрещается вентилировать глухие забои трубопроводов струей сжатого воздуха без применения эжекторов. Забор подаваемого в трубопровод воздуха должен производиться в местах не загрязненных пылью, дымом, газами. Воздуховод должен быть подвешен в верхней части продавливаемой трубы. На конце трубопровода должен быть установлен запорный кран, позволяющий рабочему регулировать количество поступающего воздуха; при этом кран должен иметь стопор (ограничитель), не допускающий полного его закрытия. Вентиляционную установку следует включать за 15-20 минут до начала работы.

18.5.3 Длительность непрерывного пребывания рабочих внутри трубопровода не должна превышать одного часа, интервалы между рабочими циклами – 30 минут.

18.5.4 Между рабочими, занятыми внутри трубопровода и находящимися вне забоя должна быть обеспечена надежная связь.

18.5.5 Для освещения рабочих мест в стесненных условиях должно применяться напряжение не выше 12 В. Лампа освещения должна быть ограждена металлической сеткой.

18.5.6 При производстве работ по прокладке газопровода методом наклонно-направленного бурения следует руководствоваться требованиями раздела 12 СТО НОСТРОЙ 2.27.17.

18.6 **Монтаж средств ЭХЗ**

18.6.1 При работах, связанных с электрическими измерениями на подземных сооружениях, а также при работах по монтажу и наладке электрозащитных установок следует соблюдать правила и требования безопасности, предписанные для персонала, обслуживающего электроустановки напряжением до 1000 В.

18.6.2 Работы в пределах проезжей части улиц и дорог для автотранспорта, на рельсовых путях трамвая и железных дорог, источниках электропитания установок электрозащиты выполняют не менее двух человек.

18.7 **Очистка полости труб газопроводов**

18.7.1 Во время проведения испытания газопроводов на герметичность должна быть установлена охраняемая зона. Расстояние от испытываемого газопровода до границы охраняемой зоны в любом месте должно быть не менее 10 м.

18.7.2 Границы охраняемой зоны обозначаются флажками. Для наблюдения за охраняемой зоной необходимо выставить контрольные посты. Количество постов для наружных газопроводов в условиях хорошей видимости определяется из расчета один пост на 200 м длины газопровода.

Количество постов должно определяться с учетом местных условий так, чтобы охрана зоны была обеспечена надежно. Освещенность охраняемой зоны должна быть не менее 50 лк. Пребывание людей в зоне во время подъема давления при испытаниях запрещается.

18.7.3 Компрессор и ресивер, используемые при испытании газопроводов, должны находиться за пределами охраняемой зоны. Подводящую линию от компрессора к испытываемому газопроводу предварительно следует проверить на прочность.

18.7.4 Осмотр испытываемых участков газопроводов при давлении не выше испытательного на герметичность должен производиться специально выделенными для этой цели и проинструктированными лицами. Нахождение в охраняемой зоне посторонних лиц, запрещается.

18.8 **Испытание газопроводов**

18.8.1 До проведения испытаний следует: оградить и обозначить соответствующими знаками зону испытаний; обеспечить возможность аварийного отключения испытуемого газопровода; обозначить предупредительными знаками временные заглушки и фланцевые соединения; установить посты из расчета один пост в пределах видимости другого, но не реже чем каждые 200 м друг от друга, для предупреждения об опасной зоне; привести в готовность средства пожаротушения

и обслуживающий персонал, способный к работе по ликвидации пожара; обеспечить освещенность рабочих мест не менее 50 лк.

18.8.2 Дефекты газопроводов следует устранять после снижения давления до атмосферного.

18.8.3 При нахождении газопроводов вблизи зданий их испытания можно производить при условии, что оконные и дверные проемы этих зданий, находящиеся в пределах опасной зоны, должны быть закрыты защитными ограждениями (щитами, решетками).

18.8.4 Осмотр газопровода при проведении испытания разрешается производить после снижения испытательного давления до рабочего.

18.8.5 Обстукивание сварных швов непосредственно во время испытаний газопроводов и технических устройств не допускается.

18.8.6 При продувке и газопроводов после испытания перед открытыми штуцерами должны быть установлены защитные ограждения (экраны).

18.9 **Врезка газопроводов под давлением**

18.9.1 Персонал, не участвующий в работах по врезке под давлением, на время ее выполнения должен находиться за пределами охранной зоны, которые определяются в ППР.

18.9.2 Строительные машины и механизмы, не задействованные в выполнении врезки газопровода под давлением, должны находиться за границами охранной зоны.

18.9.3 Машинисты и операторы машин должны соблюдать требования по безопасной эксплуатации машин согласно соответствующим инструкциям.

18.9.4 Механизмы и средства транспорта с двигателями внутреннего сгорания должны иметь искропламегасители на выхлопных трубах.

18.9.5 Концентрация горючих газов в зоне проведения работ не должна превышать, предельно допустимую, равную 20% НКПРП. Количественное содержание горючих газов и их паров в воздухе следует определять перед началом огне-

опасных работ и непрерывно в процессе их проведения газоиндикаторами. При достижении концентрации горючих газов в зоне проведения работ 20% НКПРП работы следует прекратить.

