

ПРИМЕР ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

- 1. НАИМЕНОВАНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ И УРОВЕНЬ КВАЛИФИКАЦИИ:** Специалист по разработке технической и технологической документации при выполнении аварийно-восстановительных и ремонтных работ на объектах газовой отрасли (6 уровень квалификации).
- 2. НОМЕР КВАЛИФИКАЦИИ:** 19.03400.02.
- 3. ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ:** 19.034 «Специалист по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли» (регистрационный № 817, приказ Министерства труда и социальной защиты РФ № 220н от 01.03.2017).
- 4. ВИД ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:** Аварийно-восстановительные и ремонтные работы в газовой отрасли.

ЗАДАНИЯ ДЛЯ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ЭТАПА ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ЭКЗАМЕНА:

Задания с выбором вариантов ответа

Задание 1. Какая нормативная документация не используется при разработке проектов производства работ и технологических карт? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Исполнительная документация.
2. Государственные и отраслевые стандарты.
3. Проектно-сметная документация.
4. Строительные нормы и правила.

Задание 2. Что такое техническое диагностирование? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Процесс определения технического состояния объекта технического диагностирования с определенной точностью, результатом которого является заключение о техническом состоянии объекта технического диагностирования с указанием при необходимости места, вида и причины дефекта (дефектов).
2. Выявление коррозионных и эрозионных повреждений, трещин и других дефектов металла путем проведения внутритрубной или бесконтактной дефектоскопии или с использованием аппаратуры акустической эмиссии.
3. Проверка соответствия технического состояния объекта требованиям нормативной документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.
4. Практическая инженерная деятельность, связанная с распознаванием технического состояния системы по косвенным признакам и прогнозам его развития, а также с разработкой методов и средств обнаружения и локализации дефектов или отказов в технической системе.

Задание 3. Какой срок хранения технической документации по техническому диагностированию трубопроводов согласно ГОСТ Р 55999–2014 «Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов»? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Не менее 10 лет, а в электронном виде – не менее 15 лет.
2. Не менее 15 лет, а в электронном виде – не менее 20 лет.
3. Не менее 20 лет, а в электронном виде – до вывода трубопровода из эксплуатации.

4. До вывода трубопровода из эксплуатации в любом виде.

Задание 4. При какой протяженности участка линейной части магистрального трубопровода контроль его геометрических характеристик производится путем пропуска профилемера согласно СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы»? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Менее 100 м.
2. От 100 м до 1000 м.
3. Более 1000 м.
4. Не зависит от протяженности участка.

Задание 5. Что из приведенного ниже не обязательно указывать на схеме обследования участка для проведения работ с применением технологии врезки под давлением? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Геометрические размеры ремонтируемого участка.
2. Направление движения газа.
3. Проектное и рабочее давление газа на участке трубопровода.
4. Глубину заложения трубопровода.
5. Место проведения диагностического обследования трубопровода.

Правильные ответы:

1. – 1
2. – 1
3. – 3
4. – 3
5. – 4

ЗАДАНИЕ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКОГО ЭТАПА ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ЭКЗАМЕНА:

Задание на выполнение трудовых функций, трудовых действий в модельных условиях № 1

Трудовая функция: В/01.6 Разработка документации, регламентирующей выполнение АВиР-работ на объектах газовой отрасли.

Трудовое действие: Определение возможности проведения ремонтных работ с применением технологии врезки под давлением на дефектных участках по результатам диагностического обследования и возможности установки специализированного оборудования на ремонтируемых участках в стесненных условиях.

Задание: Произвести подбор возможных типов конструктивного исполнения узлов врезки для производства работ по врезке под давлением в трубопровод на основании следующих исходных данных:

- рабочее давление газа в трубопроводе – 7,4 МПа;
- класс прочности стали трубы – К55;
- окружность трубы – 2268 мм (данные обследования);
- толщина стенки трубы – 8,1 мм (данные обследования);
- диаметр отводного патрубка – 108 мм.

Условия выполнения задания: Получение допуска по результатам теоретического этапа профессионального экзамена.

Место выполнения задания: Специализированный учебный класс.

Максимальное время выполнения задания: 1 ч.

Используемое оборудование, нормативные и справочные материалы, другие источники информации:

- ГОСТ 31447–2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» (приложение 1);
- СТО Газпром 2-2.3-116-2016 «Правила производства работ на газопроводах врезкой под давлением» (приложение 2).

Критерии оценки:

1. Соискатель выполнил расчет конструктивного исполнения узла врезки в соответствии с п. 6 СТО Газпром 2-2.3-116-2016 «Правила производства работ на газопроводах врезкой под давлением».

Кольцевые напряжения в стенке газопровода:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P * D_{\text{н}}}{2 * \delta}, \text{ МПа}$$

где P - проектное рабочее давление газа, P = 7.4 МПа;

D_н – наружный диаметр газопровода, при окружности трубы S=2268 мм, D_н = 722 мм;

δ - толщина стенки трубы в месте приварки, δ = 8,1 мм.

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{7.4 * 722,0}{2 * 8,1} = 329,8 \text{ МПа}$$

Соотношение напряжений:

$$\frac{\sigma_{\text{кц}}}{\sigma_{\text{т}}} = \frac{329,8}{390} 100\% = 84,56\% > 50\%$$

где σ_т - предел текучести, для класса прочности K55 σ_т = 390 МПа.

Соотношение диаметров:

$$\frac{d_{\text{н}}}{D_{\text{н}}} = \frac{108,0}{722} = 0,15 \leq 0,3$$

где d_н - наружный диаметр отводного патрубка, d_н = 108,0 мм.

Правильность выполнения расчета:

- 0 баллов – расчет не представлен;
- 5 баллов – расчет выполнен с ошибками;
- 10 баллов – расчет выполнен верно.

2. Соискатель согласно выполненному расчёту по таблице №5 СТО Газпром 2-2.3-116-2016 «Правила производства работ на газопроводах врезкой под давлением» выбрал следующие конструкции узлов врезки для производства работ по врезке под давлением в трубопровод:

тип II - разрезная муфта с отводным патрубком (без усиливающей накладки) (толщина стенки муфты принимается 1,25 толщины стенки газопровода);

тип III - разрезной тройник штампованной, с цельноштампованным ответвлением (толщина стенки магистральной части разрезного тройника принимается не менее чем в 1,5-2 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода);

тип IV - разрезной тройник сварной (толщина стенки магистральной части разрезного тройника принимается не менее чем в 1,5-2 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода);

тип IVa - разрезной тройник сварной с фланцем (толщина стенки магистральной части разрезного тройника принимается не менее чем в 1,5-2 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода);

тип V – фланцевой разрезной тройник сварной с боковым ответвлением и фланцем (толщина стенки магистральной части разрезного тройника принимается не менее чем в 1,5-2 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода).

Степень завершенности выполнения задания:

- 0 баллов – соискателем рекомендовано менее 30 % возможных типов конструктивного исполнения узлов врезки;
- 5 баллов – соискателем рекомендовано от 30 % до 90 % возможных типов конструктивного исполнения узлов врезки;
- 10 баллов – соискателем рекомендованы все возможные типы конструктивного исполнения узлов врезки.

3. Владение навыками работы с персональным компьютером и его периферийными устройствами:

- 0 баллов – соискатель проводил поиск информации и расчет конструктивного исполнения узла врезки без применения ПЭВМ;
- 5 баллов – поиск информации и расчет конструктивного исполнения узла врезки проводился с применением ПЭВМ, результаты расчета выведены на печать.

Правила обработки результатов практического этапа профессионального экзамена:

Практический этап профессионального экзамена состоит из 5 заданий. Задания выбираются случайным образом из разных трудовых функций. Практический этап профессионального экзамена считается пройденным при условии, что соискатель выполнил 84 % практических заданий, набрав 100 баллов и более.

Правила обработки результатов профессионального экзамена и принятия решения о соответствии квалификации соискателя требованиям к квалификации:

Положительное решение о соответствии квалификации соискателя требованиям к квалификации «Специалист по разработке технической и технологической документации при выполнении аварийно-восстановительных и ремонтных работ на объектах газовой отрасли» (6 уровень квалификации) принимается при прохождении теоретического и практического этапов профессионального экзамена.

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ**ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ СВАРНЫЕ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ****Технические условия****Steel welded pipes for trunk gas pipelines, oil pipelines and oil products pipelines. Specifications**

МКС 77.140.75

ОКП 13 0000

Дата введения 2015-01-01

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0-92 "Межгосударственная система стандартизации. Основные положения" и ГОСТ 1.2-2009 "Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, применения, обновления и отмены"

Сведения о стандарте

1 ПОДГОТОВЛЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 357 "Стальные и чугунные трубы и баллоны", Открытым акционерным обществом "Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности" (ОАО "РосНИТИ")

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 357 "Стальные и чугунные трубы и баллоны"

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 15 марта 2012 г. N 49)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по <u>МК (ИСО 3166) 004-97</u>	Код страны по <u>МК (ИСО 3166) 004-97</u>	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Настоящий стандарт подготовлен на основе применения национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 52079-2003 "Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия"

5 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 июня 2013 г. N 133-ст_ межгосударственный стандарт ГОСТ 31447-2012 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2015 г.

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе "Национальные стандарты", а текст изменений и поправок - в ежемесячном информационном указателе "Национальные стандарты". В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе "Национальные стандарты". Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

ВНЕСЕНА поправка, опубликованная в ИУС N 12, 2015 год

Поправка внесена изготовителем базы данных

Введение

В настоящем стандарте, базируясь на современных достижениях науки, техники и технологии, передовом отечественном и зарубежном опыте проектирования и строительства, с учетом международных и национальных стандартов API Spec.5L*, DIN 17120, EN 10208-2, BS 4515:1992 и др. технически развитых стран, установлены повышенные нормативные требования к качеству и надежности газонефтепроводных труб.

* Доступ к международным и зарубежным документам, упомянутым здесь и далее по тексту, можно получить перейдя по ссылке на сайт <http://shop.cntd.ru>. - Примечание изготовителя базы данных.

Введены более повышенные, по сравнению с действующими нормативными документами, требования к геометрическим параметрам труб, химическому составу сталей, механическим свойствам и нормам неразрушающего контроля. Расширен сортамент труб по диаметру, толщине, классу прочности сталей, конструктивному оформлению.

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на стальные сварные прямошовные и спирально-шовные трубы диаметром 114-1420 мм, применяемые для строительства и ремонта магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, транспортирующих некоррозионно-активные продукты (природный газ, нефть и нефтепродукты) при избыточном рабочем давлении до 9,8 МПа (100 кгс/см^2) и температуре окружающей среды до минус 60 °С.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 8.315-97 Государственная система обеспечения единства измерений. Стандартные образцы состава и свойств веществ и материалов. Основные положения

ГОСТ 8.586.1-2005 (ИСО 5167-1:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2-2005 (ИСО 5167-2:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.3-2005 (ИСО 5167-3:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.4-2005 (ИСО 5167-4:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.5-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 162-90 Штангенглубиномеры. Технические условия

ГОСТ 166-89 (ИСО 3599-76) Штангенциркули. Технические условия

ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

ГОСТ 427-75 Линейки измерительные металлические. Технические условия

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

ГОСТ 1497-84 (ИСО 6892-84) Металлы. Методы испытаний на растяжение

ГОСТ 2216-84 Калибры-скобы гладкие регулируемые. Технические условия

ГОСТ 3845-75 Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением

ГОСТ 5378-88 Угломеры с нониусом. Технические условия

ГОСТ 6507-90 Микрометры. Технические условия

ГОСТ 6996-66 (ИСО 4136-89, ИСО 5173-81, ИСО 5177-81) Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия

ГОСТ 7565-81 (ИСО 377-2-89) Чугун, сталь и сплавы. Метод отбора проб для определения химического состава

ГОСТ 8695-75 Трубы. Метод испытания на сплющивание

ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах

ГОСТ 10006-80 (ИСО 6892-84) Трубы металлические. Метод испытания на растяжение

ГОСТ ИСО 10124-2002 Трубы стальные напорные бесшовные и сварные (кроме труб, изготовленных дуговой сваркой под флюсом). Ультразвуковой метод контроля расслоений*

* В Российской Федерации действует ГОСТ Р ИСО 10124-99 "Трубы стальные напорные бесшовные и сварные (кроме труб, изготовленных дуговой сваркой под флюсом). Ультразвуковой метод контроля расслоений".

ГОСТ ИСО 10332-2002 Трубы стальные напорные бесшовные и сварные (кроме труб, изготовленных дуговой сваркой под флюсом). Ультразвуковой метод контроля сплошности*

* В Российской Федерации действует ГОСТ Р ИСО 10332-99 "Трубы стальные напорные бесшовные и сварные (кроме труб, изготовленных дуговой сваркой под флюсом). Ультразвуковой метод контроля сплошности".

ГОСТ ИСО 10543-2002 Трубы стальные напорные бесшовные и сварные горячекатаные. Метод ультразвуковой толщинометрии*

* В Российской Федерации действует ГОСТ Р ИСО 10543-99 "Трубы стальные напорные бесшовные и сварные горячекатаные. Метод ультразвуковой толщинометрии".

ГОСТ 10692-80 Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 11358-89 Толщинометры и стенкомеры индикаторные с ценой деления 0,01 и 0,1 мм. Технические условия

ГОСТ 12344-2003 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения углерода

ГОСТ 12345-2001 (ИСО 671-82, ИСО 4935-89) Стали легированные и высоколегированные. Методы определения серы

ГОСТ 12346-78 (ИСО 439-82, ИСО 4829-1-86) Стали легированные и высоколегированные. Методы определения кремния

ГОСТ 12347-77 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения фосфора

ГОСТ 12348-78 (ИСО 629-82) Стали легированные и высоколегированные. Методы определения марганца

ГОСТ 12349-83 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения вольфрама

ГОСТ 12350-78 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения хрома

ГОСТ 12351-2003 (ИСО 4942:1988, ИСО 9647:1989) Стали легированные и высоколегированные. Методы определения ванадия

ГОСТ 12352-81 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения никеля

ГОСТ 12354-81 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения молибдена

ГОСТ 12355-78 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения меди

ГОСТ 12356-81 Стали легированные и высоколегированные. Метод определения титана

ГОСТ 12357-84 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения алюминия

ГОСТ 12358-2002 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения мышьяка

ГОСТ 12359-99 (ИСО 4945-77) Стали углеродистые, легированные и высоколегированные. Методы определения азота

ГОСТ 12360-82 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения бора

ГОСТ 12361-2002 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения ниобия

ГОСТ 12362-79 Стали легированные и высоколегированные. Методы определения микропримесей сурьмы, свинца, олова, цинка и кадмия

ГОСТ 14637-89 (ИСО 4995-78) Прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества. Технические условия

ГОСТ 16523-97 Прокат тонколистовой из углеродистой стали качественной и обыкновенного качества общего назначения. Технические условия

ГОСТ 17745-90 Стали и сплавы. Методы определения газов

ГОСТ 18360-93 Калибры-скобы листовые для диаметров от 3 до 260 мм. Размеры

ГОСТ 18365-93 Калибры-скобы листовые со сменными губками для диаметров свыше 100 до 360 мм. Размеры

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 18895-97 Сталь. Метод фотоэлектрического спектрального анализа

ГОСТ 19281-89 (ИСО 4950-2-81, ИСО 4950-3-81, ИСО 4951-79, ИСО 4995-78, ИСО 4996-78, ИСО 5952-83) Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 19903-74 Прокат листовой горячекатаный. Сортамент

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитнопорошковый метод

ГОСТ 22536.0-87 Сталь углеродистая и чугун нелегированный. Общие требования к методам анализа

ГОСТ 28033-89 Сталь. Метод рентгенофлуоресцентного анализа

ГОСТ 30415-96 Сталь. Неразрушающий контроль механических свойств и микроструктуры металлопродукции магнитным методом

ГОСТ 30432-96 Трубы металлические. Методы отбора проб, заготовок и образцов для механических и технологических испытаний

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **высокочастотная контактная сварка**; ВЧС: Сварка с применением давления, при которой нагрев осуществляется токами высокой частоты.

3.2 **дуговая сварка под флюсом**; ДСФ: Сварка плавлением, при которой нагрев осуществляется электрической дугой, горящей под слоем сварочного флюса.

3.3 **дуговая сварка в защитном газе**; ДСГ: Сварка плавлением, при которой нагрев осуществляется электрической дугой, когда дуга и расплавленный металл, а в некоторых случаях и остывающий шов находятся в защитном газе, подаваемом в зону сварки с помощью специальных устройств.

3.4 **сварное соединение**: Неразъемное соединение, выполненное сваркой и представляющее собой совокупность характерных зон в трубе.

3.4.1 **металл шва**; МШ: Сплав, образованный расплавленным основным и наплавленным металлами или только переплавленным основным металлом.

3.4.2 **зона сплавления**; ЗС: Зона частично оплавившихся зерен на границе основного металла и металла шва.

3.4.3 **зона термического влияния**; ЗТВ: Участок основного металла, не подвергшийся расплавлению, структура и свойства которого изменились в результате нагрева при сварке.

При ВЧС образуются две зоны - МШ и ЗТВ. При ДСФ и ДСГ образуются три зоны - МШ, ЗС и ЗТВ.

3.5 **свариваемость металла**: Свойства металла образовывать при установленной технологии сварки соединение, отвечающее требованиям, обусловленным конструкцией и эксплуатацией изделия.

3.6 **седловина сварного шва**: Плавное углубление на усилении сварного шва, возникающее при формировании шва на внутренней стенке трубы из-за ее кривизны.

3.7 **термическая обработка труб**: Тепловая обработка труб для улучшения пластических и вязкостных свойств основного металла и сварных соединений труб.

3.7.1 **объемная термическая обработка всего тела (корпуса) трубы**; ОТО: Термическая обработка всей трубы.

3.7.2 **локальная термическая обработка сварного соединения по всей длине трубы**; ЛТО: Термическая обработка сварного шва трубы.

3.8 **неразрушающий контроль**: Контроль сплошности металла физическими методами, не разрушающими металл.

3.9 **приемо-сдаточные испытания**: Контрольные испытания труб на соответствие требованиям стандарта при приемочном контроле на предприятии-изготовителе.

3.10 **документ о качестве**: Документ о качестве труб, содержащий основные технические данные о партии труб и подтверждающий соответствие фактических свойств нормативным требованиям настоящего стандарта. Сертификат качества представляют потребителю вместе с трубами.

168	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
178	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
219	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
245	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
273	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
356	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
426	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
720	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
820	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1020	989,83	1012,93	1035,99	1059,00	1081,96	1104,87	-	-	-	-
1220	1192,04	1220,08	1248,07	1276,01	1303,90	1331,74	1359,53	1387,27	-	-
1420	1394,25	1427,22	1460,14	1493,02	1525,84	1558,61	1591,33	1624,01	1656,63	1689,21

Примечания

1 Теоретическую массу трубы определяют по номинальным размерам (без учета усиления шва). Массу трубы M длиной 1 м, кг/м, округленную до 0,01, определяют по формуле

$$M = 0,02466(D - S)S, \quad (1)$$

где 0,02466 - коэффициент учета плотности стали, равной 7,85 г/см³;

D - номинальный наружный диаметр, мм;

S - номинальная толщина стенки, мм.

2 При изготовлении труб типов 2 и 3 с двумя продольными швами теоретическую массу увеличивают за счет усиления шва на 1,5% и труб типа 3 с одним продольным швом - на 1,0%.

3 По согласованию между изготовителем и потребителем допускают изготовление труб с промежуточной толщиной стенки и диаметром в пределах настоящей таблицы.

4 По согласованию между изготовителем и потребителем при поставке труб на экспорт изготавливают трубы с размерным рядом согласно стандарту [1].

4.3 Трубы изготавливают немерной длины от 10,5 до 12,0 м. Допускают изготовление до 10% масс, труб типов 1-3 длиной не менее 8 м и до 3% масс, труб типа 1 длиной не менее 5 м.

По согласованию между изготовителем и потребителем допускается изготовление труб мерной длины всех типов с предельным отклонением плюс 100 мм от общей длины: при диаметре от 114 до 219 мм включительно - от 6 до 9 м; при диаметре свыше 219 мм - от 10 до 12 м.

Предельные отклонения по общей длине мерных труб не должны превышать плюс 100 мм. По согласованию между изготовителем и потребителем допускается изготовление труб номинальной длиной от 12 до 24 м включительно с одним кольцевым швом или без него.

4.4 Предельные отклонения по толщине стенки труб должны соответствовать предельным отклонениям по толщине металла согласно ГОСТ 19903 для листового и рулонного проката нормальной точности.

Для труб типов 2 и 3 из стали контролируемой прокатки плюсовой допуск для листового и рулонного проката нормальной точности - по ГОСТ 19903 для максимальной ширины, листового и рулонного проката, а минусовой допуск не должен превышать 5% номинальной толщины стенки, но не более 0,8 мм для толщин более 16 мм.

(Поправка . ИУС N 12-2015).

4.5 Отклонение профиля наружной поверхности труб типов 2 и 3 от окружности в области сварного соединения на концевых участках длиной 200 мм от торцов и по дуге периметра 200 мм не должно превышать 0,15 % номинального диаметра.

4.6 Отклонение от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косина реза) не должно превышать: 1,0 мм - при диаметре труб до 219 мм включительно, 1,5 мм - при диаметре свыше 219 до 426 мм включительно, 1,6 мм - при диаметре свыше 426 мм.

4.7 Кривизна труб всех типов не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины. Общая кривизна труб не должна превышать 0,2% длины трубы.

4.8 Предельные отклонения по наружному диаметру корпуса труб от номинальных размеров должны соответствовать указанным в таблице 2.

Таблица 2

В миллиметрах

Тип труб	Номинальный наружный диаметр	Предельное отклонение
1	От 114 до 140 включ.	±1,2
1, 2	Св. 140 " 168 "	±1,3
1, 2	" 168 " 426 "	±2,0
1, 2, 3	" 426 " 1420 "	±3,0

Примечание - По согласованию между изготовителем и потребителем изготавливают трубы с другими предельными отклонениями.

4.9 Предельные отклонения от номинального наружного диаметра на концах труб на длине не менее 200 мм от торца должны соответствовать таблице 3.

Таблица 3

В миллиметрах

Тип труб	Номинальный наружный диаметр	Предельное отклонение
1	От 114 до 140 включ.	±1,2
1, 2	Св. 140 " 168 "	±1,3
1, 2, 3	" 168 " 530 "	±1,5
1, 2, 3	" 530 " 1420 "	±1,6

Примечание - По согласованию между изготовителем и потребителем изготавливают трубы с другими предельными отклонениями.

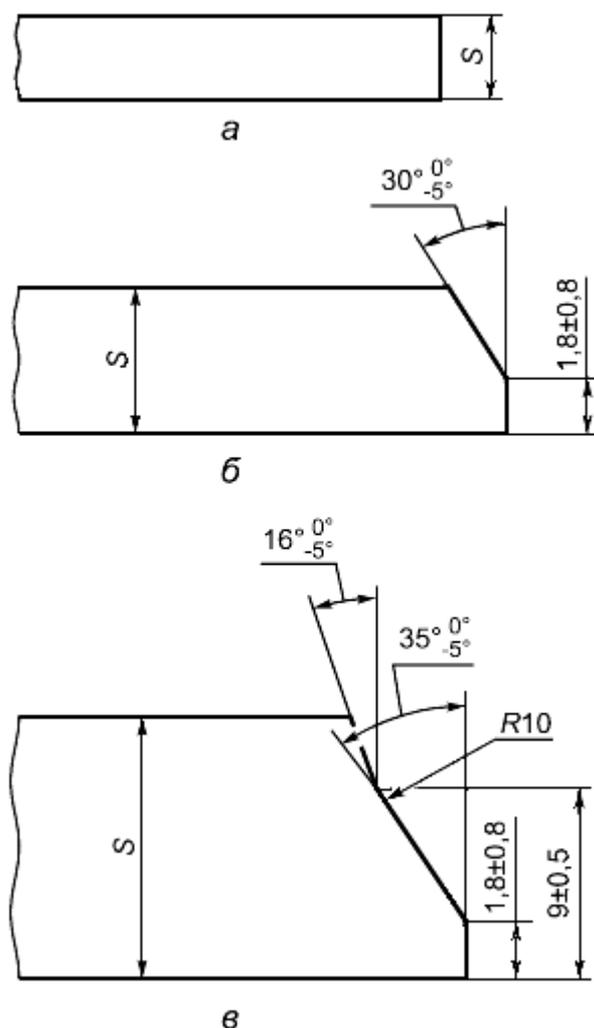
4.10 Допуск на овальность концов труб типа 1 диаметром до 530 мм включительно и типа 2 диаметром до 426 мм включительно (разность наибольшего и наименьшего диаметров) не должен превышать предельных отклонений по таблице 2.

Допуск на овальность концов труб типов 2 и 3 диаметром более 530 мм и более (отношение разности наибольшего и наименьшего диаметров к номинальному диаметру) не должен превышать 1% -

при толщине стенки трубы до 20 мм включительно, 0,8% - при толщине стенки свыше 20 мм.

По требованию потребителя для труб типов 2 и 3 диаметром 530 мм и более толщиной стенки свыше 25 мм допуск на овальность концов труб должен быть не более 0,5%.

4.11 Форма и размеры разделки кромок торцов труб под сварку в зависимости от толщины стенки должны соответствовать установленным на рисунке 1.



а - при S до 5,0 мм включительно; б - при S от 5,0 до 16,0 мм включительно; в - при S более 16,0 мм

Рисунок 1 - Форма и размеры разделки торцов труб

Допускают в зоне сварного шва на расстоянии 40 мм в обе стороны от оси шва увеличение притупления торца до 4 мм.

По требованию потребителя изготавливают трубы других форм и размеров разделки кромок. Заусенцы на торцах труб длиной более 0,5 мм удаляют.

4.12 Высота усиления наружных швов труб типов 2 и 3 должна быть 0,5-3,0 мм, а внутренних швов - 0,5-3,5 мм. На концах труб (за исключением труб типа 2 диаметром 159-325 мм) на длине не менее 150 мм усиление внутренних швов должно быть удалено. Остаточная высота усиления не должна превышать 0,5 мм.

Смещение осей наружного и внутреннего швов на торцах труб типов 2 и 3 не должно превышать 3,2 мм для толщины стенки до 21,3 мм с перекрытием не менее 1,5 мм, а при толщине стенки свыше 21,3 мм смещение не должно превышать 15% номинальной толщины стенки с перекрытием швов не менее 1,0 мм. Перекрытие швов обеспечивается технологией сварки.

4.13 Наружный грат сварного шва на трубах типа 1 должен быть удален. Внутренний грат сварного шва по требованию потребителя удаляют. В месте снятия грата допускают утонение стенки трубы, не выводящее толщину за пределы минусового допуска.

Высота остатка удаленного грата не должна превышать 0,5 мм.

4.14 Сварные соединения труб типов 2 и 3 должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов. В этой зоне допускаются подрезы глубиной: до 5% номинальной толщины стенки - для стенки толщиной до 10 мм включительно, не более 0,5 мм - для стенки толщиной более 10 мм.

4.15 В сварном соединении труб типа 1 допускается относительное смещение кромок по высоте не более 1 мм, типов 2 и 3 - до 10% номинальной толщины стенки, но не более 3 мм.

Примеры условных обозначений:

Труба типа 1, диаметром 159 мм, толщиной стенки 5 мм, класса прочности K42, с локальной термообработкой сварного соединения, обычного исполнения:

Труба 1-159х5-K42-ЛТО ГОСТ 31447-2012

Труба хладостойкого исполнения, типа 2, диаметром 530 мм, толщиной стенки 10 мм, класса прочности K52, с объемной термообработкой всей трубы:

Труба ХЛ-2-530х10-K52-ОТО ГОСТ 31447-2012

Труба типа 3, диаметром 1020 мм, толщиной стенки 21 мм, класса прочности K60, без термообработки, обычного исполнения:

Труба 3-1020х21-K60 ГОСТ 31447-2012

5 Технические требования

5.1 Трубы должны изготавливаться в соответствии с требованиями настоящего стандарта по технологическому регламенту, утвержденному в установленном порядке.

5.2 Трубы изготовляют классов прочности: K34, K38, K42, K48, K50, K52, K54, K55, K56, K60. По согласованию с потребителем изготовляют трубы промежуточных классов прочности.

5.3 Трубы изготовляют из листового или рулонного проката по ГОСТ 14637, ГОСТ 16523, ГОСТ 19281, ГОСТ 19903 и другим нормативным документам (НД).

5.4 Марку (химический состав) стали выбирает изготовитель труб по согласованию с потребителем.

5.5 Химический состав стали по плавочному анализу ковшовой пробы или контрольному анализу должен соответствовать для углеродистой стали требованиям ГОСТ 380 и ГОСТ 1050, низколегированной и микрелегированной стали - требованиям ГОСТ 19281 и другим НД.

5.6 Значение углеродного эквивалента $C_{ЭКВ}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $P_{С.М}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,44 и 0,24 соответственно. Параметр $P_{С.М}$ установлен для труб класса прочности K55 и выше с содержанием углерода в стали не более 0,12%.

Расчет $C_{ЭКВ}$ и $P_{С.М}$ проводят по следующим формулам:

$$C_{ЭКВ} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Ni + Cu}{15}; \quad (2)$$

$$P_{С.М} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn + Cr + Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B, \quad (3)$$

где C, Si, Mn, Cr, Mo, V, Ni, Cu, B - массовые доли углерода, кремния, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди, бора, в стали соответственно, %.

(Поправка. ИУС N 12-2015).

При расчете $C_{ЭКВ}$ и $P_{С.М}$ медь, никель, хром, содержащиеся в сталях как примеси, не учитывают, если их суммарное содержание не превышает 0,20%, при расчете $P_{С.М}$ не учитывают бор при его

содержании менее 0,001%.

По согласованию между изготовителем и потребителем могут быть установлены другие значения $C_{ЭКВ}$ и $R_{с.м}$ стали.

5.7 Трубы типа 1 изготавливают с объемной или локальной термической обработкой сварного соединения, трубы типа 2 диаметром до 426 мм включительно - без термической обработки, а диаметром более 426 мм - с объемной термической обработкой или без термической обработки, трубы типа 3 - без термической обработки.

Допускается по согласованию с потребителем трубы типа 1 диаметром от 114 до 219 мм включительно изготавливать без термической обработки.

5.8 Трубы типов 2 и 3 сваривают двухсторонней дуговой сваркой под слоем флюса по сплошному технологическому шву. Допускается сваривать трубы толщиной стенки до 16 мм без технологического шва при сварке наружного шва в жесткой клетке сварочного стана, исключающей искривление свариваемых кромок по всей длине трубы.

5.9 Механические свойства основного металла труб в зависимости от класса прочности при испытании образцов на растяжение должны соответствовать нормам, указанным в таблице 4.

Таблица 4

Класс прочности	Временное сопротивление σ_B , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Предел текучести σ_T , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Относительное удлинение δ_5 , %
	не менее		
K34	335 (34)	205 (21)	24
K38	375 (38)	235 (24)	22
K42	410 (42)	245 (25)	21
K48	471 (48)	265 (27)	21
K50	490 (50)	345 (35)	20
K52	510 (52)	355 (36)	20
K54	530 (54)	380 (39)	20
K55	540 (55)	390 (40)	20
K56	550 (56)	410 (42)	20
K60	590 (60)	460 (47)	20

Примечание - По согласованию с потребителем устанавливают механические свойства металла промежуточных классов прочности.

Максимальные значения временного сопротивления σ_B и предела текучести σ_T не должны превышать установленные нормы более чем на 118 Н/мм² (12 кгс/мм²) для всех типов труб, а для труб типа 1 класса прочности K55 и выше - более чем на 98,1 Н/мм² (10 кгс/мм²).

Допускается снижение до 5% временного сопротивления основного металла труб типов 1 и 3 из стали контролируемой прокатки класса прочности K52 и выше в продольном направлении.

5.10 Отношение предела текучести к временному сопротивлению (σ_T / σ_B) основного металла труб не должно превышать 0,90.

5.11 Временное сопротивление сварного соединения труб всех типов при испытании плоского

образца со снятыми усилениями швов или грата должно быть не менее значения σ_B для основного металла, установленного в таблице 4.

5.12 Ударная вязкость основного металла и металла шва для труб всех типов на образцах с концентратором вида U должны удовлетворять нормам, указанным в таблице 5.

Таблица 5

Номинальная толщина стенки труб, мм	Ударная вязкость при минимальной нормативной температуре строительства трубопроводов КСУ, Дж/см ² (кгс·м/см ²)	
	Основной металл	Металл шва
	не менее	
От 6 до 10 включ.	34,3 (3,5)	24,5 (2,5)
Св. 10 " 25 "	39,2 (4,0)	29,4 (3,0)
" 25	49,0 (5,0)	39,2 (4,0)

Примечание - Допускается гарантировать изготовителем ударную вязкость КСУ для основного металла труб.

5.13 Ударная вязкость основного металла и металла шва труб всех типов толщиной стенки 6 мм и более на образцах с концентратором вида V и доля вязкой составляющей B в изломе специального образца основного металла в зависимости от диаметра трубы, рабочего давления и температуры должны соответствовать указанным в таблице 6.

Таблица 6

Диаметр труб, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Ударная вязкость основного металла труб КСУ, Дж/см ² (кгс·м/см ²)	Ударная вязкость металла шва КСУ, Дж/см ² (кгс·м/см ²)	Доля вязкой составляющей в изломе образца основного металла B , %
		не менее		
До 530 включ.	До 9,8 (100) включ.	24,5 (2,5)	24,5 (2,5)	-
Св. 530 до 630 включ.	До 9,8 (100) включ.	29,4 (3,0)	29,4 (3,0)	-
Св. 720 до 820 включ.	До 9,8 (100) включ.	29,4 (3,0)	29,4 (3,0)	50
1020	До 5,4 (55) включ.	29,4 (3,0)	29,4 (3,0)	50
	Св. 5,4 (55) до 7,4 (75) "	39,2 (4,0)	34,3 (3,5)	60
	" 9,8 (100) "	58,8 (6,0)	34,3 (3,5)	60
1220	До 5,4 (55) включ.	39,2 (4,0)	34,3 (3,5)	60
	Св. 5,4 (55) до 7,4 (75) "	58,8 (6,0)	34,3 (3,5)	70

	" 9,8 (100) "	78,4 (8,0)	34,3 (3,5)	80
1420	До 7,4 (75) включ.	78,4 (8,0)	34,3 (3,5)	80
	Св. 7,4 (75) до 9,8 (100) "	107,8 (11,0)	34,3 (3,5)	85
Примечания				
<p>1 Нормы по доле вязкой составляющей в изломе образца для труб, предназначенных для транспортирования жидких продуктов, принимают по требованию потребителя.</p> <p>2 Значение ударной вязкости для металла шва является факультативным в течение 2 лет после даты введения стандарта, которая должна указываться изготовителем в документе о качестве.</p>				

5.14 По требованию потребителя проводят испытания сварных соединений труб типов 2 и 3 на ударную вязкость на образцах с надрезом по ЗС или ЗТВ. Тип образца, место нанесения концентратора и нормы на ударную вязкость устанавливают по согласованию между изготовителем и потребителем.

5.15 Трубы типа 1 должны выдерживать испытание на сплющивание. Сплющивание труб следует проводить до расстояния, равного 2/3 номинального наружного диаметра, между сплющивающими плоскостями без появления видимых невооруженным глазом трещин, надрывов и расслоений в сварном соединении и основном металле.

Трубы типа 1 диаметром от 426 до 530 мм включительно испытывают на сплющивание факультативно в течение 2 лет после даты введения стандарта, которая должна указываться изготовителем в документе о качестве.

5.16 Трубы диаметром 530 мм и более всех типов класса прочности К42 и выше должны выдерживать испытание сварного соединения на статический загиб. Угол загиба образца должен быть не менее 180° при отсутствии трещин или надрывов длиной более 3 мм и глубиной более 12,5% толщины образца.

5.17 Трубы всех типов испытывают гидравлическим давлением $P_{\text{г}}$. Параметры гидравлического испытания записывают на диаграмму.

Испытательное давление $P_{\text{г}}$, МПа, для всех типов труб рассчитывают по нормативному пределу текучести по формуле

$$P_{\text{г}} = \frac{2S_{\text{min}} R}{D_{\text{вн}}}, \quad (4)$$

где S_{min} - минимальная (с учетом минусового допуска) толщина стенки, мм;

R - расчетное значение окружных напряжений в стенке, принимаемое равным 95% нормативного предела текучести, установленного в таблице 4, Н/мм²;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр трубы, мм.

При определении $P_{\text{г}}$ необходимо учитывать влияние осевого подпора, рассчитываемого согласно ГОСТ 3845. Допускают значение $P_{\text{г}}$ округлять до 0,1 МПа.

Допускается по согласованию между изготовителем и потребителем на трубах диаметром 273 мм и менее проводить испытание гидравлическим давлением 12 МПа (120 кгс/см²) в течение не менее 10 с. Данные испытания труб проводят, если $P_{\text{г}}$, рассчитываемое по формуле (4), превышает испытательное давление 12 МПа (120 кгс/см²).

Трубы, при гидравлических испытаниях которых выявлены течи, запотевания и изменения формы или вздутия стенки вследствие возможного утонения стенки в этой зоне, считают не соответствующими требованиям настоящего стандарта.

5.18 Допускается проводить гидравлические испытания труб типа 1 диаметром до 219 мм включительно в объеме до 20% партии. Испытательное гидравлическое давление должен гарантировать изготовитель труб на всю партию, и его следует указывать в документе о качестве при поставке труб потребителю.

5.19 Остаточная магнитная индукция на торцах труб класса прочности от K52 до K60 не должна быть более 3 мТл.

5.20 На поверхности трубы диаметром 530 мм и более не допускаются вмятины глубиной более 6,35 мм, измеренные как зазор между самой глубокой точкой вмятины и продолжением контура трубы. На поверхности вмятин не должно быть трещин, расслоений металла и острых углублений.

5.21 В основном металле и сварных соединениях труб, а также в исходном прокате не допускаются дефекты, выявляемые методами неразрушающего контроля. Классификация и нормы несплошностей в трубах приведены в приложении А.

5.22 Листовой и рулонный прокат, сварные соединения по всей длине труб должны контролироваться в объеме 100% неразрушающими методами.

Неразрушающий контроль основного металла труб типа 1 следует проводить по всему периметру. В этом случае неразрушающий контроль проката в исходном состоянии не проводят.

5.23 На концевых участках труб всех типов на длине не менее 40 мм от торца по всему периметру и концевых участках сварных соединений на длине не менее 200 мм от торца не допускаются дефекты, выявляемые неразрушающими методами. Кольцевые сварные соединения труб типа 1 и поперечные стыки рулонов для труб типа 2 должны быть подвергнуты неразрушающему контролю.

5.24 Пластическая деформация металла стенки труб типа 3 при экспандировании должна быть не более 1,2%.

5.25 Допускается ремонт дефектных участков сварных соединений труб, выполненных ДСФ, посредством вырубки или выплавки с последующей зашлифовкой образовавшейся поверхности и заварки с применением ручной, автоматической или механизированной дуговой сварки в защитном газе, смеси защитных газов или под флюсом. Технология ремонта дефектных участков швов должна обеспечивать качество отремонтированных участков в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Ремонтный сварной шов, выполненный путем вырубки или выплавки дефектов с последующей сваркой, должен быть длиной не менее 50 мм и не более 300 мм. Отдельные ремонтные швы должны отстоять друг от друга не менее чем на 500 мм. Суммарная длина отремонтированных участков не должна превышать 10% длины сварного шва. Не допускается проведение ремонта на наружной и внутренней сторонах в одном поперечном сечении шва. После ремонта участки сварного шва должны быть проверены неразрушающими методами контроля.

5.26 Не допускается ремонт сваркой сварных соединений труб на участках, отстоящих от торца трубы на расстоянии до 300 мм, а также имеющих прожоги и трещины. Дефектные участки труб могут быть отрезаны. Не допускается повторный ремонт одного и того же участка сварного соединения, за исключением труб типа 2 с ОТО при обязательной повторной ОТО трубы.

5.27 Допускаются без исправления подрезы глубиной до 0,5 мм и длиной до 50 мм, а также если они не выводят толщину стенки за минимально допустимое значение. Допускаются плавные углубления (седловина) на усилении сварных швов при отсутствии пористости шва глубиной не ниже минимальной высоты сварного шва. Подрезы в сварном соединении труб, превышающие допустимые, исправляют сваркой с последующей зачисткой, повторным гидравлическим испытанием и неразрушающим контролем.

5.28 Сварные соединения труб после экспандирования, имеющие сквозные дефекты, не подлежат ремонту сваркой.

5.29 Сварные соединения труб типа 1 с трещинами, прожогами и непроварами ремонту сваркой не подлежат.

Допускается ремонтировать сваркой поверхностные дефекты в сварном соединении с последующей зачисткой и зашлифовкой заподлицо с основным металлом и проведением гидравлического испытания и неразрушающего контроля.

5.30 Допускается изготавливать трубы типов 2 и 3 диаметром 720 мм и более с одним кольцевым сварным соединением, выполненным двухсторонней дуговой сваркой, при условии проведения неразрушающего контроля.

5.31 Допускается изготовление двухшовных труб типа 3 из листов стали одной марки, но разных плавок. При этом разница фактических значений предела текучести по документу о качестве на листы не должна превышать 49 Н/мм^2 (5 кгс/мм^2).