18.9.6 Огневые работы разрешается проводить при наличии на месте их проведения необходимых противопожарных средств и оборудования.

18.9.7 Работы по сварке и врезке на газопроводах под давлением следует проводить только в светлое время суток, а при плохой видимости места производства работ должны освещаться светильниками во взрывозащищенном исполнении.

18.9.8 Места производства работ по врезке должны быть защищены навесом или укрытием от атмосферных осадков и ветра при его скорости более 5 м/с.

18.9.9 При грозе, а так же скорости ветра выше 10 м/с проведение сварочно-монтажных работ не допускается. При изменении направления ветра в сторону расположения жилых зданий проведение работ по врезке под давлением следует прекратить.

18.9.10 Выполнение работ на оборудовании для врезки и перекрытия полости газопровода под давлением следует производить в строгом соответствии с инструкциями по эксплуатации специального оборудования.

18.9.11 При очистке поверхности газопровода, в который выполняется врезка, персоналу следует пользоваться респираторами по ГОСТ 12.4.004 (либо марлевыми повязками) и иметь предохранительные очки по ГОСТ Р 12.4.230.1.

18.10 Контроль сварных соединений физическими методами

18.10.1 При производстве работ по контролю сварных соединений физическим методом следует руководствоваться требованиями безопасности, приведенными в разделе 7 ГОСТ 7512, разделе 5 ГОСТ 14782, а так же инструкций изготовителей оборудования, применяемого для контроля физическими методами.

19 Исполнительная документация

19.1 Общие требования

19.1.1 При приемочном контроле подземных сетей газораспределения приемочной комиссии должен быть представлен комплект исполнительной документации в соответствии со Сводом правил [36] к составу и порядку ведения исполнительной документации и СП 68.13330.

19.1.2 Исполнительная документация в соответствии со Сводом правил [36] подразделяется на:

– исполнительную проектную документацию;

– исполнительную производственную документацию.

19.2 **Исполнительная проектная документация**

19.2.1 В комплект исполнительной проектной документации входят:

– отчеты об инженерных изысканиях. В случае если при строительстве было выявлено их несоответствие фактическому состоянию, то должны быть приложены чертежи исполнительной геодезической съемки, оформленные геодезистом подрядной организации. При обнаружении в траншее грунтов, отличных от указанных в проектной документации, должны быть составлены геолого-литологические разрезы скважин и на основании лабораторных исследований монолитов грунтов, взятых из шурфов или скважин, уточнены их физико-механические характеристики.

Данные чертежи и результаты испытаний должны быть представлены проектной организации для согласования;

– разбивочная геодезическая съемка должна быть подписана лицом ответственным за строительство и производителем работ;

– чертежи проектной и рабочей документации с нанесенным на них фактическим положением газопроводов, технических устройств и сооружений. Каждый чертеж должен иметь штамп «В производство работ» и быть подписан производителем работ. После выполнения работ согласно данному чертежу, на нем делается запись «выполнено по проекту» и ставится подпись производителя работ. При наличии отступлений от проектной и (или) рабочей документации на чертеже наносится фактическое положение газопровода и другие изменения, внесенные в про-

цессе строительства. Все изменения должны быть согласованы с лицами ответственными за строительство и проектную документацию, о чем на соответствующих чертежах должны быть получены их подписи. Все подписи должны быть заверены в установленном порядке. После выполнения исполнительных чертежей и уточнения инженерных изысканий проектная документация представляется на повторную экспертизу, за исключением случаев, если изменения не влияют на безопасность объекта. В этом случае к исполнительной документации должен быть приложен протокол совещания лиц ответственных за строительство и проектную документацию, подтверждающий, что эти изменения не затрагивают безопасность объекта.

19.3 **Исполнительная производственная документация**

19.3.1 В исполнительную производственную документацию входят:

– перечень организаций, участвующих в производстве строительно-монтажных работ с указанием видов выполненных ими работ;

– общие и специальные журналы представителей строительного контроля согласно Порядку [5], журналы авторского надзора проектной организации согласно Своду правил [36], материалы обследований и проверок в процессе строительства надзорных органов;

– акт освидетельствования построенных участков сетей газораспределения, примерная форма которого приведена в приложении Г;

– строительный паспорт трассы газопровода, примерная форма которого приведена в приложении Д;

– акты освидетельствования геодезической разбивочной основы согласно приложению 1 Требований [17];

– акты освидетельствования скрытых работ согласно приложению 3 Требований [17];

– акты освидетельствования ответственных конструкций в соответствии с приложением 4 Требований [17];

– протокол проверки сварных стыков газопровода радиографическим методом, протоколы механических испытаний сварных стыков стального и полиэтиленового газопроводов; протокол проверки сварных стыков газопровода ультразвуковым методом и протокол проверки качества стыков, выполненных контактной сваркой и пайкой;

В строительном паспорте должны содержаться следующие данные:

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

– технические паспорта предприятий-изготовителей (заготовительных мастерских) или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, изолирующие фланцы, арматуру диаметром свыше100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество материалов, изделий и технических устройств;

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

– акт приемки предусмотренных проектом установок электрохимической защиты.