6 Правила приемки

6.1 Общие правила приемки труб проводят по ГОСТ 10692. Трубы принимают партиями. Партия должна состоять из труб одного размера, одной марки стали, одного класса прочности, одного типа, одной или нескольких плавок, одного вида термообработки и сопровождаться документом о качестве, содержащим:

- наименование и товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование предприятия-потребителя;
- номер заказа или контракта;
- дату выписки документа о качестве;
- обозначение настоящего стандарта;
- тип, размер, марку стали, класс прочности;
- номер партии и плавки, вид термообработки;
- номера труб типов 2 и 3 диаметром 530 мм и более;
- химический состав металла труб, параметры $C_{ЭХВ}$ и/или $P_{С.М}$;
- результаты механических испытаний основного металла и сварного соединения;
- обозначения стандарта или технического документа на исходный прокат;
- расчетное значение гидравлического давления (с осевым или без осевого подпора);
- отметку о проведении неразрушающего контроля;
- массу и общую длину труб. Трубы диаметром до 426 мм включительно поставляют по теоретической или фактической массе. Трубы диаметром более 426 мм поставляют по теоретической массе;
- штамп службы технического контроля.

Количество труб в партии должно быть не более, шт.:

400 - при диаметре от 114 до 159 мм включительно;

200 - при диаметре от 168 до 426 мм включительно;

100 - при диаметре более 426 до 1420 мм включительно.

6.2 Для проверки соответствия труб требованиям настоящего стандарта проводят приемо-сдаточные испытания.

6.3 Входной контроль исходных материалов для изготовления труб проводят согласно регламенту, разработанному изготовителем и утвержденному в установленном порядке.

6.4 Приемо-сдаточные испытания по контролю соответствия показателей качества труб требованиям настоящего стандарта должны проводить на каждой трубе или на отдельных трубах от партии согласно таблице 7.

Таблица 7

Наименование показателей качества трубы	Подраздел, приложение настоящего стандарта	Число контролируемых труб в партии, плавке
1 Показатели, контролируемые визуальным осмотром (качество наружной и внутренней поверхностей основного металла и сварного соединения, торцов, маркировки)	4.11; 4.14; 5.20; 8.1; приложение А	Каждая труба
2 Размеры труб, определяемые измерением (диаметр торцов и тела трубы, овальность, длина, толщина, разделка торцов, высота швов, кривизна, смещение кромок и др.)	4.2-4.15	Каждая труба
3 Показатели сплошности, определяемые неразрушающими методами контроля (расслоения, трещины, непровары и другие внутренние дефекты основного металла и сварного соединения)	5.21-5.23; приложение А	Каждая труба
4 Химический состав основного металла и параметры $C_{ЭКВ}$ и $P_{с.м.}$, принимаемые по документу о качестве поставщика металла	5.5; 5.6	-
5 Герметичность и прочность при гидравлических испытаниях	5.17; 5.18	Каждая труба типов 1-3 диаметром более 219 мм и 20% труб типа 1 диаметром до 219 мм включ.
6 Механические свойства основного металла	5.9; 5.10; 5.12; 5.13	Две трубы типов 1-3 (одношовные) или два полуцилиндра от трубы типа 3 (двухшовные) от плавки
7 Механические свойства сварного соединения	5.11; 5.12; 5.13-5.15	Две трубы типов 1-3 (одношовные) и одна труба типа 3 (двухшовная) от партии
8 Остаточная магнитная индукция	5.19	Две трубы от партии

При получении неудовлетворительных результатов при проведении приемо-сдаточных испытаний хотя бы по одному из показателей по нему проводят повторное испытание на удвоенной выборке, взятой от той же партии или плавки.

Результаты повторных испытаний распространяют на всю партию или плавку.

Допускается сдача труб забракованной партии поштучно, при этом проводится приемка труб только по тому показателю, по которому была забракована партия труб.

6.5 Каждую трубу контролируют неразрушающими методами для выявления дефектов.

Трубы типа 1 контролируют неразрушающим методом по всему периметру и по всей длине сварного соединения после проведения гидравлических испытаний труб.

Трубы типов 2 и 3 проходят неразрушающий контроль качества сварного соединения по всей длине и основного металла на концах труб после проведения гидравлических испытаний. Контроль основного металла данных труб проводят на технологических линиях листопрокатного или трубоэлектросварочного станов.

7 Методы контроля

7.1 Для проверки качества партии труб отбирают заготовки, пробы и образцы для механических и технологических испытаний согласно ГОСТ 30432.

От каждой трубы типов 1-3 (одношовная), отобранной для контроля механических свойств основного металла и сварного соединения, отрезают:

- пробу основного металла для изготовления одного образца для испытаний на растяжение и трех

образцов - на ударный изгиб для каждой температуры испытаний;

- пробу основного металла для изготовления двух образцов для испытания по определению доли вязкой составляющей в изломе;

- пробу сварного соединения для изготовления по одному образцу для испытаний на растяжение и изгиб, трех образцов - на ударный изгиб для каждой зоны сварного соединения и температуры испытания;

- один или два кольцевых патрубка для изготовления двух кольцевых образцов для испытания на сплющивание.

От трубы типа 3 (двухшовная), отобранной для контроля механических свойств основного металла сварного соединения, отрезают пробы от каждого полуцилиндра и каждого сварного соединения в количестве, равном пробам, вырезаемым из труб других видов.

Допускается правка темплетов для изготовления образцов с применением статической нагрузки для труб всех типов и размеров.

На образцах для испытаний на ударный изгиб основного металла на обеих поверхностях, перпендикулярных к оси надреза, допускаются необработанные внешние поверхности металла.

Пробы для определения химического состава стали отбирают по ГОСТ 7565 от одного из темплетов основного металла.

7.2 Испытание на растяжение основного металла труб типов 1 и 2 диаметром 219 мм и более и труб типа 3 проводят на поперечных относительно оси трубы пропорциональных плоских образцах типа II по ГОСТ 1497. Допускается проведение испытаний на растяжение на поперечных пропорциональных цилиндрических образцах типа III по ГОСТ 1497 для труб всех типов.

Испытание на растяжение основного металла труб типов 1 и 2 диаметром 219 мм проводят по ГОСТ 10006 на продольных относительно оси трубы пятикратных образцах.

Образцы отбирают на участке, расположенном под углом 90° к сварному шву.

Допускается по согласованию с потребителем определять механические свойства основного металла неразрушающим методом по ГОСТ 30415.

7.3 Испытания на ударный изгиб основного металла проводят по ГОСТ 9454:

- на поперечных образцах труб диаметром 219 мм и более;

- на продольных образцах труб диаметром менее 219 мм.

Испытания проводят в зависимости от толщины стенки на образцах типов 1 и 11 или 2 и 12, или 3 и 13.

Надрез на образцах выполняют перпендикулярно к прокатной поверхности металла. Допускается совпадение боковой поверхности образца, перпендикулярной к оси концентратора, с поверхностью исходного проката.

Ударную вязкость определяют как среднеарифметическое значение по результатам трех образцов, на одном образце допускается снижение значения ударной вязкости от установленных норм на $9,8 \text{ Дж/см}^2$ ($1,0 \text{ кгс}\cdot\text{м/см}^2$).

7.4 Испытания основного металла падающим грузом по определению доли вязкой составляющей в изломе образца проводят по ГОСТ 30456 на образцах, вырезанных перпендикулярно к оси трубы, с концентратором, нанесенным методом вдавливания или резания.

Долю вязкой составляющей определяют как среднеарифметическое значение по результатам испытания двух образцов. На одном из образцов допускается снижение доли вязкой составляющей на 10% по сравнению с нормами, установленными в таблице 6.

7.5 Испытание на растяжение сварного соединения труб проводят по ГОСТ 6996 на плоских поперечных образцах типа XII или XIII со снятым усилением наружного и внутреннего швов или грата механическим способом до уровня основного металла.

Испытания на растяжение сварного соединения труб диаметром 168 мм и менее проводят на

кольцевых образцах по методике изготовителя, согласованной с потребителем.

7.6 Испытание на ударный изгиб сварного соединения труб всех типов проводят на образцах типов VII и X для толщин стенки труб до 12 мм и на образцах типов VI и IX для толщин стенки 12 мм и более по ГОСТ 6996. Надрез на ударных образцах выполняют перпендикулярно к поверхности исходного проката по центру шва для труб всех типов и по линии сплавления шва, сваренного последним, для труб типов 2 и 3.

7.7 Испытания на сплющивание кольцевых образцов из труб типа 1 проводят согласно ГОСТ 8695. Образцы испытывают таким образом, чтобы на одном из них сварной шов совпадал, а на втором находился под углом 90° к оси приложения нагрузки.

7.8 Испытания сварных образцов со снятым усилением шва на статический загиб (изгиб) проводят на одном образце с расположением внутреннего шва наружу и на другом образце с расположением наружного шва наружу по методике согласно стандарту [1].

7.9 Химический состав стали труб указывают на основании данных сертификата о качестве изготовителя проката. При отсутствии этих данных или при необходимости проведения входного контроля изготовитель труб определяет химический состав стали по ГОСТ 22536.0, ГОСТ 12344 - ГОСТ 12352, ГОСТ 12354 - ГОСТ 12362, ГОСТ 17745, ГОСТ 18895, ГОСТ 28033.

Химический состав стали допускается определять другими методами, аттестованными по ГОСТ 8.586.1 - ГОСТ 8.586.5 и не уступающими стандартизованным методикам по точности.

7.10 Углеродный эквивалент $C_{ЭКВ}$ и параметр стойкости против растрескивания металла шва при сварке $P_{С.М}$ принимают по документу о качестве предприятия - изготовителя листового и рулонного проката и при отсутствии данных по результатам входного контроля химического состава стали.

7.11 Качество поверхности трубы определяют визуально. Контроль размеров выявленных поверхностных дефектов и методы их удаления - согласно техническому документу изготовителя.

7.12 На трубе контролируют:

- периметр - рулеткой по ГОСТ 7502;
- диаметр - скобой по ГОСТ 18360, ГОСТ 18365, ГОСТ 2216 или штангенциркулем по ГОСТ 166;
- овальность - скобой по ГОСТ 18360, ГОСТ 18365 или штангенциркулем по ГОСТ 166, или рулеткой по ГОСТ 7502. Допускается проводить контроль овальности концов труб диаметром 530 мм и более металлической линейкой по ГОСТ 427 измерением внутреннего диаметра. В зоне сварного соединения контроль овальности не проводят;
- длину - рулеткой по ГОСТ 7502 или автоматизированными средствами по техническому документу;
- толщину стенки - микрометром по ГОСТ 6507, толщиномером по ГОСТ 11358. Допускается контролировать толщину стенки ультразвуковым толщиномером по ГОСТ ИСО 10543;
- общую кривизну и кривизну на 1 м длины - по НД;
- высоту усиления шва и форму фаски на торцах труб - шаблонами;
- смещение кромок - штангенглубиномером по ГОСТ 162 или специальным приспособлением (шаблоном);
- смещение сварных швов - на микрошлифе с использованием измерительного микроскопа или на макрошлифе с использованием штангенциркуля по ГОСТ 166;
- ширину торцевого притупления на концах труб - штангенциркулем по ГОСТ 166;
- угол фаски - угломером по ГОСТ 5378 или шаблоном по техническому документу. Косина реза обеспечивается технологией обработки торцов.

Допускается для контроля геометрических параметров применять другие средства измерения, в том числе изготовленные по документации изготовителя, допустимая погрешность (или точность) которых не ниже погрешности, рекомендуемой НД.

Все средства измерений, используемые для контроля размеров труб, должны быть проверены и иметь действующие свидетельства или клейма.

7.13 Наружный диаметр труб диаметром свыше 426 мм допускается определять измерением периметра трубы рулеткой с последующим расчетом по формуле

$$D = \frac{\Pi}{\pi} - 2\Delta_p - 0,2, \quad (5)$$

где Π - периметр трубы в поперечном сечении, мм;

π - числовой коэффициент, равный 3,1416;

Δ_p - толщина измерительной ленты рулетки, мм;

0,2 - погрешность при измерении периметра трубы за счет перекоса ленты, мм.

7.14 Неразрушающий контроль качества листового и рулонного проката следует проводить ультразвуковым методом по техническому документу с учетом требований, приведенных в приложениях А, Б и В.

Неразрушающий контроль сварных соединений труб всех типов следует проводить ультразвуковым или магнитным методом с последующей расшифровкой выявленных дефектов рентгеновским или ультразвуковым методом согласно приложениям Б, В и Г. Концевые участки сварных соединений труб типов 2 и 3 на длине не менее 200 мм от торца следует контролировать рентгеновским методом согласно приложениям А и Б.

Неразрушающий контроль труб типа 1 следует проводить по всему периметру магнитным или ультразвуковым методом с последующей расшифровкой выявленных дефектов ультразвуковым методом согласно приложениям В и Г.

Концевые участки основного металла по всему периметру труб диаметром более 426 мм следует контролировать ультразвуковым методом согласно приложению В.

Торцы труб типов 2 и 3 диаметром 530 мм и более должны контролироваться магнитно-порошковым методом по ГОСТ 21105 или капиллярным методом по ГОСТ 18442.

7.15 На каждой трубе после гидроиспытания проводят ультразвуковой или магнитный контроль сварного соединения и тела трубы. Допускается контролировать основной металл только на концевых участках по всему периметру шириной не менее 40 мм, если листовой или рулонный прокат и труба прошли предварительный 100%-ный неразрушающий контроль.

Для расшифровки дефектных зон в основном металле допускается проводить ручной ультразвуковой контроль. Обнаруженные автоматизированным ультразвуковым дефектоскопом несплошности в сварном соединении подвергают повторному ручному ультразвуковому контролю или рентгеновскому контролю с 2%-ной чувствительностью в соответствии с приложениями Б и В. Результаты повторного контроля являются окончательными.

На участке сварного соединения длиной не менее 200 мм от торцов труб типов 2 и 3 диаметром 530 мм и более следует проводить рентгеновский контроль с 2%-ной чувствительностью.

Контроль сварных соединений кольцевых стыков и поперечных стыков рулонов на трубах типа 2 проводят рентгеновским методом, типа 1 - ультразвуковым методом.

7.16 Нормы дефектов в сварных трубах и методы неразрушающего контроля труб приведены в приложениях А, Б, В и Г.

7.17 Испытания гидравлическим давлением труб диаметром до 426 мм включительно проводят по ГОСТ 3845 с выдержкой под давлением не менее 10 с и не менее 20 с - для труб диаметром более 426 мм.

7.18 Испытанию гидравлическим давлением не подвергают трубы, изготовленные стыковой двух труб, прошедших ранее гидравлическое испытание.

7.19 Контроль остаточной магнитной индукции на трубах проводят по техническому документу изготовителя.

8 Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

8.1 На наружной поверхности каждой трубы на расстоянии не более 500 мм и не менее 20 мм от торца должна быть нанесена маркировка несмываемой краской или клеймами согласно ГОСТ 10692, содержащая:

- товарный знак или наименование предприятия - изготовителя труб;
- марку стали или условное обозначение;
- номер трубы типов 2 и 3, клеймо ОТК;
- год изготовления.

При механизированном методе маркировку располагают вдоль трубы на расстоянии не более 1500 мм от торца.

Участок клеймения отмечают черной или светлой краской.

На внутренней поверхности каждой трубы диаметром 530 мм и более на расстоянии до 500 мм от торца несмываемой краской четко наносят:

- марку стали или условное обозначение;
- класс прочности;
- наименование или товарный знак предприятия - изготовителя труб;
- номер партии;
- номер трубы;
- номинальные размеры (диаметр, толщину стенки) и фактическую длину трубы;
- углеродный эквивалент каждой плавки по документу о качестве исходного проката.

Допускается по согласованию между изготовителем и потребителем наносить на трубы дополнительную маркировку и применять самоклеящиеся этикетки вместо маркировки, наносимой на трубу несмываемой краской.

На трубах диаметром 219 мм и менее допускается маркировку наносить на металлический ярлык для каждого пакета.

8.2 Упаковку, транспортирование и хранение труб проводят по ГОСТ 10692.

Приложение А
(обязательное)

Нормы дефектов сплошности основного металла и сварного соединения труб

А.1 Классификация и определение дефектов

А.1.1 Дефекты в основном металле:

- трещина - дефект в виде узкого разрыва металла, идущего в глубь стенки. Различают сквозную, внутреннюю и наружную трещины с различной ориентацией относительно оси трубы;

- расслоение - дефект в виде щелевидного разрыва внутренних слоев металла, не выходящих на поверхность трубы;

- закат - дефект поверхности, представляющий собой прикатанный продольный выступ, образовавшийся в результате закатывания уса, подреза и глубоких рисок;

- неметаллические включения - дефект металлургического происхождения внутри стенки трубы различной формы в виде неметаллических включений (оксиды, сульфиды, графит, шлаки т.п.);

- вмятина (отпечаток) - дефект в виде углубления произвольной формы на поверхности трубы

вследствие наличия дефектов на валках или инструменте;

- риска - дефект в виде углубления различной протяженности и ориентации, образовавшийся от царапания поверхности металла изношенными валками;

- рванина - дефект технологического происхождения в виде раскрытого разрыва, расположенного перпендикулярно или под углом к кромкам заготовки;

- плена - дефект в виде отслоения металла языкообразной формы от основного тела трубы. Образуется вследствие расклатки рванин.

А.1.1.1 По характеру расположения дефекты в основном металле бывают внутренние, не выходящие на поверхность стенки трубы, и наружные, выходящие на внутреннюю или наружную поверхность.

А.1.1.2 По характеру распределения дефекты подразделяют на одиночные и скопления дефектов.

А.1.1.3 По протяженности и форме дефекты в основном металле классифицируют следующим образом:

- одиночные круглые дефекты (расслоение, закат, вмятина, неметаллическое включение);

- одиночные продолговатые дефекты, расположенные вдоль или поперек оси трубы (расслой, закат, вмятина, риска, трещина);

- одиночные или локализованные скопления дефектов (неметаллические включения, трещины, риски).

А.1.2 Дефекты в сварном соединении труб:

- трещина - дефект сварного соединения в виде разрыва в сварном шве или прилегающих к нему зонах с выходом или без выхода на наружную или внутреннюю поверхность стенки трубы;

- продольная трещина - трещина сварного соединения, ориентированная вдоль оси сварного шва;

- поперечная трещина - трещина сварного соединения, ориентированная поперек оси сварного шва;

- разветвленная трещина - трещина сварного соединения, имеющая ответвления в различных направлениях;

- непровар - дефект в виде несплавления в сварном соединении. Образуется вследствие неполного расплавления металла кромок, отсутствия осадки и т.д. При непроваре может наблюдаться "слипание" кромок или сквозное отверстие в зоне шва;

- смещение кромок - радиальное отклонение свариваемых кромок трубной заготовки относительно друг друга;

- утонение стенки - уменьшение толщины стенки основного металла трубы в зоне шва после удаления наружного и внутреннего грата;

- высота грата - выступ в зоне сварного шва относительно образующей поверхности трубы. Грат является следствием пластических деформаций нагретых кромок - осадки;

- высота остатка грата - выступ в зоне сварного шва относительно образующей поверхности трубы после удаления наружного или внутреннего грата;

- газовые поры (раковины) - дефект сварных швов в виде скоплений в металле шва мелких полостей сферической формы, которые образовались в результате перенасыщения жидкого металла газами, не успевшими выйти во время быстрой кристаллизации на поверхность сварочной ванны;

- шлаковые (неметаллические) включения - дефект сварных швов в виде микро- и макроскопических соединений металла (оксиды, сульфиды, нитриды и др.), а также включения инородных частиц (шлаки), попадающих извне в сварочную ванну;

- подрез - дефект сварного соединения в виде углубления по линии сплавления сварного шва в основном металле;

- смещение шва - дефект в виде смещения (увод) наружного или внутреннего шва относительно

друг друга;

- нарушение формы шва - дефект сварного шва в виде неравномерности его высоты, неполноты заполнения с резким переходом к основному металлу и другие;

- поджог - дефект сварного соединения в виде местного (локального) подплавления поверхности металла, иногда сопровождающегося возникновением трещин;

- прожог - дефект сварного шва, заключающийся в вытекании металла сварочной ванны на обратную сторону шва с образованием в нем отверстия.

А.1.2.1 По характеру расположения в сварном соединении дефекты бывают внутренние, не выходящие на поверхность сварного соединения, и наружные, расположенные на внутренней или наружной поверхности сварного соединения трубы.

А.1.2.2 По протяженности поверхностные риски в основном металле труб всех типов и сварном соединении труб типа 1 классифицируют следующим образом:

- "короткий" дефект, длина которого вдоль оси шва трубы не превышает 10 мм, глубиной не более 10% номинальной толщины стенки трубы, но не более 1,5 мм;

- "длинный" дефект, длина которого вдоль оси трубы составляет от 10 до 100 мм, глубиной не более 10% номинальной толщины стенки трубы, но не более 1 мм.