19.3.2 При оформлении актов на скрытые работы и актов приемки ответственных конструкций его подписывает производитель работ, представители технадзора организаций, ответственных за строительство.

При рытье траншеи (котлована) под газопровод и сооружения при устройстве подготовки под трубу и укладке (установки) газопровода (сооружений) следует вводить подпись геодезиста.

При обнаружении в траншее (котловане) грунтов отличных от указанных в проектной (рабочей) документации должна вводиться подпись геолога, а в тексте акта указаны грунтовые условия, обнаруженные в процессе производства земляных работ.

В актах следует вводить также подпись представителей авторского надзора согласно Своду правил [36] при условии, если он принимал участие в освидетельствовании этих работ.

Исполнительная документация должна храниться у лица ответственного за строительство до проведения приемки приемочной комиссией по итоговой проверке. На время проведения итоговой проверки исполнительная документация передается лицом ответственным за строительство приемочной комиссии. После выдачи приемочной комиссией заключения о соответствии построенных сетей газораспределения требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной (рабочей) документации исполнительная документация передается лицу ответственному за строительство на постоянное хранение.

20 Оценка соответствия построенного газопровода

20.1 Формы оценки соответствия

20.1.1 Оценкой соответствия законченного строительством газопровода согласно разделу IX Технического регламента [2] является приемка объекта в эксплуатацию.

20.1.2 Документально приемка оформляется Актом, подписанным членами приемочной комиссии и утвержденным органом, назначившим комиссию, который является подтверждением соответствия построенного объекта требованиям проектной документации. Форма акта приведена в приложении Ж СП 62.13330.

20.1.3 Состав приемочной комиссии, перечень документов и материалов, предъявляемых при приемке сетей газораспределения, приведены в Техническом регламенте [2].

20.1.4 При выявлении непригодности объекта к эксплуатации (обнаружении в ходе работы приемочной комиссии отступлений или несоответствия законченного строительством объекта проектной документации, техническим регламентам

и т.д., не согласованным в установленном порядке) направляет лицу ответственному за строительством мотивированное заключение о выявленных недоделках с указанием сроков их устранения.

20.1.5 Приемка приемочными комиссиями в эксплуатацию законченных строительством сетей газораспределения не допускается без наличия в акте приемки подписей всех членов комиссии.

20.1.6 Оформленный в установленном порядке Акт приемки законченного строительством газопровода сети газораспределения входит в комплект документов, на основании которых в соответствии со статьей 55 Федерального закона [3] выдается разрешение на ввод объекта в эксплуатацию.

20.1.7 Первичный пуск газа для проведения пусконаладочных работ производится на основании разрешения, выданного территориальным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности.

20.1.8 С момента утверждения акта о приемке объекта в эксплуатацию полномочия приемочной комиссии прекращаются.

20.1.9 Проверка и приемка отдельных сооружений на газопроводе (конденсатосборников, установок электрохимической защиты и т.п.) выполняется рабочими комиссиями.

20.1.10 Рабочие комиссии назначаются лицом ответственным за строительство.

20.1.11 В состав рабочих комиссий включаются: представители производителя работ, эксплуатационной организации, проектной организации, надзорных органов. Председателем комиссии является лицо ответственное за строительство.

20.1.12 Рабочая комиссия обязана:

– проверить соответствие выполненных строительно-монтажных работ проектной документации (рабочей документации), мероприятиям по охране труда, обеспечению взрывобезопасности, пожаробезопасности, охране окружающей природной среды и т.д.;

– произвести приемку технических устройств после индивидуальных испытаний для передачи его для комплексного опробования по акту, форма которого приведена в СП 68.13330;

– произвести приемку технических устройств после комплексного опробования по акту, составленному по форме, приведенной в СП 68.13330 и принять решение о возможности предъявления его приемочной комиссии.

По результатам проверок, рабочая комиссия должна составить акт о готовности законченного строительством объекта, для предъявления приемочной комиссии по форме, приведенной в СП 68.13330.

Приложение А

(рекомендуемое)

Максимальная допустимая длина испытуемых участков газопроводов

(извлечение из Свода правил [18])

Таблица А1 Максимальная длина испытуемых подземных газопроводов номинальным диаметром DN 200 включительно

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Максимальный номинальный диаметр газопровода, длину которого можно не ограничивать при проведении испытаний, в зависимости от класса точности манометра		
		0,15	0,4	0,6
До 0,05 включительно	0,6	Не ограничивается		
Свыше 0,05 до 0,3 включительно	0,6 1,5	65 в поселениях 150 межпоселковый	100 в поселениях 150 межпоселковый	80 в поселениях 125 межпоселковый
Свыше 0,3 до 1,2 включительно	1,5	50 в поселениях 100 межпоселковый	100 в поселениях 80 межпоселковый	50 в поселениях 80 межпоселковый

Таблица А2 Максимальная длина испытуемых подземных газопроводов низкого давления, проложенных в поселениях при величине испытательного давления 0,6 МПа

Класс точности манометра	Рекомендуемая максимальная длина, км, подземного газопровода при номинальном диаметре, DN							
	250	300	350	400	500	600	700	800 и более
0,15	13,3	9,2	6,7	5,2	3,4	2,4	1,8	1,0
0,4	5,0	3,4	2,5	2,0	1,3	1,0	1,0	1,0
0,6	3,3	2,3	1,7	1,3	-	-	-	-

Таблица А3 Максимальная длина испытуемого участка газопроводов в поселениях при использовании манометров класса точности 0,15

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина, км подземного газопровода в поселении при номинальном диаметре DN							
		65	80	100	125	150	200	250	300
0,005 - 0,3	0,6		16,8	11	6,4	4,8	2,6	1,6	1,1
	1,5		15,3	10	5,9	4,4	2,3	1,5	1,0
0,3 – 0,6	0,75	16,6	11,7	7,7	4,5	3,4	1,8	1,1	1,0
	1,5	12,5	8,8	5,8	3,4	2,5	1,3	1,0	1,0
0,6 – 1,2	1,5	6,7	4,7	3,1	1,8	1,4	1,0	1,0	1,0
Примечание - Для газопроводов среднего и высокого давления диаметром более 300 мм максимальная длина испытуемого участка равна 1,0 км.									

Таблица А4 Максимальная длина испытуемого участка межпоселковых газопроводов при использовании манометров класса точности 0,15

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина, км подземного межпоселкового газопровода при номинальном диаметре DN						
		125	150	200	250	300	350	400
0,005 - 0,3	0,6				16,4	11,4	8,4	6,5
	1,5				15,0	10,4	7,6	5,0
0,3 – 0,6	0,75			17,9	11,4	7,9	5,8	5,0
	1,5			13,5	8,6	6,0	5,0	5,0
0,6 – 1,2	1,5	17,9	13,6	7,3	5,0	5,0	5,0	5,0
Примечание - Для газопроводов среднего и высокого давления диаметром более 400 мм максимальная длина испытуемого участка равна 5,0 км.								

Таблица А5 Максимальная длина испытуемого участка газопроводов в поселениях при использовании манометров класса точности 0,4

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина, км подземного газопровода в поселении при номинальном диаметре DN				
		65	80	100	125	150
0,005 - 0,3	0,6				2,4	1,8
	1,5				2,2	1,7
0,3 – 0,6	0,75				1,7	1,3
	1,5				1,3	1,0
0,6 – 1,2	1,5	2,5	1,8	1,2	1,0	1,0
Примечание - Для газопроводов среднего и высокого давления диаметром более 150 мм максимальная длина испытуемого участка равна 1,0 км.						

Таблица А6

Максимальная длина испытуемого участка межпоселковых газопроводов при использовании манометров класса точности 0,4

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина, км подземного межпоселкового газопровода при номинальном диаметре DN				
		100	125	150	200	250
0,005 - 0,3	0,6				9,6	6,2
	1,5				8,8	5,6
0,3 – 0,6	0,75		16,7	12,6	6,7	5,0
	1,5		12,6	9,5	5,0	5,0
0,6 – 1,2	1,5	11,7	6,8	5,1	5,0	5,0

Примечания.

1. Для газопроводов среднего давления диаметром св. 250 мм максимальная длина испытуемого участка равна 5,0 км.
2. Для газопроводов высокого давления (св. 0,3 МПа до 0,6 МПа) диаметром св. 200 мм до 800 мм максимальная длина испытуемого участка равна 5,0 км.
3. Для газопроводов высокого давления (св. 0,6 МПа до 1,2 МПа) диаметром св. 200 мм до 400 мм максимальная длина испытуемого участка равна 5,0 км, а диаметром 500 мм и 600 мм - 4,0 км.

Таблица А7 Максимальная длина испытуемого участка газопроводов в поселениях при использовании манометров класса точности 0,6

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина, км подземного газопровода в поселении при номинальном диаметре DN				
		65	80	100	125	150
0,005 - 0,3	0,6			2,8	1,6	1,2
	1,5			2,5	1,5	1,1
0,3 – 0,6	0,75	4,1	2,9	1,9	1,1	-
	1,5	3,1	2,2	1,4	-	-
0,6 – 1,2	1,5	1,7	1,2	-	-	-
Примечание - Знак "-" означает, что применение манометров класса точности 0,6 для испытания данных газопроводов не рекомендуется						

Таблица А8 Максимальная длина испытуемого участка межпоселковых газопроводов при использовании манометров класса точности 0,6

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Рекомендуемая максимальная длина, км подземного газопровода в поселении при номинальном диаметре DN					
		65	80	100	125	150	200
0,005 - 0,3	0,6					12,1	6,4
	1,5				14,6	11,0	5,9
0,3 – 0,6	0,75				11,2	8,4	-
	1,5			14,4	8,4	6,3	-
0,6 – 1,2	1,5	16,8	11,8	7,8	-	-	-
Примечание - Знак "-" означает, что применение манометров класса точности 0,6 для испытания данных газопроводов не рекомендуется							

Приложение Б

(рекомендуемое)