А.1.2.3 Дефекты в виде газовых пор или шлаковых включений могут быть: одиночные, цепочки или скопления.

К одиночным дефектам относятся дефекты, которые по своему расположению не образуют цепочку или скопление.

К цепочке дефектов относятся дефекты, которые расположены по одной линии в количестве не менее двух. К скоплению дефектов относятся дефекты с кучным расположением не менее трех.

А.2 Нормы дефектов

Размеры дефектов в сварных трубах всех типов установлены с учетом следующих рабочих параметров:

- уровень окружных напряжений в стенке трубы при эксплуатации должен быть не более 0,75 нормативного предела текучести σ_T основного металла;

- число циклов изменения внутреннего давления в трубопроводе ниже заданного на 30% и более не должно превышать $3 \cdot 10^3$ (статический режим нагружения).

Нормы дефектов при других режимах эксплуатации труб должны устанавливаться по согласованию между изготовителем и потребителем труб.

А.2.1 Недопустимые дефекты в основном металле труб:

- сквозные и несквозные трещины любых размеров;

- плены, рванины, расслоения и закаты, выходящие на поверхность, торцевые участки трубы или в зоны, примыкающие к линии сплавления шва;

- внутренние одиночные расслоения или цепочка расслоений металла размером, в любом направлении превышающим 80 мм, и площадью более 5000 мм^2 ;

- внутренние расслоения основного металла шириной 10 мм и площадью более 100 мм^2 , примыкающие к линии сплавления сварных швов, и в зонах, расположенных на длине 25 мм и менее от торца трубы;

- цепочка расслоений, если ее суммарная длина превышает 80 мм. Цепочкой являются расслоения размером более 20 мм в любом направлении, отстоящие друг от друга на расстояние менее толщины стенки трубы;

- забоины с плавными очертаниями и окалина при условии, если они выводят толщину стенки за

пределы допустимых значений;

- одиночные наружные дефекты (плены, закаты, риски, неметаллические включения и пр.), глубина которых после их зачистки выводит толщину стенки трубы за минусовые отклонения;

- продольные поверхностные риски, превышающие размеры по протяженности и глубине согласно А.1.2.2.

А.2.2 Недопустимые дефекты в сварных соединениях труб:

- непровары, трещины, шлаковые включения и газовые поры, выходящие на наружную и внутреннюю поверхности шва;

- прожоги, поджоги, нарушение формы шва, раздвоения на удаленной части наружного или внутреннего грата;

- совпадение подрезов в одном сечении по наружному и внутреннему швам;

- кратеры в сварных швах на концевых участках труб типа 3;

- смещение свариваемых кромок, остаток удаленного грата и размеры усиления шва, превышающие требования 4.12-4.15 настоящего стандарта;

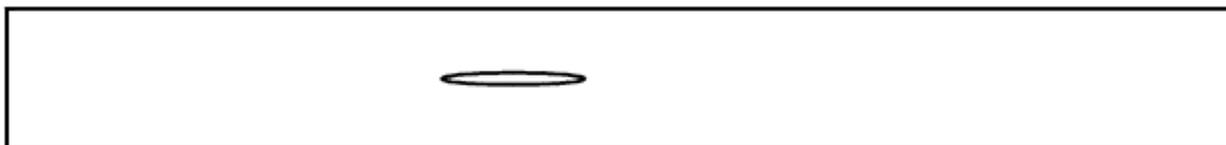
- подрезы глубиной, превышающей требования 4.14.

А.2.3 Максимальные размеры и распределение несплошности сварного шва (шлаковые включения и газовые поры) представлены в таблицах А.1, А.2 и на рисунках А.1, А.2. Размеры и распределение несплошности в сварном шве, превышающие вышеприведенные данные, относят к недопустимым дефектам.

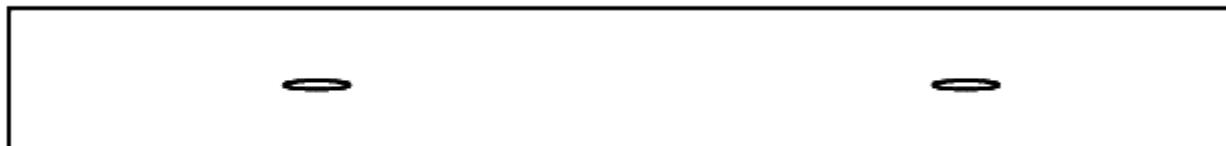
Таблица А.1 - Несплошности в виде удлиненных шлаковых включений в сварном шве

Максимальные размеры, мм	Минимальный интервал, мм	Максимальное число на длине 152,4 мм
1,6x12,7	152,4	1
1,6x6,4	76,2	2
1,6x3,2	50,8	3

Примечания
1 См. рисунок А.1.
2 Максимальная общая длина несплошностей на любом участке шва, равном 152,4 мм, не должна превышать 12,7 мм.



Пример 1 - одна несплошность длиной 12,7 мм



Пример 2 - две несплошности длиной по 6,4 мм



Пример 3 - три несплошности длиной по 3,2 мм

Рисунок А.1 - Примеры схем распределения удлиненных несплошностей в сварных швах в виде шлаковых включений

Таблица А.2 - Несплошности в виде круглых шлаковых включений и газовых пор в сварном шве

Размер, мм	Размер прилегающих несплошностей, мм	Минимальное расстояние между несплошностями, мм	Максимальное число на длине 152,4 мм
3,2	3,2	50,8	2
3,2	1,6	25,4	Различное
3,2	0,8	12,7	То же
3,2	0,4	9,5	"
1,6	1,6	12,7	4
1,6	0,8	9,5	Различное
1,6	0,4	6,4	То же
0,8	0,8	6,4	8
0,8	0,4	4,8	Различное
0,4	0,4	3,2	16

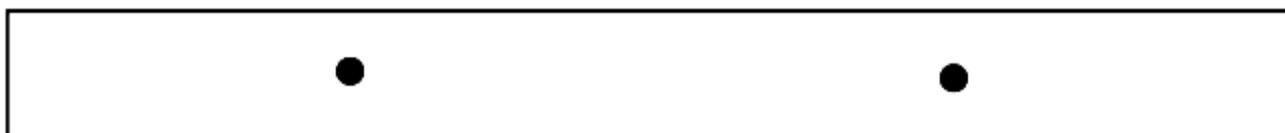
Примечания

1 См. рисунок А.2.

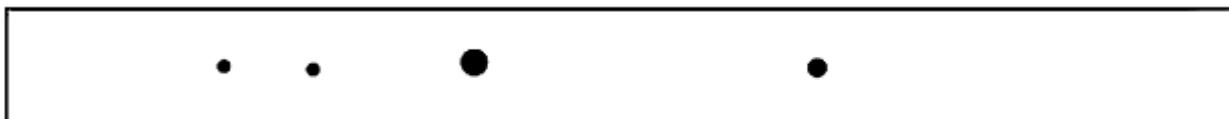
2 Сумма диаметров на любом участке шва, равном 152,4 мм, не должна превышать 6,4 мм.

3 Максимальный диаметр несплошностей для стенки толщиной 6,4 мм и менее не должен превышать 2,4 мм.

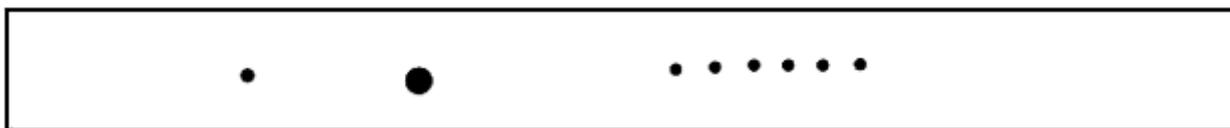
4 Две несплошности диаметром по 0,8 мм и менее могут располагаться на расстоянии одного диаметра друг от друга при условии, что они отделены от любой другой несплошности не менее чем на 12,7 мм.



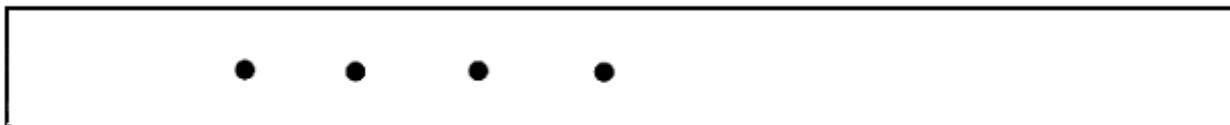
Пример 1 - две несплошности диаметром по 3,2 мм



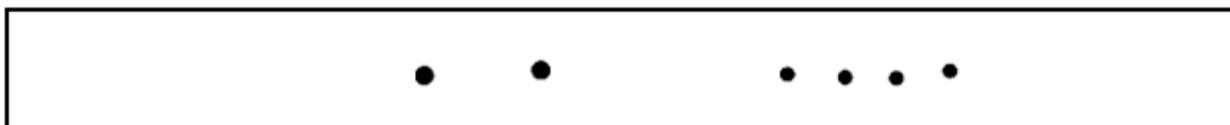
Пример 2 - одна несплошность диаметром 3,2 мм; одна - 1,6 мм; две - по 0,8 мм



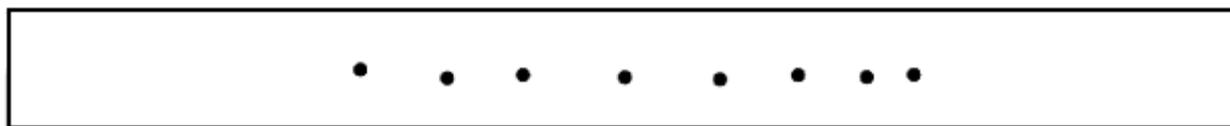
Пример 3 - одна несплошность диаметром 3,2 мм; одна - 0,8 мм; шесть - по 0,4 мм



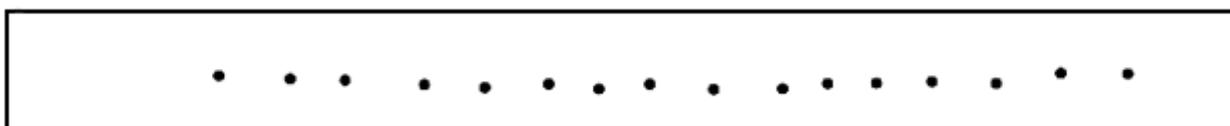
Пример 4 - четыре несплошности диаметром по 1,6 мм



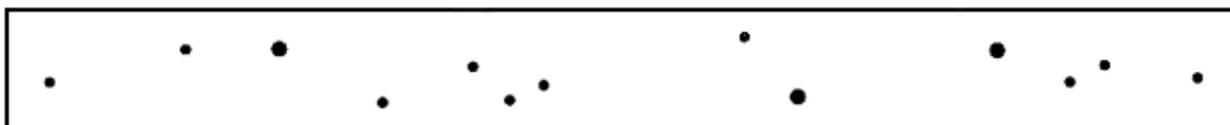
Пример 5 - две несплошности диаметром по 1,6 мм; четыре - по 0,8 мм



Пример 6 - восемь несплошностей диаметром по 0,8 мм



Пример 7 - шестнадцать несплошностей диаметром по 0,4 мм



Пример 8 - три разбросанные несплошности диаметром по 0,8 мм; десять - по 0,4 мм

Рисунок А.2 - Примеры схем распределения несплошностей в виде круглых шлаковых включений и газовых пор

Приложение Б (обязательное)

Требования к рентгеновскому методу контроля труб

Б.1 При рентгеновском контроле для определения качества швов могут применяться рентгенографический (с помощью пленок) или рентгенотелевизионный (с проектированием изображения на экран) метод при условии обеспечения требуемой чувствительности.

Б.2 Операторы, проводящие контроль труб рентгеновским методом, должны пройти соответствующую подготовку, сдать необходимые экзамены и быть аттестованными в установленном порядке.

Программы подготовки и аттестации операторов контроля должны включать:

- учебные инструкции по правилам рентгеновского контроля;
- практическую подготовку на рабочем месте для ознакомления операторов контроля с конкретным оборудованием, используемым при контроле, включая определение допустимости дефектов;

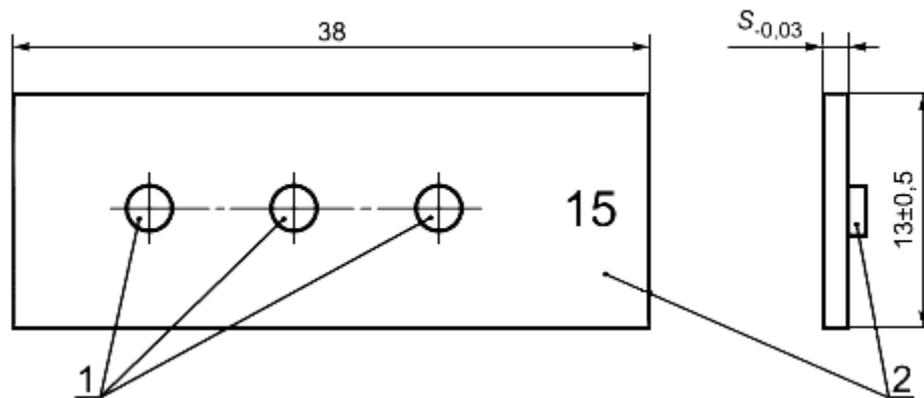
- изучение требований настоящего стандарта к выпускаемым трубам;

- медицинское обследование оператора контроля не менее одного раза в год для определения его физических возможностей выполнять требуемые функции контроля.

Б.3 Аттестованные операторы контроля, которые в течение года или более не осуществляли рентгенотелевизионный контроль труб, должны пройти переаттестацию в соответствии с Б.2. При существенном изменении процедуры и методики контроля операторы контроля также подлежат переаттестации.

Б.4 В качестве стандартного образца предприятия (СОП) для проверки чувствительности рентгеновского контроля необходимо использовать пластинчатые или проволочные пенетрометры.

Б.4.1 Форма и размеры стандартного пластинчатого пенетрометра показаны на рисунке Б.1. Пенетрометр должен изготавливаться из материала с такими же рентгеновскими характеристиками, что и материал контролируемой трубы. Толщина пенетрометра должна быть не более 4% толщины стенки контролируемой трубы. Применяют 2%-ные или 4%-ные пенетрометры, размеры которых приведены в таблицах Б.1 и Б.2.



1 - отверстие $\varnothing 1,6$ мм; 2 - шифр пенетрометра

Рисунок Б.1 - Стандартный пластинчатый пенетрометр

Таблица Б.1 - Размеры стандартного 4%-ного пенетрометра API по стандарту [1]

В миллиметрах

Толщина стенки трубы	Толщина пенетрометра максимальная	Шифр пенетрометра
От 3,0 до 6,4	0,25	10
" 6,4 " 7,9	0,32	12
" 7,9 " 9,5	0,38	15
" 9,5 " 11,1	0,45	17
" 11,1 " 12,7	0,51	20
" 12,7 " 15,9	0,64	25
" 15,9 " 19,1	0,76	30
" 19,1 " 25,4	1,02	40
" 25,4 " 31,8	1,27	50

" 31,8 " 38,1	1,52	60
---------------	------	----

Таблица Б.2 - Размеры стандартного 2%-ного пенетрометра API по стандарту [1]

В миллиметрах

Толщина стенки трубы	Толщина пенетрометра максимальная	Шифр эталонного образца
От 5,1 до 6,4	0,13	5
" 6,4 " 7,9	0,15	6
" 7,9 " 9,5	0,19	7
" 9,5 " 11,1	0,25	10
" 11,1 " 12,7	0,32	12
" 12,7 " 15,9	0,38	15
" 15,9 " 19,1	0,45	17
" 19,1 " 25,4	0,51	20
" 25,4 " 31,8	0,64	25
" 31,8 " 40,0	0,76	30

Примечание - При расшифровке дефектов в зоне термического влияния сварных соединений труб рентгеновский контроль следует проводить с 2%-ной чувствительностью.

Б.4.2 Проволочный пенетрометр выбирают для соответствующей толщины стенки трубы согласно таблицам Б.3 и Б.4. Применяют 2%-ные или 4%-ные проволочные пенетрометры.

Таблица Б.3 - Размеры стандартного 4%-ного проволочного пенетрометра ИСО по стандарту [2]

В миллиметрах

Номер партии	Толщина стенки	Диаметр проволоки
1	От 41,1 до 50,8	2,00
2	" 31,8 " 41,1	1,60
3	" 25,4 " 31,8	1,25
4	" 20,3 " 25,4	1,00
5	" 15,9 " 20,3	0,80

6	" 12,7 "	15,9	0,63
7	" 10,2 "	12,7	0,50
8	" 8,3 "	10,2	0,40
9	" 6,4 "	8,3	0,32
10	" 5,1 "	6,4	0,25
11	" 4,1 "	5,1	1,20
12	" 3,2 "	4,1	0,16
13	" 2,5 "	3,2	0,13

Таблица Б.4 - Размеры стандартного 2%-ного проволочного пенетрометра ИСО по стандарту [2]
В миллиметрах

Номер партии	Толщина стенки	Диаметр проволоки
1	От 40,6 до 50,8	1,00
2	" 31,8 "	0,80
3	" 25,4 "	0,63
4	" 20,3 "	0,50
5	" 16,5 "	0,40
6	" 12,7 "	0,32
7	" 10,1 "	0,25
8	" 8,3 "	1,20
9	" 6,4 "	0,16
10	" 5,1 "	0,13
11	" 4,1 "	0,10
12	" 3,0 "	0,07

При установке проволочного пенетрометра поперек сварного шва диаметр проволоки должен определяться суммарным размером нормативной толщины стенки и нормативных высот усиления наружного и внутреннего швов.

При установке проволочного пенетromетра на основной металл диаметр проволоки должен определяться только для нормативной толщины стенки трубы.

Б.5 При рентгенографическом контроле с использованием пленки пенетromетр должен располагаться на каждой пленке. В случае рентгенографического контроля (с использованием пленки) сварного шва трубы по всей его длине на каждую трубу устанавливаются по одному пенетromетру. При рентгенографическом контроле трубу следует удерживать в неподвижном положении. Для обеспечения четкости изображения и требуемой чувствительности контроля должны быть четко различимы все три отверстия пластинчатого пенетromетра или отдельные проволочки проволочного пенетromетра.

Б.6 Для определения четкости изображения дефектов на рабочих скоростях контроля при рентгенотелевизионном методе необходимо использовать отрезок трубы с минимальной толщиной стенки. В центре шва такой трубы должны быть просверлены сквозные отверстия диаметром 0,8 мм, как показано в примере 6 на рисунке А.2 приложения А. Необходимо просверлить не менее четырех серий таких отверстий на расстоянии 300 мм друг от друга. По усмотрению изготовителя вместо отрезка трубы для этих же целей могут быть использованы пенетromетры, указанные в Б.4. Скорость контроля должна быть выбрана такой, чтобы обеспечить четкое визуальное определение оператором отверстий в отрезке трубы или пластинчатом пенетromетре или отдельных проволочек в проволочном пенетromетре.

Б.7 Стандартные образцы предприятия (СОП) и рентгеновские установки как испытательное оборудование должны пройти аттестацию согласно ГОСТ 8.315 и стандарту [3] соответственно.

Приложение В (обязательное)

Требования к ультразвуковому методу контроля труб

В.1 Оборудование, используемое для ультразвукового контроля, должно обеспечивать возможность длительного и непрерывного контроля листового или рулонного проката, а также основного металла и сварных соединений труб. Проверка надежности и эффективности контроля должна осуществляться не менее одного раза в течение рабочей смены с использованием контрольных образцов согласно В.2. Настройку и проверку настройки оборудования на СОП необходимо выполнять, используя методы контроля, аналогичные применяемым при контроле изделия.

В.2 Операторы, проводящие контроль труб ультразвуковым методом, должны пройти соответствующую подготовку, сдать необходимые экзамены и быть аттестованными в установленном порядке.

В.3 Наружный диаметр и толщина стенки каждого СОП должны быть в пределах, заданных для производства контролируемых труб.

Применительно к сварным соединениям СОП должны иметь выполненные механической резкой пазы (один паз на внутренней поверхности образца и один - на наружной поверхности) или сквозные отверстия. Размеры паза и отверстия показаны на рисунке В.1. Вариант выполнения паза или отверстия выбирает изготовитель. Пазы должны быть параллельными оси сварного шва и расположены друг от друга на расстоянии, достаточном для получения двух отдельных и разных сигналов. Отверстия диаметром 1,6 и 3,2 мм просверливают в стенке образца перпендикулярно к его поверхности, как показано на рисунке В.1б.



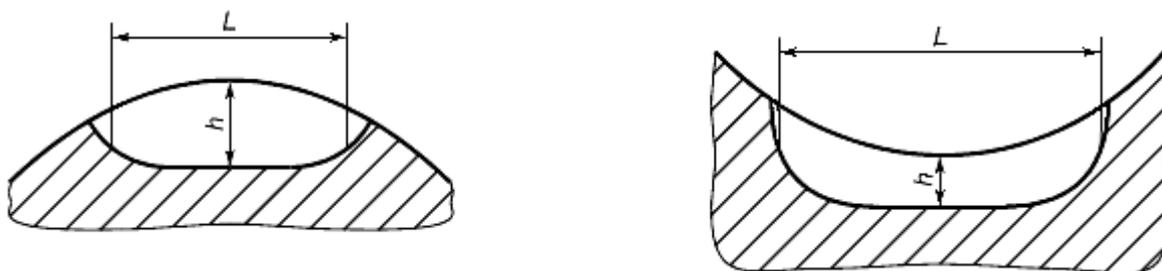
а - Пазы типов N 5 и N 10



б - Сквозное отверстие

Рисунок В.1 - Виды искусственных дефектов

По требованию потребителя для труб типов 2 и 3 может быть введен контроль на наличие поперечных дефектов сварного соединения. Для настройки чувствительности в этом случае должны применяться стандартные образцы в соответствии с рисунками В.2 или В.1б.



$h = (10\pm 1,5)\%$ толщины стенки, но не менее 0,3 мм.

Длина L - на полной глубине 50 мм

а - Наружная поверхность трубы

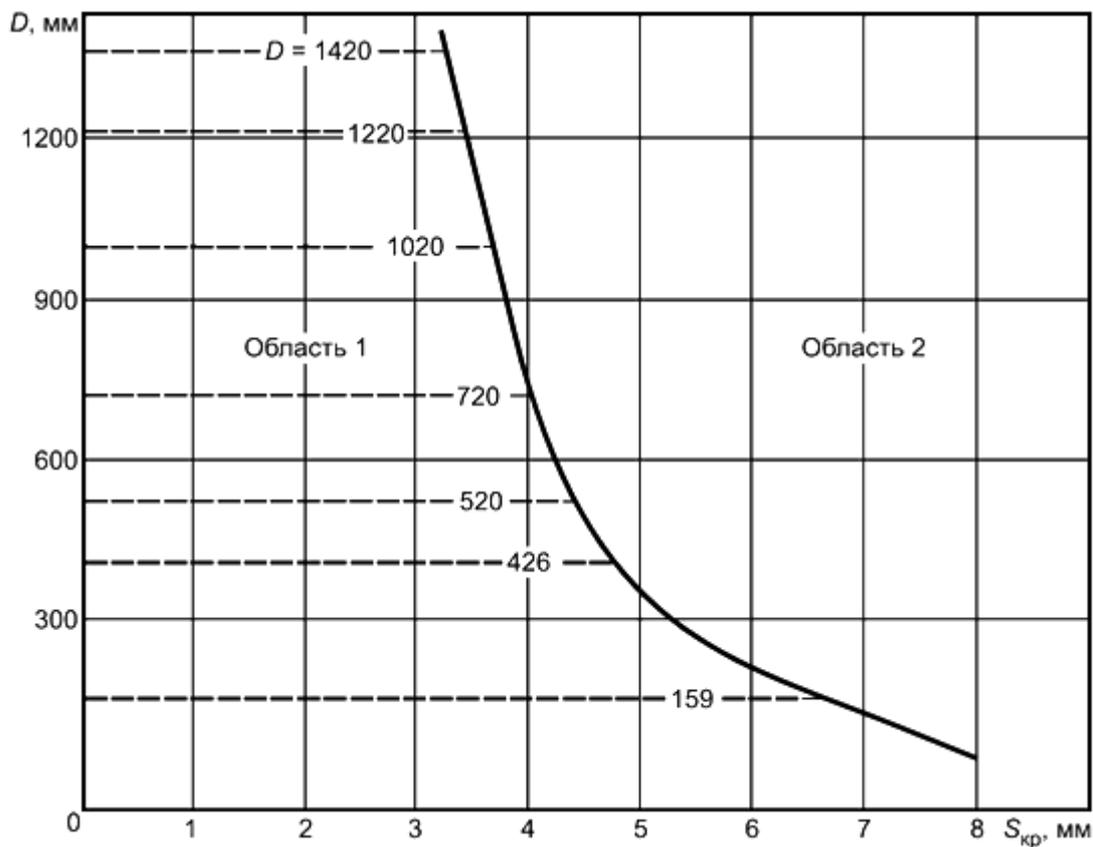
б - Внутренняя поверхность трубы

Рисунок В.2 - Виды искусственных дефектов

Применительно к контролю основного металла и ЗТВ сварного соединения труб на СОП выполняют плоскдонные отверстия диаметром 8 мм, глубиной, равной половине толщины стенки, или сквозное отверстие диаметром 8 мм для ультразвукового контроля нормальными волнами. Охват поверхности при ультразвуковом контроле основного металла и ЗТВ сварного соединения должен быть не менее 25%.

Для контроля основного металла на концевых участках на расстоянии не менее 40 мм от торца трубы в СОП используют плоскдонное отверстие диаметром 6,4 мм, глубиной, равной половине толщины стенки. Охват поверхности при ультразвуковом контроле основного металла на концевых участках должен быть 100%.

Допускается по согласованию между изготовителем и потребителем для настройки чувствительности дефектоскопа использовать графическую зависимость, приведенную на рисунке В.3.



D - диаметр трубы; $S_{кр}$ - критическая толщина стенки, при которой оба дефекта ("длинный" и "короткий") в равной степени влияют на предельную прочность сварных труб

Рисунок В.3

Для сортамента труб, находящихся слева от кривой (область 1), наиболее жестким дефектом является "короткий" дефект и, следовательно, контролировать и настраивать дефектоскоп необходимо на этот дефект. К "короткому" дефекту относятся продольные и поперечные риски длиной до 10 мм и глубиной 10% толщины стенки, но не более 1,5 мм.

Для сортамента труб, находящихся справа от кривой (область 2), наиболее жестким дефектом является "длинный" дефект и, следовательно, настройку дефектоскопа следует проводить на данный дефект. К "длинным" дефектам относятся продольные и поперечные риски длиной от 10 до 100 мм и глубиной 10% толщины стенки трубы, но не более 1 мм.

Примечание - Размеры паза или отверстия не следует рассматривать как минимальный размер дефекта, обнаруживаемого настоящим методом.

Применительно к контролю основного металла и ЗТВ сварного соединения труб на СОП выполняют плоскородное отверстие диаметром 8 мм, глубиной, равной половине толщины стенки, или сквозное отверстие диаметром 8 мм для ультразвукового контроля нормальными волнами. Для контроля основного металла на концевых участках на расстоянии не менее 40 мм от торца трубы в СОП используют плоскородное отверстие диаметром 6,4 мм, глубиной, равной половине толщины стенки.

Допускается по согласованию между изготовителем и потребителем для настройки и проверки чувствительности дефектоскопа использовать графическую зависимость, приведенную на рисунке В.3.

Для сортамента труб, находящихся слева от кривой (область 1), наиболее жестким дефектом является "короткий" дефект и, следовательно, контролировать и настраивать дефектоскоп необходимо на этот дефект. К "короткому" дефекту относятся продольные и поперечные риски длиной до 10 мм и глубиной 10% толщины стенки, но не более 1,5 мм.

Для сортамента труб, находящихся справа от кривой (область 2), наиболее жестким дефектом является "длинный" дефект и, следовательно, настройку дефектоскопа следует проводить на данный дефект. К "длинным" дефектам относятся продольные и поперечные риски длиной от 10 до 100 мм и глубиной 10% толщины стенки трубы, но не более 1 мм.

В.4 Предельно допустимый уровень сигнала, образуемого искусственным отражателем, приведен в таблице В.1. Дефект, от которого уровень сигнала превышает уровень, приведенный в таблице В.1, квалифицируют как недопустимый, если только изготовитель не докажет, что его размеры не превышают

размеры допустимых дефектов, оговоренных настоящим стандартом. В частности, для труб, сваренных под флюсом, участки швов с дефектами, рассматриваемыми как недопустимые по данным ультразвукового контроля, могут быть перепроверены рентгеновским контролем с использованием 2%-ного пенетromетра в соответствии с приложением Б.

Таблица В.1 - Предельно допустимый уровень сигнала

Способ сварки	Тип паза или отверстия	Размер отверстия, мм	Предельно допустимый уровень сигнала
Дуговая сварка под флюсом в защитных газах и процессы сварки, применяемые при ремонте швов	N 5	1,6±0,1	100
	N 10	3,2±0,1	33 1/3
Сварка токами высокой частоты	N 10	3,2±0,1	100

Допускается ориентация искусственного дефекта (паза) к продольной оси трубы под углом, принятым по согласованию между изготовителем и потребителем.

В процессе автоматического неразрушающего контроля труб проводят периодическую проверку правильности настройки установки неразрушающего контроля по СОП в динамическом режиме. Если при проверке настройки хотя бы один из искусственных дефектов не был зарегистрирован даже после повышения чувствительности аппаратуры на 3 дБ, необходимо внести корректировку в настройку, а все трубы, проконтролированные с момента последней достоверной проверки настройки, возвратить на повторный контроль.

В.5 Допускается для ультразвукового метода контроля труб типа 1 использовать ГОСТ ИСО 10124 и ГОСТ ИСО 10332.

В.6 СОП и ультразвуковые установки как испытательное оборудование должны пройти аттестацию по ГОСТ 8.315 и стандарту [3] соответственно.

Приложение Г (обязательное)

Требования к магнитному и вихретоковому методам контроля труб

Г.1 Оборудование должно обеспечивать возможность длительного и непрерывного контроля основного металла и сварных соединений труб по всему объему. Проверка надежности и эффективности контроля должна осуществляться не менее одного раза в течение рабочей смены с использованием контрольных образцов согласно Г.2.

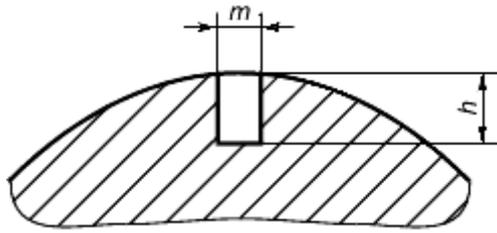
Г.2 Операторы, проводящие контроль труб магнитным и вихретоковыми методами, должны пройти соответствующую подготовку, сдать необходимые экзамены и быть аттестованы в установленном порядке.

Г.3 При выявлении дефектов сплошности сварного шва искусственные дефекты в СОП изготавливают в виде продольного паза на внутренней и наружной поверхностях образца непосредственно в сварном соединении (рисунки Г.1 и Г.2). Контроль основного металла труб типа 1 на наличие поперечных дефектов проводят по требованию потребителя.

При выявлении дефектов сплошности основного металла сварных труб искусственные дефекты в СОП изготавливают в виде:

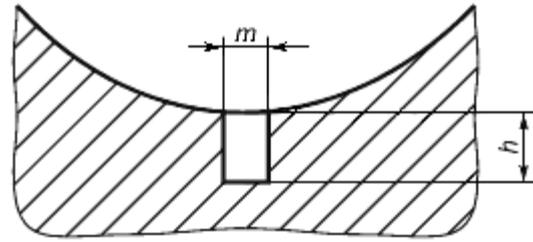
- продольного и поперечного пазов на внутренней и наружной поверхностях образца (рисунки Г.1-Г.5);

- сквозного отверстия в стенке образца (рисунок Г.6).



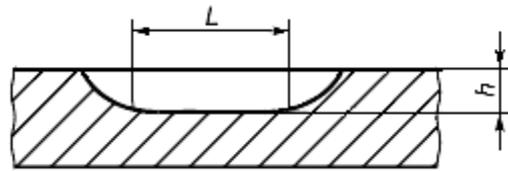
$h = (10 \pm 1,5)\%$ толщины стенки,
но не менее 0,3 мм.

Рисунок Г.1



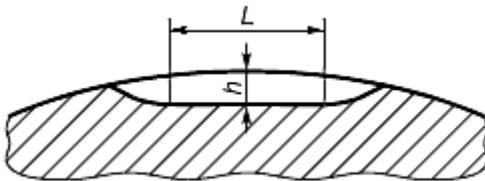
$h = (10 \pm 1,5)\%$ толщины стенки,
но не менее 0,3 мм

Рисунок Г.2



Длина L - на полной глубине 50 мм

Рисунок Г.3



$h = (10 \pm 1,5)\%$ толщины стенки, но не менее 0,3 мм.

Длина L - на полной глубине 50 мм

Рисунок Г.4

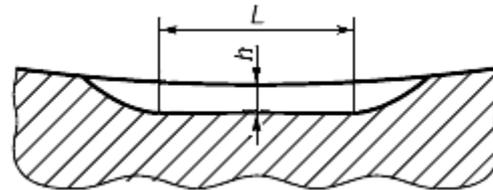
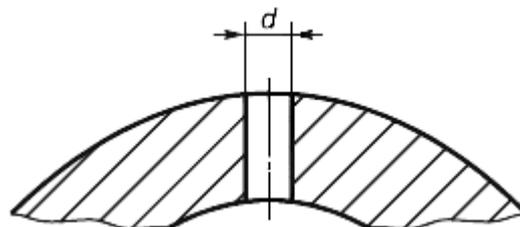


Рисунок Г.5



Диаметр d - 3,2 мм с допуском $\pm 0,1$ мм

Рисунок Г.6

Размеры искусственных дефектов в контрольных образцах для прямоугольных пазов:

- глубина (высота) h устанавливается равной $(10 \pm 1,5)\%$ толщины стенки трубы;
- ширина m - не более 0,5 мм;

- длина L - не более 50 мм.

Размеры искусственных дефектов в контрольных образцах для сквозных отверстий:

- диаметр d - не более 3,2 мм.

Примечания

1 Расстояние между дефектами на СОП для настройки и проверки чувствительности дефектоскопов должно быть не менее 100 мм.

2 Размеры искусственных дефектов не следует рассматривать как минимальный размер дефекта, обнаруживаемый настоящим методом.

Допускается по согласованию между изготовителем и потребителем для настройки и проверки чувствительности дефектоскопа использовать графическую зависимость, приведенную на рисунке В.2 (приложение В).

Для сортамента труб, находящихся слева от кривой (область 1), наиболее жестким дефектом является "короткий" дефект и, следовательно, настраивать дефектоскоп необходимо на этот дефект.

Для сортамента труб, находящихся справа от кривой (область 2), наиболее жестким дефектом является "длинный" дефект и, следовательно, настройку дефектоскопа следует проводить на данный дефект.

Г.4 СОП, магнитные и токовихревые установки как испытательное оборудование должны пройти аттестацию согласно ГОСТ 8.315 и стандарту [3] соответственно.

Библиография

- | | | |
|-----|------------------------|--|
| [1] | API Spec.5L | Технические условия на трубы для трубопроводов. Издание 42, апрель 2000 г. |
| [2] | ИСО 10893-6:2011 | Неразрушающий контроль стальных труб. Часть 6. Радиографический контроль шва сварных труб для обнаружения дефектов |
| [3] | <u>ГОСТ Р 8.568-97</u> | Аттестация испытательного оборудования. Основные положения |

Электронный текст документа
подготовлен АО "Кодекс" и сверен по:
официальное издание
М.: Стандартинформ, 2013
Редакция документа с учетом
изменений и дополнений подготовлена
АО "Кодекс"

ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой) (Источник: ИСС "ТЕХЭКСПЕРТ")

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

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

**ПРАВИЛА ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ НА ГАЗОПРОВОДАХ
ВРЕЗКОЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ**

СТО Газпром 2-2.3-116-2016

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»**

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2014

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
2 ВНЕСЕН	Отделом главного сварщика Департамента по капитальному ремонту ОАО «Газпром»
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Распоряжение ОАО «Газпром» от «__» _____ 201__ г. № _____
4 ВЗАМЕН	СТО Газпром 2-2.3-116-2007

© ОАО «Газпром», 2014
© Оформление ООО «Газпром экспо», 2014

Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных в ОАО «Газпром»

Содержание

Введение.....	VI
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки.....	2
3 Термины, определения и сокращения.....	6
4 Основные нормативные положения.....	12
4.1 Виды работ с применением технологии врезки под давлением	12
4.2 Требования к проектной, технологической и исполнительной документации	14
4.3 Технологическая последовательность работ	18
5 Организационно-подготовительные работы.....	19
5.1 Идентификация или освидетельствование трубы	19
5.2 Определение параметров технологического режима работы газопровода при врезке под давлением	21
5.3 Подготовка трассы	23
5.4 Разработка котлована	28
5.5 Подготовка поверхности трубы	30
5.6 Контроль качества металла трубы	33
6 Конструктивное исполнение узлов врезки.....	34
7 Сварочно-монтажные работы на газопроводе под давлением.....	47
7.1 Требования к сварочным материалам и сварочному оборудованию.....	47
7.2 Аттестация технологий сварки, допускные испытания сварщиков	48
7.3 Требования к организации и производству сварочных работ на действующем газопроводе под давлением.....	53
7.4 Подготовка участков действующего газопровода к сварке узлов врезки	54

7.5	Общие требования к сборке, предварительному (сопутствующему) подогреву, сварке узлов врезки	56
7.6	Сборка и сварка узла врезки с конструктивным исполнением «отводной патрубков с накладкой» (тип I, Ib)	62
7.7	Сборка и сварка узла врезки с конструктивным исполнением «разрезная муфта с отводным патрубком» (тип II)	73
7.8	Сборка и сварка узла врезки с конструктивным исполнением «разрезной тройник» (типы III , IV, IVa, IVb).....	77
7.9	Сборка и сварка ребер жесткости и центрирующих устройств	88
8	Контроль качества сварных соединений узла врезки.....	88
9	Врезка отвода (лупинга, перемычки) в газопровод под давлением.....	92
9.1	Врезка через шаровой кран	92
9.2	Врезка через фланцевый отводной патрубок с накладкой и ответвлением, фланцевый разрезной тройник сварной с боковым ответвлением или фланцевый разрезной тройник сварной	108
9.3	Испытания узлов врезки	111
9.4	Перечень специального оборудования и комплектующих для выполнения работ по врезке газопровода-отвода (лупинга, байпаса, перемычки, перехода)	115
9.5	Монтажные работы на газопроводе под давлением.....	117
9.6	Контроль качества выполнения монтажных работ	119
10	Выборочный ремонт участка газопровода без остановки транспорта газа с применением врезки под давлением	119
10.1	Общие требования.....	119
10.2	Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием четырех разрезных тройников	120

10.3 Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением..	135
10.4 Врезка вновь построенного участка и перекрытие полости газопровода через тройники с боковым ответвлением.....	141
11 Заключительные работы.....	144
Приложение А (обязательное) Определение химического состава металла труб на газопроводах под давлением.....	137
Приложение Б (обязательное) Аттестация технологии сварки и допускные испытания сварщиков.....	138
Приложение В (рекомендуемое) Определение режима сварки и технологического режима работы участка газопровода на период проведения сварочных работ под давлением.....	182
Приложение Д (рекомендуемое) Применение ребер жесткости и центрирующих устройств при врезке на газопроводах под давлением.....	188
Приложение Г (обязательное) Допустимые размеры дефектов сварных швов узла врезки на газопроводе под давлением.....	192
Приложение Е (обязательное) Формы исполнительной документации по сварке, врезке и перекрытию полости трубы на газопроводах под давлением.....	197
Приложение Ж (рекомендуемое) Прочностной расчет на смятие стенки трубы от воздействия внешнего давления в узле врезки.....	215
Библиография.....	217

Введение

Настоящий стандарт разработан в рамках договора № 3502-0860-13-2 от 28 ноября 2013 г. по теме «Совершенствование технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением» взамен СТО Газпром 2-2.3-116-2007 «Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением» по результатам технологического и нормативного сопровождения производства работ на газопроводах врезкой под давлением.

Инновационная составляющая настоящего стандарта заключается в повышении эффективности работ, выполняемых при врезке в трубопровод под давлением, и снижения риска возникновения брака при проведении работ за счет применения новых конструкций и уточнения требований к технологическим параметрам выполнения работ.

В настоящем стандарте уточнены следующие требования:

- к проектной документации;
- к последовательности операций монтажа узлов врезки;
- к монтажным операциям;
- к работам по сварке и контролю сварных соединений;
- к испытаниям узлов врезки;
- к условиям применения ребер жесткости и центрирующих устройств.

Введены новые конструкции узлов врезки - Тип Ib, V.

Настоящий стандарт разработан авторским коллективом в составе: Ю.А. Маянц, А.В. Елфимов, А.В. Ушаков, Д.А. Копылов, Ю.А. Соловьев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Е.М. Вышемирский, Д.М. Гандуров (ОАО «Газпром»).