Контроль сварных соединений физическими методами

Таблица Б.1 Объем контроля сварных соединений физическими методами

Соединения газопроводов	Число стыков, подлежащих контролю, % общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте
1. Соединения подземных газопроводов природного газа давлением: до 0,005 МПа включительно св. 0,005 до 0,3 МПа включительно св. 0,3 до 1,2 МПа включительно	 10, но не менее одного стыка 50, но не менее одного стыка 100
2. Соединения подземных газопроводов всех давлений, прокладываемых под магистральными дорогами и улицами с капитальными типами дорожных одежд, а также на переходах через водные преграды во всех случаях прокладки газопроводов в футлярах (в пределах перехода и по одному стыку в обе стороны от пересекаемого сооружения)	100
3. Соединения подземных газопроводов всех давлений при пересечении с коммуникационными коллекторами, каналами, тоннелями (в пределах пересечения и по одному стыку в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений)	100
4. Соединения подземных газопроводов всех давлений, прокладываемых на расстоянии по горизонтали в свету менее 3 м от коммуникационных коллекторов и каналов (в том числе каналов тепловой сети)	100
5. Соединения, расположенные на участках подземных газопроводов-вводов на расстоянии от фундаментов зданий менее: 2 м – для газопроводов давлением до 0,005 МПа включительно; 4м – «» св. 0,005 до 0,3 МПа включительно; 7м – «» св. 0,3 до 0,6 МПа включительно; 10м – «» св. 0,6 до 1,2 МПа включительно	 100
6. Соединения подземных газопроводов природного газа давлением св. 0,005 до 1,2 МПа включительно, прокладываемых вне поселений за пределами черты их перспективной застройки	20, но не менее одного стыка

Продолжение таблицы Б.1

Соединения газопроводов	Число стыков, подлежащих контролю, % общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте
7. Угловые соединения труб газопроводов, швы приварки к газопроводам фланцев и плоских заглушек, сварные стыки соединительных деталей стальных газопроводов, изготовленные в условиях ЦЗМ, неповоротные и сваренные после производства испытаний монтажные стыки стальных газопроводов	100
8. Соединения подземных газопроводов, прокладываемых в стесненных условиях	100
Примечание - Для полиэтиленовых газопроводов следует так же руководствоваться требованиями раздела 13.	

Приложение В
(рекомендуемое)
Нормы испытания газопроводов

Таблица В1 Значения испытательного давления и время выдержки под давлением стальных подземных газопроводов и подземных газопроводов-вводов из медных труб

Рабочее давление газа, МПа	Вид изоляционного покрытия	Испытательное давление, МПа	Продолжительность, ч
До 0,005 включительно	Независимо от вида изоляционного покрытия	0,6	24
Свыше 0,005 до 0,3	Битумная мастика, полимерная липкая лента	0,6	24
	Экструдированный полиэтилен, стеклоэмаль	1,5	24
Свыше 0,3 до 0,6	Битумная мастика, полимерная липкая лента	0,75	24
	Экструдированный полиэтилен, стеклоэмаль	1,5	24
Свыше 0,6 до 1,2	Независимо от вида изоляционного покрытия	1,5	24
Газопроводы - вводы до 0,005 при их раздельном строительстве с распределительным газопроводом	То же	0,3	2

Таблица В2 Значения испытательного давления и время выдержки под давлением полиэтиленовых подземных газопроводов

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Продолжительность, ч
До 0,005 включительно	0,3	24
Свыше 0,005 до 0,3	0,6	24
Свыше 0,3 до 0,6	0,75	24
Свыше 0,6 до 1,2	1,5	24

Приложение Г

(рекомендуемое)

Форма акта освидетельствования построенных участков сетей газораспределения

(образец)

Акт освидетельствования построенных участков сетей газораспределения

Объект капитального строительства Наименование сетей газораспределения

_____

(наименование, адрес сетей газораспределения)

Застройщик или заказчик _____

(наименование, номер и дата выдачи

_____

свидетельства о государственной регистрации, ОГРН, ИНН, почтовые

_____

реквизиты, телефон/факс - для юридических лиц; фамилия, имя,

_____

отчество, паспортные данные, место проживания, телефон/факс -

_____

для физических лиц)

Генеральный подрядчик (подрядчик), осуществляющее строительство

_____

(наименование, номер и дата выдачи свидетельства

_____

о государственной регистрации, ОГРН, ИНН, почтовые реквизиты,

_____

телефон/факс - для юридических лиц; фамилия,

_____

имя, отчество, паспортные данные, место проживания,

_____

телефон/факс - для физических лиц)

Проектная организация _____

(наименование, номер и дата выдачи свидетельства

_____

о государственной регистрации, ОГРН, ИНН, почтовые реквизиты,

_____

телефон/факс - для юридических лиц;

_____

фамилия, имя, отчество, паспортные данные, место проживания,

_____

телефон/факс - для физических лиц)

Субподрядные организации (для каждой организации указать виды работ и участки сетей газораспределения, на которых выполнялись работы)

_____

(наименование, номер и дата выдачи свидетельства

_____

о государственной регистрации, ОГРН, ИНН, почтовые реквизиты,

_____

телефон/факс - для юридических лиц; фамилия, имя, отчество,

_____

паспортные данные, место проживания, телефон/факс -

_____

для физических лиц)

Эксплуатационная организация сетей газораспределения:

_____

(наименование, номер и дата выдачи свидетельства о государственной

_____

регистрации, ОГРН, ИНН, почтовые реквизиты,

_____

телефон/факс - для юридических лиц; фамилия,

_____

имя, отчество, паспортные данные, место проживания, телефон/факс-

_____

для физических лиц)

АКТ освидетельствования участков сетей газораспределения

N _____ "__" _____ 200_ г.