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

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

**ПРАВИЛА ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ
НА ГАЗОПРОВОДАХ ВРЕЗКОЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ**

Дата введения _____

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на работы, выполняемые на находящихся в эксплуатации газопроводах (категорий В-IV) подземной, наземной и надземной прокладки, выполненных из стальных электросварных прямошовных и спиральношовных труб из малоуглеродистых и низколегированных трубных сталей с нормативным пределом прочности до 640 МПа (65 кгс/мм^2) включительно, условным диаметром до 1400 мм включительно, фактической толщиной стенки не менее 6,2 мм, избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см^2) до 11,8 МПа (120 кгс/см^2) включительно, в том числе для выполнения работ на магистральных односторонних газопроводах и системах газопроводов, проложенных в едином технологическом коридоре, газопроводах-отводах, шлейфах и технологических трубопроводах основного назначения компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, газораспределительных станций и заводов по переработке газа.

1.2 Настоящий стандарт также распространяется на работы, выполняемые на трубопроводах, находящихся в эксплуатации и транспортирующих стабильный и нестабильный конденсат, широкие фракции легких углеводородов, в том числе на территории заводов по переработке газового конденсата.

1.3 Настоящий стандарт регламентирует организацию и технологию работ по врезке отводов, перемычек, лупингов, переходов и ремонту (замене) дефектных участков газопроводов (конденсатопроводов), запорно-регулирующей арматуры, соединительных деталей трубопроводов без прекращения транспорта газа с врезкой байпаса и перекрытием полости трубы с применением специальной технологии сварки (приварки) и врезки под давлением с использованием специального оборудования.

1.4 Положения настоящего стандарта обязательны к применению при ремонте (текущий ремонт по результатам внутритрубной дефектоскопии, замена дефектных участков газопроводов, замена соединительных деталей трубопроводов и т.д.), в том числе для ликвидации аварий и инцидентов на газопроводах (конденсатопроводах); реконструкции газопроводов (конденсатопроводов), а также подключении вновь построенных газопроводов (конденсатопроводов) в газопроводоводы (конденсатопроводоводы) находящиеся под давлением.

1.5 Настоящий стандарт устанавливает требования, обязательные к исполнению дочерними организациями ОАО «Газпром», в том числе их специализированными подразделениями и бригадами, и специализированными организациями, выполняющими работы по проектированию, строительству, в том числе подключению, ремонту, реконструкции газопроводоводов (конденсатопроводоводов) на объектах ОАО «Газпром».

1.6 Договоры со сторонними организациями должны в обязательном порядке содержать ссылку на настоящий стандарт.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия

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

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 8026-92 Линейки поверочные. Технические условия

ГОСТ 9467-75 Электроды, покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы

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

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод

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

ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции

ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. 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 17659-2009 Сварка. Термины многоязычные для сварных соединений

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

СТО Газпром 2-1.12-434-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.1-131-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Магистральные газопроводы

СТО Газпром 2-2.1-653-2012 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы проектирования ремонта линейной части магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I

СТО Газпром 2-2.2-382-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ при строительстве сухопутных участков газопроводов, в том числе в условиях Крайнего Севера

СТО Газпром 2-2.3-137-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть II

СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром».

Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-3.5-046-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-3.5-354-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила эксплуатации магистральных газопроводов

СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ

отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 2601, ГОСТ 15467, ГОСТ Р ИСО 857-1, ГОСТ Р ИСО 17659, а также следующие термины с соответствующими определениями и сокращениями:

3.1.1 **аттестационный центр:** Организация, являющаяся частью организационной структуры системы аттестации сварочного производства и осуществляющая аттестацию сварщиков и специалистов сварочного производства, сварочных материалов, оборудования и технологий в соответствии с требованиями нормативных и методических документов системы аттестации сварочного производства.

3.1.2 **аттестованная технология сварки:** Технология сварки, прошедшая приемку и имеющая свидетельство об аттестации в соответствии с требованиями РД 03-615-03 [1].

3.1.3 **аттестованный сварщик:** Квалифицированный сварщик, прошедший аттестацию и имеющий аттестационное удостоверение в соответствии с требованиями ПБ 03-273-99 [2].

3.1.4 **временное герметизирующее устройство; ВГУ:** Резиновый шар или другое устройство, применяемое при проведении огневых работ для временной локализации участка проведения огневых работ.

[СТО Газпром 14-2005]

3.1.5 **временный байпас:** Участок трубы, подключенный к магистральному газопроводу для временного использования.

3.1.6 **газопровод-отвод:** Газопровод, предназначенный для подачи газа от распределительных или магистральных газопроводов до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов или отдельных потребителей.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.5]

3.1.7 запорное устройство (запорное устройство «Стопл»): Устройство для перекрытия полости трубы газопровода под давлением, состоящее из трех основных частей: гидравлического цилиндра-привода, корпуса перекрывающей головки и самой головки.

3.1.8 зона термического влияния: Участок основного металла, не подвергшийся расплавлению, структура и свойства которого изменились в результате нагрева при сварке или наплавке.

3.1.9 идентификация трубы: Процедура установления соответствия трубы имеющемуся на нее документу о качестве.

3.1.10 контрольное сварное соединение; КСС: Сварное соединение, выполняемое при аттестации сварщиков, сварочных материалов, сварочного оборудования, технологий сварки, допусковых испытаниях сварщиков и являющееся однотипным по отношению к производственным сварным соединениям газопроводов.

3.1.11 лупинг: Газопровод, проложенный параллельно основному газопроводу на отдельных его участках, соединенный с ним перемычками и предназначенный для увеличения пропускной способности и/или для повышения надежности работы газопровода.

[СТО Газпром 2-3.5-454-2010, пункт 3.25]

3.1.12 Национальное Агентство Контроля Сварки; НАКС: Организация (юридическое лицо), являющаяся организационно-структурной частью системы аттестации сварочного производства и осуществляющая разработку нормативных и методических документов, методическое руководство, контроль и координацию деятельности аттестационных центров по аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, сварочных материалов, оборудования и технологий, ведение реестра аттестационных центров и результатов аттестаций.

3.1.13 одготпные сварные соединения: Группы сварных соединений, выполняемых по одной и той же технологии сварки, имеющих общие основные параметры с определенным диапазоном их значений (материал, металл, диаметр, толщина стенки, конструктивные элементы и др.).

3.1.14 освидетельствование трубы: Процедура установления соответствия трубы требованиям нормативных документов при отсутствии на нее документа о качестве.

3.1.15 опасная зона магистрального газопровода: Зона, ограниченная окружностью с радиусом, соответствующим минимально допустимому расстоянию согласно СП 36.13330.2012 [3], а на территории Республики Беларусь согласно ТКП 038-2006 [6], и центром в рабочей зоне, в которой вследствие возможной утечки газа или газового конденсата может образоваться взрывоопасная концентрация и произойти воспламенение (взрыв) или другие негативные последствия.

3.1.16 перемычка: Участок трубы, соединяющий две параллельные нитки системы газопроводов или нитки двух систем газопроводов, для постоянного использования.

3.1.17 перепускной патрубок: Патрубок для подсоединения трубной обвязки запорного устройства или машины для врезки.

3.1.18 пробка герметизирующая (пробка LOR или LOR+): Устройство для герметизации отверстия в тройнике разрезном необходимом для проведения работ по врезке.

3.1.19 полярность обратная: Полярность, при которой электрод присоединяется к положительному полюсу источника питания дуги, свариваемые элементы - к отрицательному.

3.1.20 притупление кромки: Нескошенная часть торца кромки, подлежащей сварке.

3.1.21 проектная организация: Юридическое лицо, выполняющее проектирование объектов ОАО «Газпром», или структурное подразделение в составе эксплуатирующей организации.

3.1.22 разделка кромок: Придание кромкам, подлежащим сварке, необходимой формы.

3.1.23 ремонт сварного шва: Исправление в сварном шве дефектов, выявленных по результатам неразрушающих методов контроля.

3.1.24 ребра жесткости: Стальные уголки, привариваемые к вырезаемому темплету для предотвращения его возможной деформации и повреждения фрезы при врезке в газопровод под давлением.

3.1.25 сертификат: Документ о качестве конкретных партий труб, удостоверяющий соответствие их качества требованиям технических условий, а также специальным требованиям к контракту на поставку.

3.1.26 система аттестации сварочного производства; САСв: Комплекс требований, определяющих правила и процедуру аттестации сварщиков, специалистов сварочного производства, сварочных материалов, сварочного оборудования, технологий сварки для производства сварочных работ при изготовлении, реконструкции, монтаже и ремонте оборудования и объектов, надзор за которыми осуществляет Ростехнадзор.

3.1.27 специализированная подрядная организация: Организация, допущенная в установленном порядке к работ по технологии врезки и/или перекрытию под давлением на объектах транспорта ОАО «Газпром».

3.1.28 специализированное подразделение дочерней эксплуатирующей организации: Филиал эксплуатирующей организации, допущенный в установленном порядке к выполнению работ по технологии врезки и/или перекрытию под давлением на объектах транспорта ОАО «Газпром».

3.1.29 специализированная бригада: Группа специалистов, выполняющих работы определенного вида на объектах ОАО «Газпром».

3.1.30 температура предварительного подогрева: Температура подогрева зоны сварного соединения непосредственно перед операциями сварки.

3.1.31 температура сопутствующего (межслойного) подогрева: Минимальная температура подогрева в зоне сварного шва, которая должна поддерживаться в случае прерывания сварочного процесса, а также перед сваркой последующих слоев шва после сварки предыдущих слоев.

3.1.32 технологическая карта сварки: Карта операционного описания технологического процесса в технологической последовательности по всем операциям подготовки, сборки и сварки с указанием технологических режимов сварки и данных о средствах технологического оснащения, разработанная по форме типовой технологической карты.

3.1.33 тройник разрезной: Тройник, состоящий из двух полуобечаек, которые соединяются между собой сваркой при монтаже на газопроводе под давлением.

3.1.34 тройник разрезной отводной: Тройник понижающего диаметра для подсоединения к магистральному газопроводу газопровода-отвода, байпаса, лупинга.

3.1.35 тройник разрезной равнопроходной (стопльный): Тройник для монтажа запорного устройства.

3.1.36 тройник разрезной с боковым ответвлением: Тройник, имеющий вертикальное и боковое ответвления для подсоединения в вертикальной и горизонтальной плоскости к магистральному газопроводу газопровода-отвода, переемычки, лупинга.

3.1.37 угол скоса кромки: Острый угол между плоскостью скоса кромки и плоскостью торца свариваемого элемента.

3.1.38 уровень качества сварных соединений газопроводов: Совокупность требований к допустимым размерам дефектов сварных

соединений газопроводов в зависимости от категории, характеристик и природно-климатических условий их эксплуатации.

3.1.39 усиление сварного шва: Выпуклость шва, определяемая расстоянием между плоскостью, проходящей через видимые линии границы сварного шва с основным металлом, и поверхностью сварного шва.

3.1.40 эксплуатирующее дочернее общество: Юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию газовых объектов ОАО «Газпром».

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВИК - визуально-измерительный контроль;

ВТД - внутритрубная диагностика;

ЗТВ - зона термического влияния;

КИПиА - контрольно-измерительный прибор и автоматика;

КСС - контрольное сварное соединение;

ЛПУ МГ - линейно-производственное управление магистрального газопровода;

МК - магнитопорошковый контроль;

НК - неразрушающий контроль;

НАКС - национальная ассоциация контроля и сварки;

ОК - общероссийский классификатор;

ПВК - контроль проникающими веществами (капиллярный);

ПИЛ - производственная испытательная лаборатория;

ПК - пикет;

ППР - проект производства работ;

ППРк – проект производства работ кранами;

ПТО - производственно-технический отдел;

ПУВ – проектная документация на узел врезки;

РК - радиационный контроль;

СДТ - соединительные детали трубопровода;

СТУ - специальные технические условия;

- ТПА - трубопроводная арматура;
- ТУ - технические условия;
- УЗК - ультразвуковой контроль;
- УШС - универсальный шаблон сварщика.

4 Основные нормативные положения

4.1 Виды работ с применением технологии врезки под давлением

4.1.1 Врезку отводов, новых внутрисистемных и межсистемных перемычек, подключение лупингов, переходов (через естественные и искусственные преграды) под давлением без остановки транспорта газа применяют как способы ведения работ при реконструкции и ремонте (текущем и капитальном) газопроводов, в том числе:

- при подключении вновь построенных газопроводов к магистральным (к системе газопроводов);
- при подключении газопроводов-отводов (к промышленным предприятиям, сельским районам и поселкам и т.д.);
- при выполнении стояков отбора газа на собственные технологические нужды, заливки метанола, сброса жидкости из полости газопровода (дрипы) и т.п.;
- при подключении камер запуска-приема устройств ВТД и очистных устройств к газопроводам, в том числе временных камер;
- при внесении конструктивных изменений в технологическую схему газопровода для повышения рабочего давления до проектного и пропускной способности;
- при изменении проектной конструкции переходов газопроводов через авто-, железные дороги, водные преграды;
- при подключении стояков для подключения мобильных компрессорных установок перекачки природного газа.

4.1.2 Врезку временного байпаса, лупинга и перекрытие полости трубы под давлением применяют при проведении ремонта в т.ч. аварийного, аварийно-восстановительного и текущего ремонта газопроводов с заменой или демонтажем дефектных участков труб, ТПА, СДТ без остановки транспорта продукта.

4.1.3 Выполнение планово-профилактических и ремонтно-восстановительных работ, а также работ по капитальному ремонту с применением технологии врезкой под давлением, перекрытием сечения трубопровода без остановки транспорта газа и работой газопровода по временной байпасной линии, в т.ч.:

- замена или демонтаж дефектных участков труб, СДТ и ТПА, а также врезка новых СДТ и ТПА;

- подключение временных камер запуска-приема внутритрубных устройств;

- вывод в капитальный ремонт и последующий ввод в эксплуатацию после выполнения капитального ремонта трубопроводов, газораспределительных станций.

4.1.4 Применяют при врезке стояка отбора газа, врезке газопровода-отвода при подключении временной камеры запуска очистных устройств для проведения очистки полости газом отремонтированного участка газопровода, врезке газопровода-отвода при подключении мобильных компрессорных установок для перекачки природного газа перед выводом газопроводов в капитальный ремонт.

4.1.5 Работы на конденсатопродуктопроводах должны выполняться с учетом требований ВРД 39-1.10-049-2001 [5].

4.1.6 При выполнении работ для ликвидации аварий и инцидентов на линейной части газопроводов (конденсатопроводов) требуется наличие типового ППР, составленного с учетом требований 4.2.

4.1.7 ТУ на оборудование для врезки и перекрытия трубопровода, в том числе применяемые материалы, должны быть согласованы с ОАО «Газпром», согласно порядку, регламентируемому СТО Газпром 2-3.5-046. Специальное оборудование должно иметь разрешительную документацию для применения в соответствии с требованиями законодательства и правилами технического регулирования Таможенного союза.

4.1.8 Врезку отводов, перемычек, лупингов, байпасов, переходов и перекрытие полости трубопроводов под давлением следует производить под руководством ответственного лица, прошедшего аттестацию по промышленной безопасности и проверку охраны труда, а также проверку знаний правил производства работ и допущенного к руководству этими работами.

4.2 Требования к проектной, технологической и исполнительной документации

4.2.1 Врезка трубопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода) или ремонт трубопровода с применением технологии врезки и/или перекрытия под давлением производится в соответствии с проектной документацией на узел врезки (далее - ПУВ), входящей в состав проекта на строительство, реконструкцию или ремонт объекта транспорта ОАО «Газпром», либо являющейся самостоятельным проектом на ремонт (врезку).

4.2.2 ПУВ разрабатывается проектной организацией на основании данных, предоставляемых эксплуатирующей организацией, а также данных обследования технического состояния газопровода в предполагаемом месте врезки и утверждается в установленном порядке:

– для объектов капитального строительства, реконструкции согласно СТО Газпром 2-1.12-434;

– для объектов капитального ремонта согласно СТО Газпром 2-2.3-231.

4.2.3 Общие требования к составу и содержанию разделов проектной документации регламентированы Положением [7], СТО Газпром 2-1.12-434,

СТО Газпром 2-2.1-653, а на территории Республики Беларусь ТКП 45-1.03-161-2009 [8].

4.2.4 ПУВ должна содержать:

- подробную схему и характеристику участка газопровода, на котором должны производиться врезка и перекрытие полости газопровода;
- данные диагностических обследований;
- расчет допустимого давления на участке газопровода при сварке и врезке под давлением;
- конструкцию и расчет узла врезки;
- спецификацию применяемых изделий и материалов;
- требования к испытаниям;
- перечень исполнительной документации по изготовлению, испытанию и контролю сварных соединений элементов узла врезки;
- специальные требования по охране труда, промышленной и пожарной безопасности при проведении работ.

4.2.5 На основании ПУВ и требований настоящего стандарта, специализированной подрядной организацией или специализированным подразделением эксплуатирующей организации, которые будут производить работы, разрабатывается ППР по врезке под давлением и утверждается в установленном порядке.

4.2.6 Состав, содержание, порядок разработки и оформления ППР при врезке и/или перекрытию трубопровода регламентирован Инструкцией [9], при ремонте газопровода СТО Газпром 2-2.1-653, а на территории Республики Беларусь ТКП 45-1.03-161-2009 [8]. ППР должен содержать следующую информацию:

- организацию рабочего места, расстановку оборудования и механизмов, охранных постов, средств связи и др.;
- операционно-технологические карты сборки и сварки узлов, деталей узлов врезки;

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

- документацию по изготовлению, испытанию и контролю сварных соединений элементов узла врезки (включая операционные технологические карты сборки, сварки и контроля узлов и/или деталей узлов врезки);
- технические и технологические требования к производству работ (включая порядок переключений участка газопровода, технологического оборудования);
- состав специализированной бригады, выполняющей работы по врезке и/или перекрытию;
- перечень оборудования, механизмов и средств контроля качества работ;
- требования к контролю качества сварных соединений при проведении работ по сварке под давлением на участке газопровода (включая порядок, методы и объем контроля);
- требования по охране труда, промышленной и пожарной безопасности при проведении работ;
- календарный план выполнения работ.

4.2.7 Для выполнения монтажных работ кранами-трубоукладчиками и автомобильными грузоподъемными кранами должны быть разработаны проекты производства работ кранами (ППРк) в соответствии с требованиями РД-11-06-2007 [10].

4.2.8 Для выполнения врезок под давлением эксплуатирующей организацией должен быть разработан план организации огневых работ в соответствии с СТО Газпром 14 и утвержден в установленном порядке.

4.2.9 Для выполнения работ по врезке и перекрытию трубопровода при наземной и надземной прокладке в ПУВ проектной организации следует предусматривать мероприятия, обеспечивающие безопасную последующую эксплуатацию узла врезки и трубопровода.

4.2.10 Не допускается проводить работы на газопроводе под давлением без ПУВ (кроме ремонтно-восстановительных и аварийных работ) и ППР, разработанных специализированной проектной организацией или

специализированным подразделением эксплуатирующей организации (ИТЦ, УАВР АВП), а также плана организации огневых работ, утвержденных в установленном порядке. Отступления при производстве работ от вышеуказанных документов не допускается.

4.2.11 При разработке проектной документации на газопровод, подключаемый к узлу врезки, устанавливать категорию участка газопровода «С» по СТО Газпром 2-2.1-249(строка 18 таблицы 2) на расстояние не менее 100 метров.

4.2.12 Для участка категории «С» предусматривать двухэтапные испытания, как для пересечений с подземными коммуникациями (таблица 2 СТО Газпром 2-3.5-354). Первый этап (предварительные испытания) выполнять гидравлическим способом на давление не менее $1,25P_{раб}$. Давление заключительного этапа испытаний должно быть не более 90% давления предварительных испытаний участка категории «С».

4.2.13 Соединение испытанного узла врезки с подключаемым участком трубопровода может производиться только после предварительных испытаний участка категории «С». Контроль этого сварного стыка должен осуществляться по требованиям к захлестным (гарантийным) сварным соединениям согласно СТО Газпром 2-2.4-083.

4.2.14 При выполнении работ по врезке под давлением должна оформляться следующая исполнительная документация:

- документы о качестве труб (в предполагаемом месте врезки), узлов и/или деталей узлов врезки (сертификаты или паспорта), сертификаты сварочных материалов;
- данные диагностических обследований*;
- наряд-допуск на выполнение работ по сварке под давлением;
- наряд-допуск на выполнение работ по врезке и перекрытию полости газопровода под давлением;
- заключения по проверке качества сварных соединений узла врезки;

* Объем диагностических обследований приведен в подразделах 5.1 и 5.6

- журнал учета работ по сварке на газопроводах под давлением;
- журнал учета работ по врезке на газопроводах под давлением;
- журнал учета работ по перекрытию полости трубы на газопроводах под давлением;
- журнал регистрации результатов контроля качества сварных соединений узла врезки физическими методами (материалы и результаты контроля должны храниться в производственно-испытательной измерительной лаборатории);
- акт на гарантийное сварное соединение узла врезки на газопроводах под давлением;
- акт на герметизацию технологических отверстий;
- акт испытания на герметичность и прочность узла врезки на газопроводах под давлением;
- акт приемки узла врезки на газопроводах под давлением.

4.3 Технологическая последовательность работ

4.3.1 Технологическая последовательность работ по врезке в трубопровод под давлением:

- организационно-подготовительные работы;
- земляные работы;
- подготовительные работы на месте производства работ;
- сварочно-монтажные работы;
- контроль качества сварных соединений узла врезки;
- монтаж оборудования выполнения работ по врезке;
- испытания на прочность узла врезки и проверка герметичности соединений;
- выполнение врезки в трубопровод;
- демонтаж оборудования;
- операции по установке герметизирующей заглушки;
- заключительные работы.

4.3.2 Технологическая последовательность работ при выполнении работ по перекрытию газопровода под давлением, выполняемых после демонтажа оборудования для производства работ по врезке в трубопровод:

- монтаж оборудования для перекрытия;
- испытания на прочность узла врезки и проверка герметичности соединений;
- выполнение перекрытия трубопровода;
- выполнение огневых работ;
- демонтаж оборудования;
- операции по установке заглушки;
- заключительные работы.

4.3.3 Технологические операции при врезке в газопровод/перекрытию газопровода должны выполняться в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

5 Организационно-подготовительные работы

5.1 Идентификация или освидетельствование трубы

5.1.1 На участок газопровода в месте узла врезки должна иметься исполнительная документация, в т.ч. документы качества (сертификаты) на трубы, паспорта на СДТ, ТПА, сварочный журнал, Заключения о контроле качества кольцевых сварных соединений неразрушающими методами.

5.1.2 Работы по врезке под давлением на действующих газопроводах разрешается производить при известном химическом составе металла трубы в предполагаемом месте узла врезки. Химический состав определяют по сертификатным данным трубы в месте узла врезки.

5.1.3 При наличии заводской маркировки, достаточной для идентификации труб документам качества (сертификатам) или требованиям нормативных документов, регламентирующих применение труб, измеряют диаметр, толщину стенки и определяют по данным документа качества

(сертификата) химический состав, класс прочности, эквивалент углерода и марку трубной стали.

5.1.4 При отсутствии документов качества (сертификатов) на трубы в месте узла врезки на стадии выполнения инженерных изысканий для разработки ПУВ проводят освидетельствование труб с целью установления их соответствия требованиям нормативных документов ОАО «Газпром», регламентирующих применение труб.

5.1.5 Химический анализ рекомендуется преимущественно выполнять в трассовых условиях в соответствии с приложением А с применением переносных (мобильных) приборов или в лабораторных условиях атомно-эмиссионными и/или другими методами, регламентированными действующими нормативными документами и обеспечивающими необходимую точность, соответствующую требованиям нормативной документации на трубы нефтегазового сортамента и прокат для их изготовления.

5.1.6 В случае невозможности определения химического состава и класса прочности выполнять работы по врезке под давлением на действующих газопроводах не допускается. При отсутствии исполнительной документации на участок газопровода, а именно место узла врезки, должны проводиться идентификация или освидетельствование труб в соответствии с ВРД 39-1.11-014-2000 [11].

5.1.7 Работы по врезке под давлением на действующих газопроводах следует производить на участках газопроводов с трубами предпочтительно с низким эквивалентом углерода, но не более 0,46.

5.1.8 Эквивалент углерода трубной стали определяется по нормативным значениям, указанным в сертификатах на трубы. В случаях отсутствия сертификатов эквивалент углерода определяют по химическому составу, определенному в соответствии с 5.1.3-5.1.5.

5.1.9 Эквивалент углерода [С]э определяют по формуле приведенной в СП 36.13330.2012 [3] (пункт 17.1.9):

$$[C]_{\text{э}} = C + \frac{\text{Mn}}{6} + \frac{\text{Cr} + \text{Mo} + \text{V}}{5} + \frac{\text{Ni} + \text{Cu}}{15}, \quad (1)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ni, Cu - содержание, % от массы, в составе металла трубной стали углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди соответственно.

5.1.10 Перед выполнением сборки соединений узлов врезки необходимо измерить толщину стенки газопровода на расстоянии не менее 100 мм по обе стороны от границ предполагаемых сварных соединений. Выполнение работ в местах с утонением стенки, выходящим за минусовой допуск (по ГОСТ или ТУ на трубы) не допускается, место врезки следует изменить.

5.1.11 Отклонения от номинальных размеров наружных диаметров и овальность труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не должны превышать пределов, обеспечивающих допустимый зазор при сварке узла врезки с поверхностью газопровода. Для измерений следует применять рулетки измерительные по ГОСТ 7502, поверочные линейки по ГОСТ 8026 и др. При превышении пределов отклонений в предполагаемом месте врезки место врезки следует изменить.

5.2 Определение параметров технологического режима работы газопровода при врезке под давлением

5.2.1 Непосредственно перед ремонтными работами эксплуатирующая организация должна предоставить специализированной организации или специализированному подразделению эксплуатирующей организации документ, подтверждающий фактические значения параметров режима работы участка трубопровода (рабочего давления $P_{\text{раб}}$, скорости газа V_2 , температуры газа t_2 , температуры воздуха $t_в$), допустимых при врезке под давлением. В документе должны быть отражены время и дата работы трубопровода на данных параметрах.

В период производства работ по врезке под давлением и перекрытию полости эксплуатирующая организация должна обеспечить значения параметров режима работы участка трубопровода.

5.2.2 Параметры режима работы участка трубопровода определяются согласно положениям настоящего стандарта с учетом Р Газпром 2-2.3-352-2009 [4].

5.2.3 Максимально допустимое рабочее давление $P_{\text{доп}}$, МПа, на участке газопровода при проведении работ по сварке, врезке и перекрытию полости трубы, вычисляют по формуле

$$P_{\text{доп}} = k_1 \frac{\delta - c}{\delta_n} P_y, \quad (2)$$

где k_1 - коэффициент сварного шва, принимаемый равным:

– 1,0 – для прямошовных электросварных дуговой сваркой и бесшовных труб;

– 0,8 – для спиральношовных труб;

δ - фактическая толщина стенки трубы в месте приварки (по результатам замера), мм;

c - часть толщины стенки трубы со сниженным пределом текучести материала в результате нагрева при сварке, принимается равным 2,4 мм;

δ_n - номинальная толщина стенки трубы в месте приварки по ПУВ, мм;

P_y - установленное рабочее давление в газопроводе, МПа.

Максимально допустимое давление на участке газопровода при проведении работ по врезке и перекрытию газопровода дополнительно уточняется и устанавливается в соответствии с заявленными характеристикам оборудования по врезке и перекрытию.

5.2.4 Категории участков газопровода устанавливают по СП 36.13330.2012 [3], а на территории Республики Беларусь по СНиП 2.05.06-85* [12], с учетом конкретных условий категории допускается

повышать. В случае проведения работ по врезке между участками разных категорий следует принимать наименьшее значение $P_{\text{доп}}$.

При разработке каждого ПУВ проектная организация определяет величину рабочего давления на участке газопровода, где предполагается выполнение работ по врезке, значение которого не должно превышать максимально допустимое, рассчитанное по формуле (2).

5.2.5 Требования к организации и производству сварочных работ на действующем газопроводе под давлением приведены в 7.3.

5.3 Подготовка трассы

5.3.1 Участок газопровода, где планируется врезка отвода, лупинга, переемычки либо ремонт, и смежных газопроводов (параллельных или пересекающих его) обследуют в границах опасной зоны, приведенных в таблице 1, с целью обнаружения мест, поврежденных коррозией, выявления и устранения утечек взрывоопасных веществ, легковоспламеняющихся жидкостей, по своей интенсивности и местоположению представляющих опасность при выполнении огнеопасных работ.

На время производства работ на газопроводе врезкой под давлением запрещается подъем давления на параллельных и пересекающих его нитках газопроводов.

5.3.2 Расположение продольной оси определяют и отмечают колышками, устанавливаемыми через 50 м. Глубину заложения газопровода определяют и отмечают знаками высотой от 1,5 до 2,0 м с указанием фактической глубины заложения устанавливают в пределах видимости на прямых участках трассы не более чем через 50 м в местах пересечения с отводом, лупингом, байпасом.

Положения газопровода в вертикальной (глубина заложения) и горизонтальной (в плане) плоскостях определяют с использованием трассоискателей, искателей повреждений. Уточнение положения оси газопровода производят медным щупом.

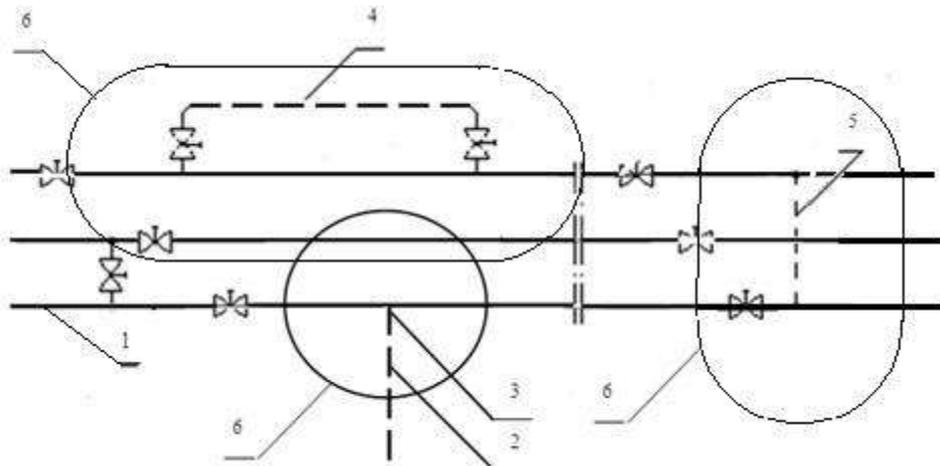
Таблица 1 - Радиусы опасных зон

Рабочее давление, МПа, (кгс/см ²)	Условный диаметр, мм	Радиусы опасных зон, м
Св. 2,5 (25) до 10 (100) включ.	300 и менее	100
	Св. 300 до 600 включ.	150
	Св. 600 до 800 включ.	200
	Св. 800 до 1000 включ.	250
	Св. 1000 до 1200 включ.	300
	Св. 1200 до 1400 включ.	350
Св. 1,2 (12) до 2,5 (25) включ.	300 и менее	75
	Св. 300	125

5.3.3 Границы опасной зоны обозначают (оконтуривают), как показано на рисунке 1, закрепив на местности предупредительные знаки.

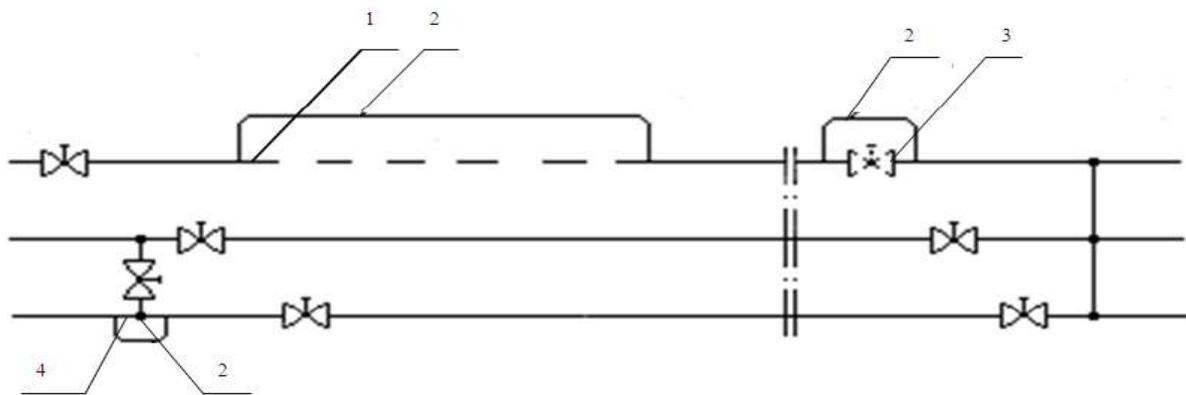
5.3.4 Вдольтрассовые и подъездные дороги обследуют и, при необходимости, ремонтируют.

5.3.5 Для защиты от атмосферных осадков и ветра места монтажа узлов врезки и перекрытия полости газопровода обеспечивают навесом или укрытием. Специализированная организация, специализированное подразделение эксплуатирующей организации подготавливают комплект оборудования, инвентарь, материалы для выполнения работ по сварке и подогреву зоны сварных соединений, врезке и перекрытию полости трубы на газопроводе под давлением строго в соответствии с ПУВ и ППР.



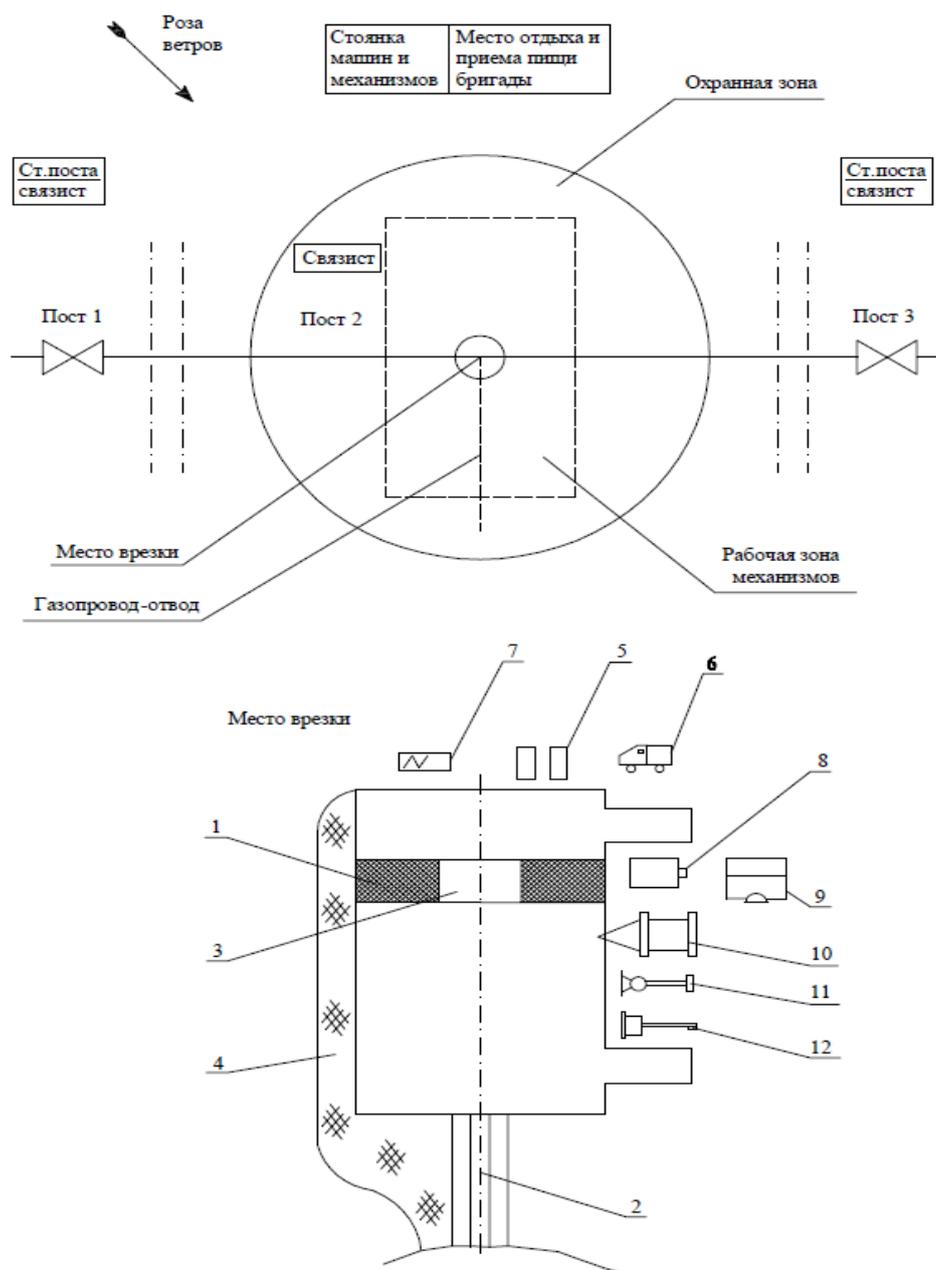
1 - магистральный газопровод; 2 - ось газопровода-отвода (перемычки между системами газопроводов); 3 - место врезки газопровода отвода в магистральный газопровод; 4 - врезка лупинга; 5 - врезка перемычки между нитками магистрального газопровода; 6 - граница опасной зоны при врезке газопровода

Рисунок 1 - Схема магистрального газопровода с указанием места врезки отвода (перемычки, лупинга)



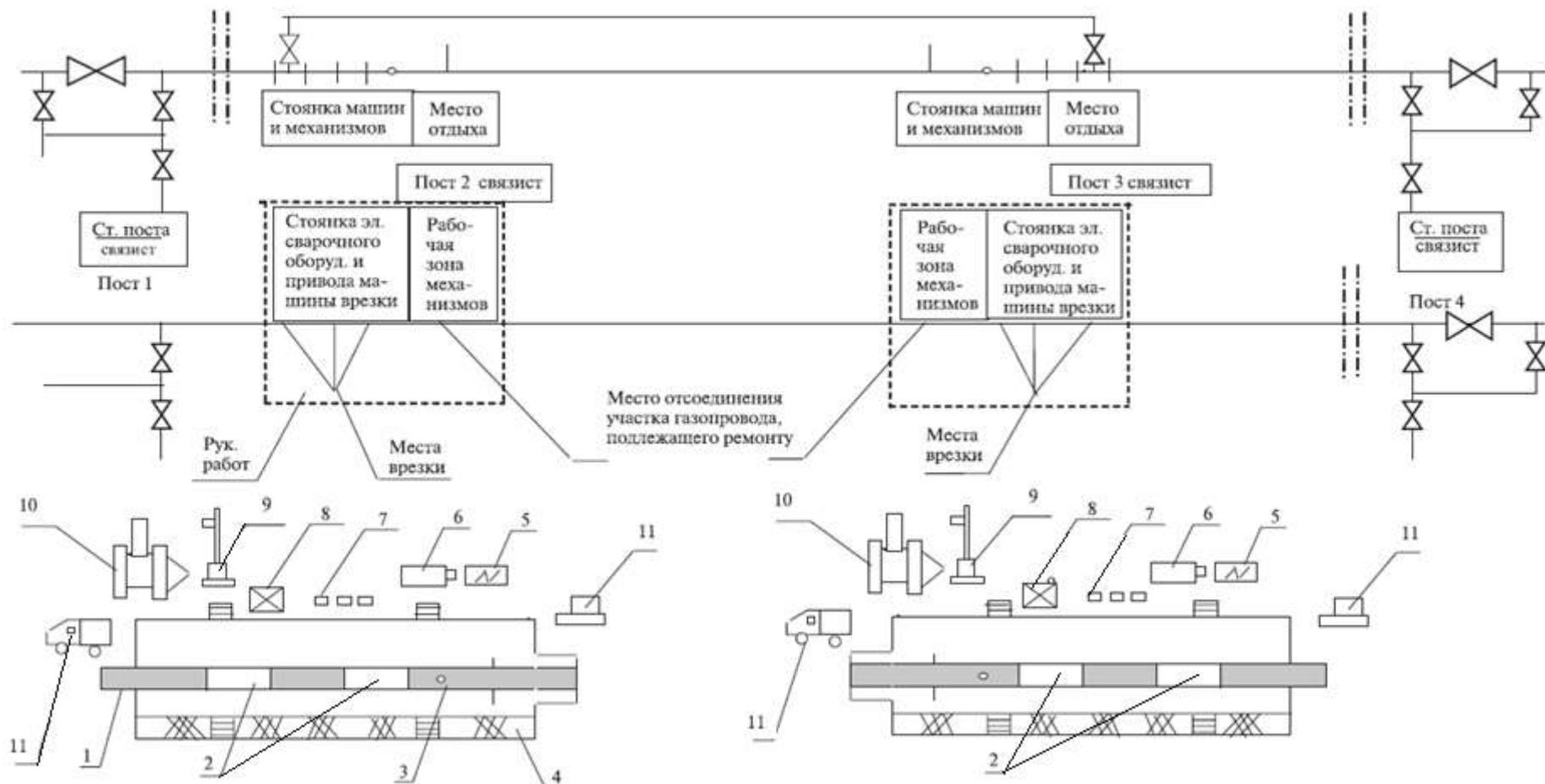
1 - ремонт (замена) участка газопровода с устройством временного байпаса (лупинга); 2 - временный байпас; 3 - замена ТПА с устройством временного байпаса; 4 - замена СДТ (тройника) с устройством временного байпаса

Рисунок 2 - Виды ремонта (замены) участка газопровода, запорно-регулирующей арматуры, соединительных деталей трубопровода



- 1 - магистральный газопровод; 2 - газопровод-отвод; 3 - место установки разрезного тройника; 4 - отвал грунта; 5 - газорезательное оборудование; 6 - спецтехника; 7 - электростанция; 8 - сварочное оборудование и оборудование для термообработки (подогрева); 9 - тройник; 10 - трубоукладчик (грузоподъемное оборудование); 11 - шаровой кран (при использовании); 12 - машина для резки

Рисунок 3 - Схема организации работ по резке отвода (лупинга) в магистральный газопровод



- 1 - газопровод; 2 - места установки тройников; 3 - место установки стравливающего патрубка; 4 - отвал грунта;
 5 - электростанция; 6 - электросварочное оборудование; 7 - газорезательное оборудование; 8 - тройники, патрубки;
 9 - машина для врезки/перекрытия; 10 - трубоукладчик; 11 - спецтехника, оборудование в охранной зоне

Рисунок 4 — Схема организации работ при ремонте газопровода (запорно-регулирующей арматуры, соединительных деталей трубопровода) с врезкой временного байпаса

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

5.3.6 Перед началом работ ответственное лицо должно проинструктировать исполнителей по мероприятиям, предусмотренным нарядом-допуском и планом организации огневых работ (при сложных огневых работах).