Представитель застройщика или заказчика _____

_____

(должность, фамилия, инициалы)

Представитель генерального подрядчика (подрядчика) _____

_____

(должность, фамилия, инициалы)

Представители лиц, осуществляющих строительство, по вопросам строительного контроля _____

(должность, фамилия, инициалы)

Представитель проектной организации, осуществляющей подготовку проектной (рабочей) документации

_____

(должность, фамилия, инициалы)

Представители субподрядной организаций, осуществляющих строительство, выполнивших участки сетей газораспределения_____

_____

(должность, фамилия, инициалы)

Представители эксплуатационной организации, осуществляющие эксплуатацию сетей газораспределения:

_____

(должность, фамилия, инициалы)

а также иные представители лиц, участвующих в освидетельствовании:

_____

(наименование, должность, фамилия, инициалы, реквизиты документа

_____

о представительстве)

_____

составили настоящий акт о нижеследующем:

1. К освидетельствованию предъявлены следующие участки сетей газораспределения

_____

_____

_____

(перечень и краткая характеристика участков сетей газораспределения

2. Участки сетей газораспределения выполнены по проектной (рабочей) документации, а при наличии и исполнительной проектной (рабочей) документации

_____

(номер, другие реквизиты чертежа,

_____

наименование проектной (рабочей) документации, сведения о лицах,

_____

осуществляющих подготовку раздела проектной (рабочей) документации)

3. Технические условия на подключение и на присоединение к сетям газораспределения и ТУ иных заинтересованных организаций предоставлены

_____

(номер и дата технических условий,

_____

кем выданы, срок действия технических условий, иные сведения)

_____

4. При выполнении участков сетей газораспределения применены

_____

(наименование материалов труб, технических устройств, изделий)

_____

со ссылкой на сертификаты или другие документы, подтверждающие

_____

качество)

5. Освидетельствованы скрытые работы, оказывающие влияние на безопасность участков сетей газораспределения

_____

(указываются наименования скрытых работ, даты и номера актов

_____

их освидетельствования)

6. Предъявлены документы, подтверждающие соответствие участков сетей газораспределения, предъявляемым к ним требованиям, в том числе:

а) исполнительные геодезические схемы положения сетей газораспределения и отчет об инженерных изысканиях

_____

_____

(наименование документа, дата, номер, другие реквизиты)

б) результаты экспертиз, обследований, лабораторных и иных испытаний, выполненных работ, проведенных в процессе строительного контроля

_____

_____

_____

(наименование документа, дата, номер, другие реквизиты)

в) технические условия _____

_____

_____

(наименование документа, дата, номер, другие реквизиты)

7. Проведены необходимые испытания и опробования _____

_____

_____

(указываются наименования испытаний, номера и даты актов)

8. Даты: начала работ "__" _____ 200_ г.

окончания работ "__" _____ 200_ г.

9. Предъявленные участки сетей газораспределения выполнены в соответствии с техническими условиями подключения и присоединения, проектной (рабочей) документацией и техническими регламентами (нормами и правилами), иными нормативными правовыми актами

_____

(указываются наименование, статьи (пункты) технического регламента

_____

(норм и правил), иных нормативных правовых актов, разделы

проектной (рабочей) документации)

_____

_____

Дополнительные сведения _____

_____

_____

Акт составлен в _____ экземплярах.

Приложения:

_____

_____

Представитель застройщика или заказчика _____

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Генеральный подрядчик (подрядчик) _____

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Представители лиц, осуществляющих строительство, по вопросам строительного контроля _____

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Представитель проектной организации, осуществляющий подготовку проектной документации _____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Представители субподрядных организаций, осуществляющих строительство, выполнивших участки сетей газораспределения, подлежащие освидетельствованию

_____

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Представитель эксплуатационной организации, осуществляющей эксплуатацию сетей газораспределения: _____

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Представители иных лиц: _____

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

_____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Приложение Д

(рекомендуемое)

Форма строительного паспорта подземного газопровода

(образец)

СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА
(ненужное зачеркнуть)

Построен_____

(наименование строительно-монтажной организации

_____

и номер договора проектной документации)

по адресу:__ _____

(город, улица, привязки начального и конечного пикетов)

1. Характеристика газопровода

Указываются длина участков, наружный диаметр, толщина стенки трубы, рабочее давление газопровода, материал труб (стальных, полиэтиленовых, медных), тип изоляционного покрытия линейной части и стыков (для стальных и медных газопроводов), число установленных технических устройств (наименование марок), сооружений и их наименований.

_____

_____

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

_____

_____

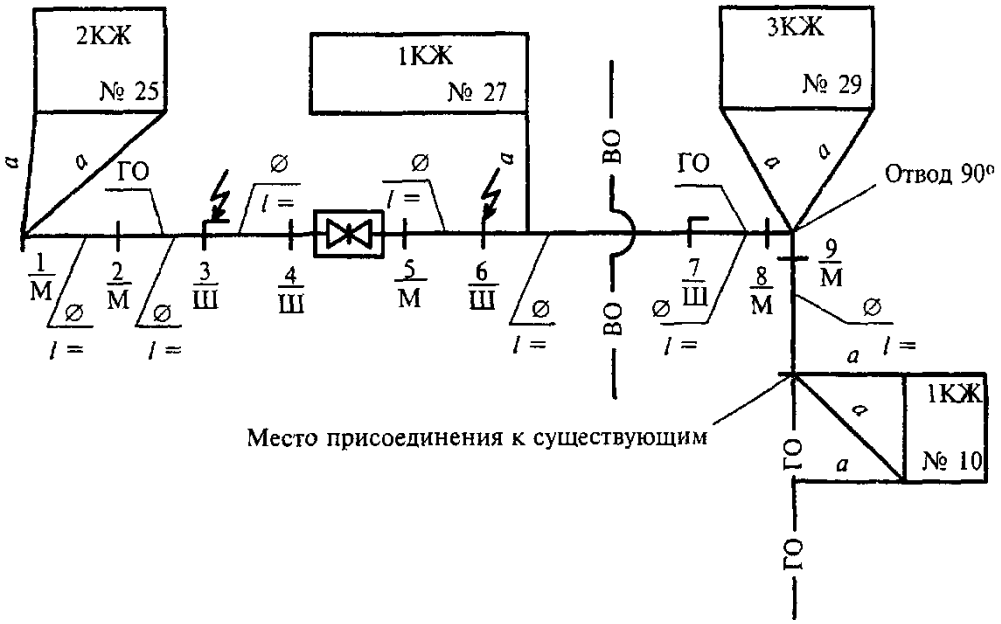
3. Данные о соединениях труб газопровода

Фамилия, имя, отчество сварщика	Вид соединения	Номер (клеймо) сварщика, паяльщика	Выполнено стыков		Дата проведения работ
			Наружный диаметр труб и толщина стенок труб, мм	Число, шт	

(должность, подпись, инициалы, фамилия сварщика, паяльщика)

Допускается прилагать распечатку процесса сварки полиэтиленовых труб, выдаваемую сварочным оборудованием.

Пример оформления плана (схемы) сварных стыков стального газопровода между ПК 15+00 и ПК 15+60



Условные обозначения:

ГО — газопровод, законченный строительством;

—ГО— газопровод существующий;

колодец с задвижкой на газопроводе;

—ВО— водопровод;

стык поворотный;

стык неповоротный;

стык, проверенный физическими методами контроля;

$\frac{5}{М}$ стык; в числителе - порядковый номер стыка, знаменателе - номер (клеймо) сварщика, варившего данный стык;

2 КЖ N 25 дом каменный жилой двухэтажный, N 25;

∅ наружный диаметр газопровода и толщина стенки трубы;

l длина участка газопровода от стыка до стыка;

а привязка газопровода к сооружениям

Примечание. Схема должна быть составлена так, чтобы местоположение каждого стыка могло быть найдено с поверхности земли. Для этого должны быть сделаны привязки к постоянным объектам (зданиям, сооружениям) как самого газопровода, так и его характерных точек (концевых, поворотных и др.), должны быть нанесены расстояния между стыками, а также между стыками и характерными точками, в том числе пересекаемыми коммуникациями. Строгое соблюдение масштаба схемы необязательно.

Указать температуру замыкания участков газопровода.

4. Проверка глубины заложения подземного газопровода, уклонов, постели, устройства футляров, колодцев, коверов

Установлено, что глубина заложения газопровода от поверхности земли до верха трубы на всем протяжении, уклоны газопровода, постель под трубами, а также устройство футляров, колодцев, коверов соответствуют проектной (рабочей) документации.

Представитель подрядной организации

_____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

Представитель

эксплуатационной организации

_____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

5. Проверка качества изоляционного покрытия

газопровода

1. Перед укладкой в траншею проверено изоляционное покрытие стальных и медных труб, сварных и паяных стыков на отсутствие механических повреждений и трещин - внешним осмотром; толщина - замером по ГОСТ 9.602 _____ мм; адгезия к стали - по ГОСТ 9.602;
сплошность - дефектоскопом.
2. Изоляционное покрытие стыков, изолированных в траншее, проверено внешним осмотром на отсутствие механических повреждений и трещин, по ГОСТ 9.602 (толщина, адгезия к металлу, сплошность).
3. Проверка на отсутствие электрического контакта между металлом трубы и грунтом произведена после полной засыпки траншеи
"____"_____ 200__ г.
Если траншея была засыпана при глубине промерзания грунта более 10 см, то строительно-монтажная организация должна выполнять проверку после оттаивания грунта, о чем должна быть сделана запись в акте о приемке законченного строительством сети газораспределения.
При проверке качества изоляционного покрытия дефекты не обнаружены.

Начальник лаборатории _____
(подпись, инициалы, фамилия)
Представитель эксплуатационной организации
_____
(должность, подпись, инициалы, фамилия)

6. Продувка газопровода, испытание его на герметичность

1. "___"_____ 200___ г. перед испытанием
на герметичность произведена продувка газопровода воздухом рабочим давлением.
2. "___"_____ 200___ г. засыпанный до проектных отметок газопровод с установленной на нем арматурой и ответвлениями к объектам до отключающих запорных устройств испытан на герметичность в течение _____ ч.
До начала испытания подземный (наземный) газопровод находился под давлением воздуха в течение _____ ч для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.

Замеры давления производились манометром (дифманометром) по

ГОСТ _____, класс _____.

Данные замеров давления при испытании подземного газопровода

Дата испытания			Замеры давления, кПа (мм рт. ст.)				Падение давления, кПа (мм рт. ст.)	
Месяц	Число	Часы	Манометрическое		Барометрическое		Допускаемое	Фактическое
			P_1	P_2	B_1	B_2		

Согласно данным вышеприведенных замеров давления газопровод испытание на герметичность выдержал, утечки и дефекты в доступных для проверки местах не обнаружены. "____"_____ 200___ г. с выдержкой в течение _____ ч, последующим внешним осмотром и проверкой всех соединений. Утечки и дефекты не обнаружены.

Представитель подрядчика

_____

_____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

Представитель эксплуатационной организации_____

_____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

7. Заключение

Газопровод построен в соответствии с проектной (рабочей) с учетом исполнительной документацией, разработанными

_____

_____

(наименование проектной организации, дата выпуска проектной (рабочей) документации)

Строительство начато "____"_____ 200__ г.

Строительство закончено "____"_____ 200__ г.

Лицо, ответственное за строительства от подрядной организации_____
_____
(подпись, инициалы, фамилия)

Представитель эксплуатационной организации
_____
_____
(должность, подпись, инициалы, фамилия)

Библиография

[1] Федеральный закон от 30.12.2009 г. №384-ФЗ «О безопасности зданий и сооружений»

[2] «Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010г. № 870)

[3] Федеральный закон от 29.12.2004 №190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»

[4] «Правила охраны газораспределительных сетей» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878)

[5] Руководящий документ РД 11-05-2007 — Порядок ведения общего и (или) специального журнала учета выполнения работ при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства

[6] Методические рекомендации МДС 12-29.2006 — Методические рекомендации по разработке и оформлению технологической карты

[7] Технический регламент таможенного союза ТР ТС 010/2011 — Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»

[8] Федеральный закон от 20 июня 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов*»

[9] Рекомендации Р 50-601-40-93 — Входной контроль. Основные положения.

[10] Федеральный закон от 4 декабря 2006 г. № 200-ФЗ «Лесной кодекс Российской Федерации»

[11] «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в

границах таких зон» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 24 февраля 2009 г. N 160)

[12] «Правила охраны линий и сооружений связи Российской Федерации» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 9 июня 1995 г. N 578)

[13] «Правила установления и использования полос отвода и охранных зон железных дорог» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 12.10.2006 N 611)

[14] «Порядок установления и использования полос отвода автомобильных дорог федерального значения» (утвержден Приказом Минтранса РФ от 13 января 2010 г. N 5)

[15] «Правила охраны магистральных трубопроводов» (утверждены Минтопэнерго Российской Федерации от 29 апреля 1992 г.)

[16] «Положение о водоохранных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах» (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. № 1404)

[17] Руководящий документ РД-11-02-2006 — Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения

[18] Свод правил СП 42-101-2003 — Свод правил по проектированию и строительству. Общие положения по проектированию и строительству

		газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб
[19]	Свод правил СП 109-34-97	Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Сооружения переходов под автомобильными и железными дорогами
[20]	Свод правил СП 42-102-2004	Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб
[21]	Руководящий документ РД 03-495-02	Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства
[22]	Правила безопасности ПБ 03-273-99	Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства
[23]	Руководящий документ РД 03-614-03	Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов
[24]	Свод правил СП 42-103-2003	Свод правил по проектированию и строительству проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов

[25] EN 1092-3: 2004 Фланцы и их соединения. Круглые фланцы для труб, клапанов, фитингов и арматуры с обозначением PN, часть 3 - Фланцы из сплавов меди

[26]	Руководящий документ РД 03-615-03	Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов

[27]	Руководящий документ РД 03-606-03	Инструкция по визуальному и измерительному контролю
[28]	Руководящий документ РД 153-39.4-091-01	Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии
[29]	Правила устройства электроустановок	
[30]	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей ПТЭ ЭП	
[31]	Стандарт организации СТО 03321549-116-2011	Стандарт организации Проектирование, монтаж и эксплуатация газопроводов из медных труб при газификации жилых и общественных зданий
[32]	Правила безопасности ПБ 03-517-02	Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов
[33]	«Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (утверждены приказом МЧС России от 31 мая 2012 г. № 306)	
[34]	Правила безопасности ПБ 03-576-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
[35]	Правила безопасности ПБ 10-382-00	Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов
[36]	Свод правил СП 11-110-99	Свод правил по проектированию и строительству. Авторский надзор за строительством зданий и сооружений

ОКС xx.xxx

Ключевые слова: строительство, подземный газопровод, сети газораспределения,