5.3.7 Виды ремонта и схемы организации работ по врезке отвода (перемычки, лупинга, перехода), байпаса с размещением оборудования приведены на рисунках 2, 3, 4.

5.4 Разработка котлована

5.4.1 Разработку котлована производят согласно требованиям Правил [13], а на территории Республики Беларусь согласно ТКП 038-2006 [6]. Земляные работы по вскрытию подземного трубопровода и разработке котлована для производства работ выполняют в соответствии с требованиями СТО Газпром 14 и СТО Газпром 2-2.3-231, при этом ходовая часть и опорные элементы экскаватора не должны перемещаться непосредственно над газопроводом. Применение ударных инструментов не допускается. Под трубой грунт разрабатывают ниже нижней образующей трубы на глубину порядка от 0,5 до 0,6 м.

5.4.2 Крутизну откосов котлована определяют в зависимости от его глубины, типа грунта и его состояния в соответствии с таблицей 2. Крутизну откоса определяют отношением его высоты к заложению.

Таблица 2 — Крутизна откосов котлована

Вид грунтов	Крутизна откосов при глубине выемки, м, не менее		
	1,5	3	5
Насыпные и неуплотненные	1: 0,67	1: 1	1: 1,25
Песчаные и гравийные	1: 0,50	1: 1	1: 1
Супесь	1: 0,25	1: 0,67	1: 0,85
Суглинок	1: 0	1: 0,50	1: 0,75
Глина	1: 0	1: 0,25	1: 0,50
Лессы и лессовидные	1: 0	1: 0,50	1: 0,50

При напластовании различных видов грунта крутизну откосов для всех видов пластов определяют по наиболее слабому типу грунта.

5.4.3 Размеры котлована должны обеспечивать размещение необходимого оборудования в зависимости от вида выполняемых работ:

- по оси газопровода, вдоль его образующей:
 - разрезных тройников для врезки и подсоединения отвода;
 - перемычки;
 - лупинга;
 - байпаса;
 - перекрытия полости газопровода, перепускных патрубков;
- перпендикулярно оси газопровода:
 - плоской задвижки;
 - шарового крана;
 - машины для вырезания отверстия в трубе газопровода;
 - запорных устройств для перекрытия полости трубы.

5.4.4 Рекомендуемые размеры котлована (максимальные) в зависимости от применяемого оборудования приведены в таблицах 3, 4 и на рисунках 5, 6.

Таблица 3 - Размеры котлована для врезки газопровода-отвода, перемычки, лупинга

Диаметр газопровода, мм	Размеры котлована, м							
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>L</i>	<i>l</i>	<i>H</i>	<i>h₁</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
530	3,20	1,60	7,80	2,00	1,90	0,60	1,20	0,5-0,6
720	3,50	1,75	8,50	2,20	2,10	0,70	1,20	0,5-0,6
820	5,00	2,50	9,40	2,40	2,20	0,84	1,20	0,5-0,6
1020	6,00	3,00	10,70	2,60	2,60	0,90	1,20	0,5-0,6
1220	6,00	3,00	11,70	2,80	2,80	1,00	1,20	0,5-0,6
1420	6,00	3,00	12,50	2,80	3,00	1,20	1,20	0,5-0,6

Таблица 4 - Размеры котлована для врезки байпаса, лупинга и запорных устройств при ремонте участка газопровода с использованием комплекта оборудования для врезки

Диаметр газопровода, мм	Размеры котлована, м					
	b_1	A	L	H	h_1	c
530	1,30	2,60	6,00	1,90	0,60	1,20
720	1,40	2,80	6,00	2,10	0,70	1,20
820	1,40	2,80	7,00	2,20	0,84	1,20
1020	1,50	3,00	9,00	2,60	0,90	1,20
1220	1,60	3,20	9,00	2,80	1,00	1,20
1420	1,70	3,40	9,00	3,00	1,20	1,20

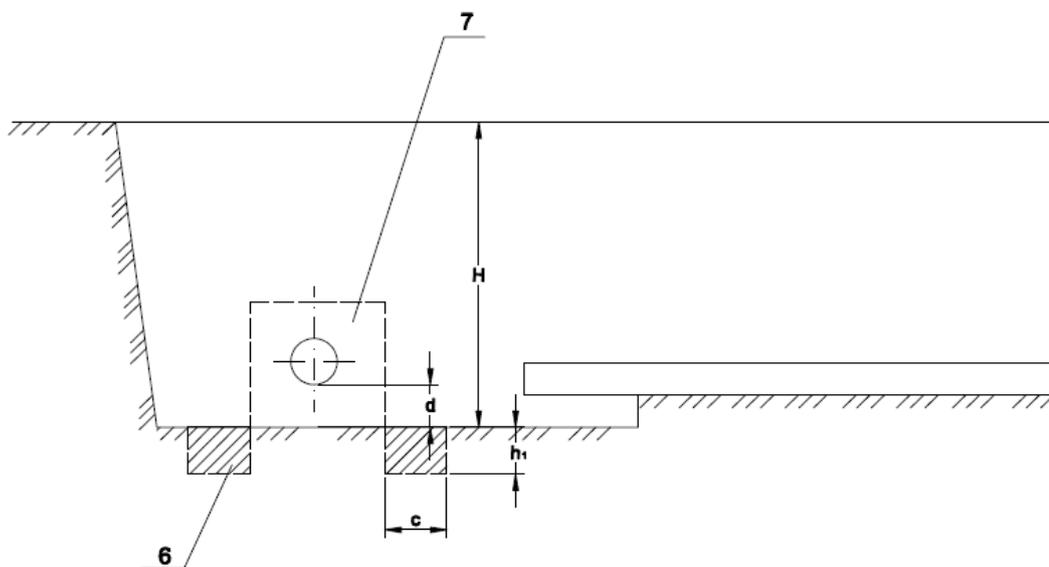
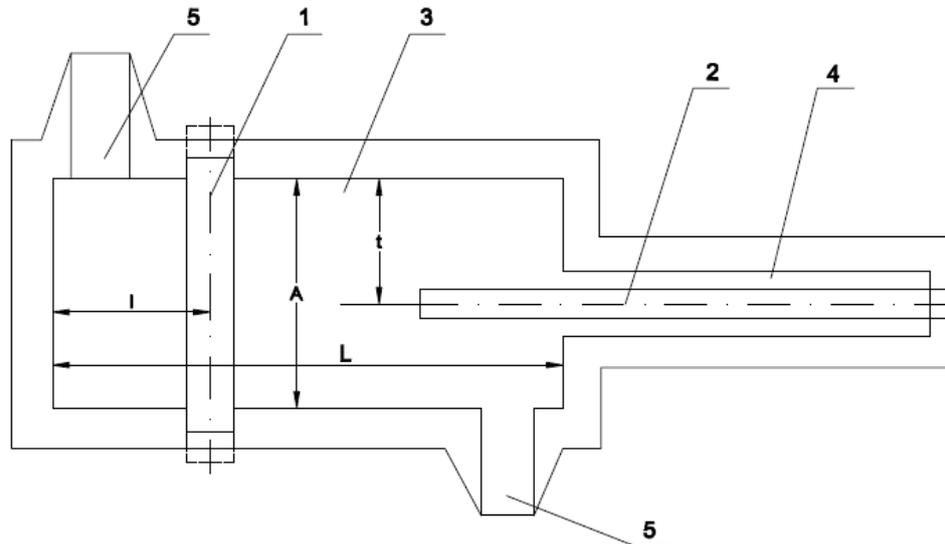
5.4.5 Горизонтальную врезку через узлы конструктивного исполнения тип I, Ia, Ib (см. раздел 6), допускается производить при условии разработки грунта в котловане, разрабатываемого вокруг трубы вручную (см. рисунок 5, позиция 7) до нижней образующей газопровода.

5.4.6 Вертикальную врезку через узлы конструктивного исполнения тип I, Ia, Ib, допускается производить при условии разработки контура грунта в котловане, разрабатываемого вокруг трубы вручную (см. рисунок 6, позиция 8), до оси газопровода, вдоль его образующей.

5.5 Подготовка поверхности трубы

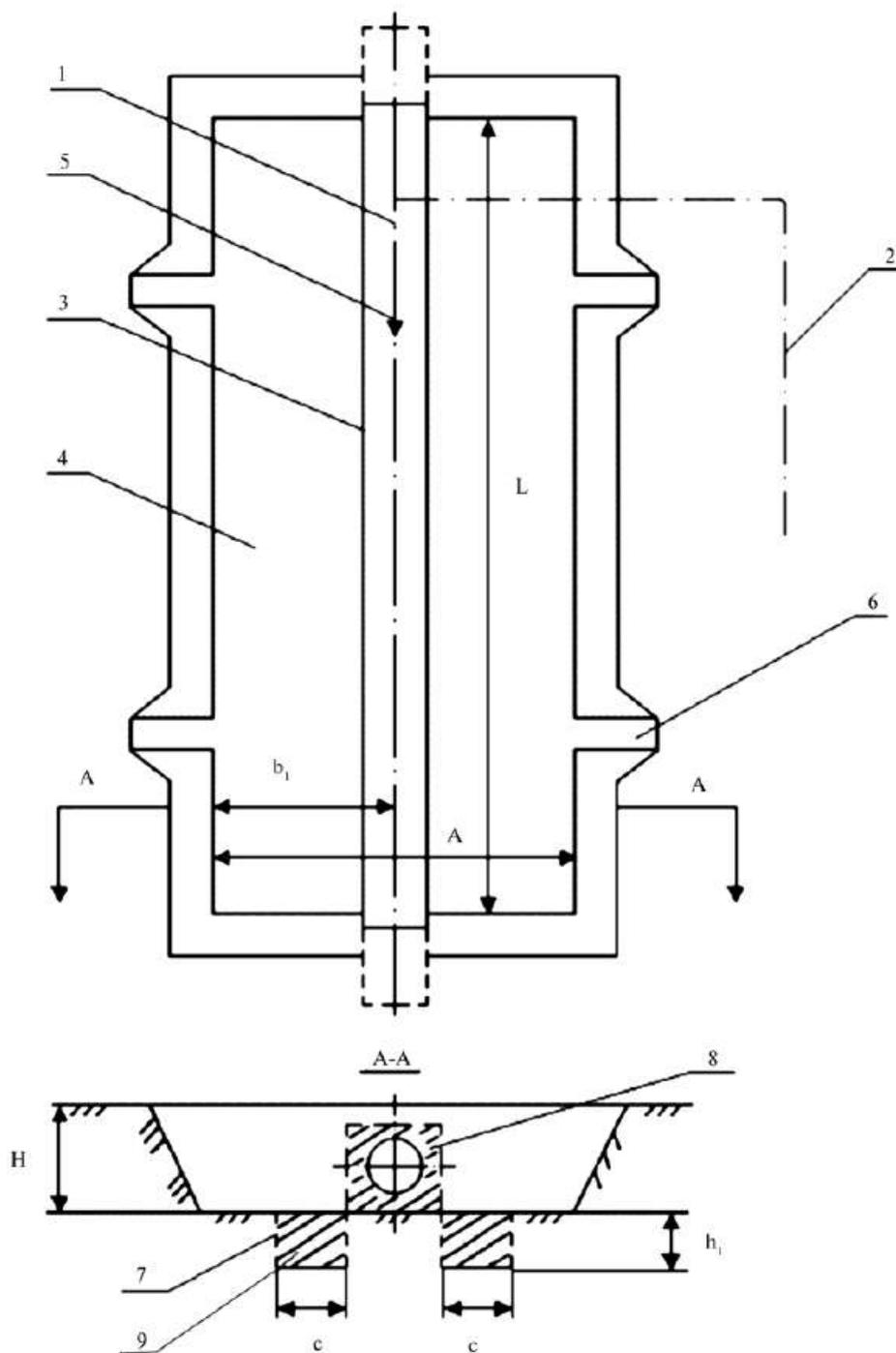
5.5.1 Поверхность трубы, находящейся под давлением, на всю длину участка газопровода в котловане очищают от остатков грунта, изоляции на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов врезки. Очистку производят вручную либо пескоструйными установками, скребками, другими инструментами безударного действия.

5.5.2 Места врезки и установки узлов врезки (отводных патрубков, разрезных тройников, перепускных патрубков) определяют и намечают несмываемой краской на поверхности трубы.



1 - магистральный газопровод; 2 - газопровод-отвод; 3 - котлован; 4 - траншея газопровода-отвода; 5 - выход из котлована; 6 - «карман» с насыпным грунтом; 7 - контур грунта, разрабатываемого вокруг трубы вручную

Рисунок 5 - Котлован для горизонтальной врезки газопровода-отвода (перемычки, лупинга) в магистральный газопровод



1 - ось магистрального газопровода; 2 - ось байпаса; 3 - магистральный газопровод; 4 - котлован; 5 - направление транспорта газа; 6 - выход из котлована; 7 - «карманы»; 8 - грунт, разрабатываемый вокруг трубы вручную; 9 - насыпной грунт

Рисунок 6 - Котлован для вертикальной врезки байпаса (отвода) и запорных устройств в магистральный газопровод при ремонте

5.6 Контроль качества металла трубы и заводских сварных соединений

5.6.1 Контроль качества металла трубы проводят визуальным и неразрушающим (сплошным сканированием ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 полного периметра очищенной поверхности газопровода в месте монтажа узла врезки, включая участки на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки).

5.6.2 Неразрушающий контроль полной длины заводского сварного шва (продольного и спирального) радиографическим методом по ГОСТ 7512 или ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 проводят на очищенной поверхности трубы газопровода на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов врезки. Допускается при необходимости применять дополнительные физические методы неразрушающего контроля.

5.6.3 Для контроля качества металла трубы и замера толщины стенки используют ультразвуковые толщиномеры по ГОСТ 28702 и дефектоскопы по ГОСТ 23667.

5.6.4 В месте монтажа узла врезки в металле трубы и заводского сварного шва трубы (продольного или спирального) не допускается наличие поверхностных и внутренних дефектов (расслоений, трещин, раковин, коррозионных дефектов любой глубины и протяженности, рисок, задиров, царапин глубиной более 5 % от толщины стенки).

Дефекты наружной поверхности труб, размеры которых превышают предельно допустимые по СТУ, ГОСТ, следует устранять механическим способом, с шероховатостью поверхности после шлифовки не более Rz40, при этом толщина стенки труб после механической обработки не должна выйти за пределы минусовых допусков.

Нормы оценки качества заводских сварных швов трубы (продольных и спиральных) неразрушающими физическими методами контроля должны соответствовать требованиям, указанным в ТУ или ГОСТ на трубы.

При обнаружении в контролируемых зонах недопустимых поверхностных или внутренних дефектов место врезки сдвигают.

Ремонт дефектов наплавкой не допускается.

5.6.5 Зачищают механическим способом поверхность стенки газопровода в местах наложения кольцевых сварных швов приварки узла врезки до металлического блеска с использованием приспособлений безударного действия на расстояние 150 мм по обе стороны окружности сварки. Забоины и задиры на основной трубе не допускаются.

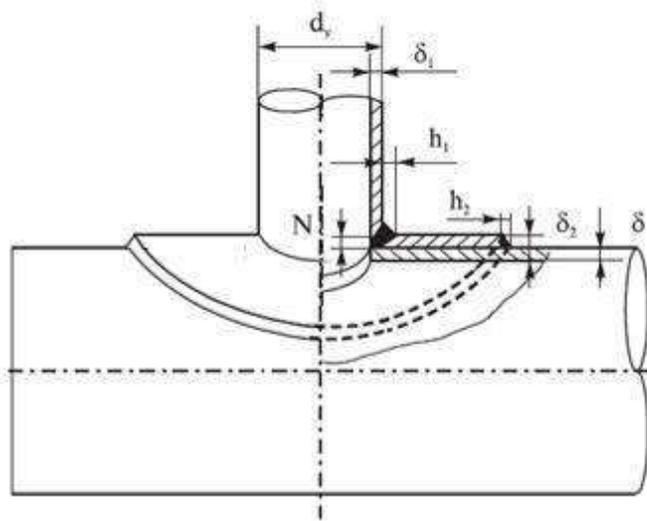
5.6.6 Зашлифовывают выпуклость сварных швов трубы газопровода (продольного или спирального) заподлицо с поверхностью трубы на расстоянии не менее 150 мм в каждую сторону от торцов узла врезки с плавным переходом на наружную поверхность заводских швов. Зашлифовку производят только после снижения давления на участке до величины допустимого (см. 5.2) механическим способом с использованием шлифмашинки, либо напильника.

6 Конструктивное исполнение узлов врезки

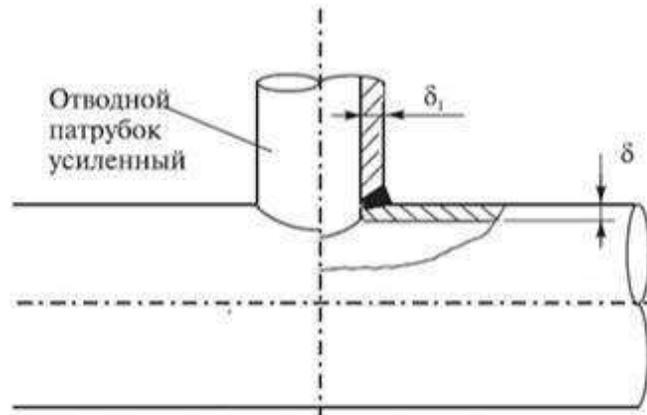
6.1 Для выполнения работ по врезке отводов (перемычек, лупингов, переходов), байпасов, запорных устройств на газопроводах под давлением применяют следующие конструкции узла врезки, приведенные на рисунке 7:

- тип I - отводной патрубок с усиливающей накладкой;
- тип Ia - отводной патрубок усиленный, без накладки (в т.ч. велдолет, резьбовой фитинг);
- тип Ib - фланцевый отводной патрубок с накладкой и боковым ответвлением;

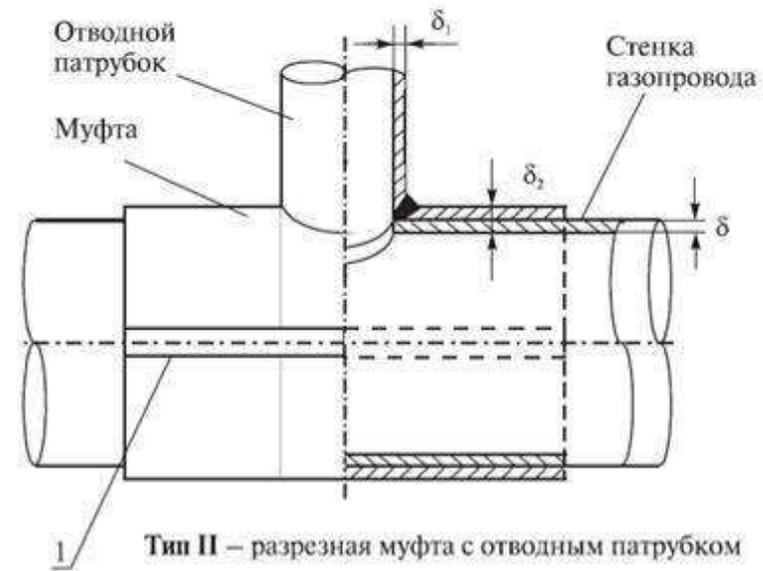
- тип II - разрезная муфта с отводным патрубком (без усиливающей накладки);
- тип III - разрезной тройник штампованной, с цельноштампованным ответвлением, в том числе:
 - тип IIIa - разрезной тройник штампованной с фланцем;
- тип IV - разрезной тройник сварной, в том числе:
 - тип IVa - разрезной тройник сварной с фланцем;
- тип V - фланцевый разрезной тройник сварной с боковым ответвлением и фланцем.



Тип I – отводной патрубок с накладкой



Тип Ia – отводной патрубок усиленный, без накладки
(в т.ч. резьбовой TOR фиттинг)

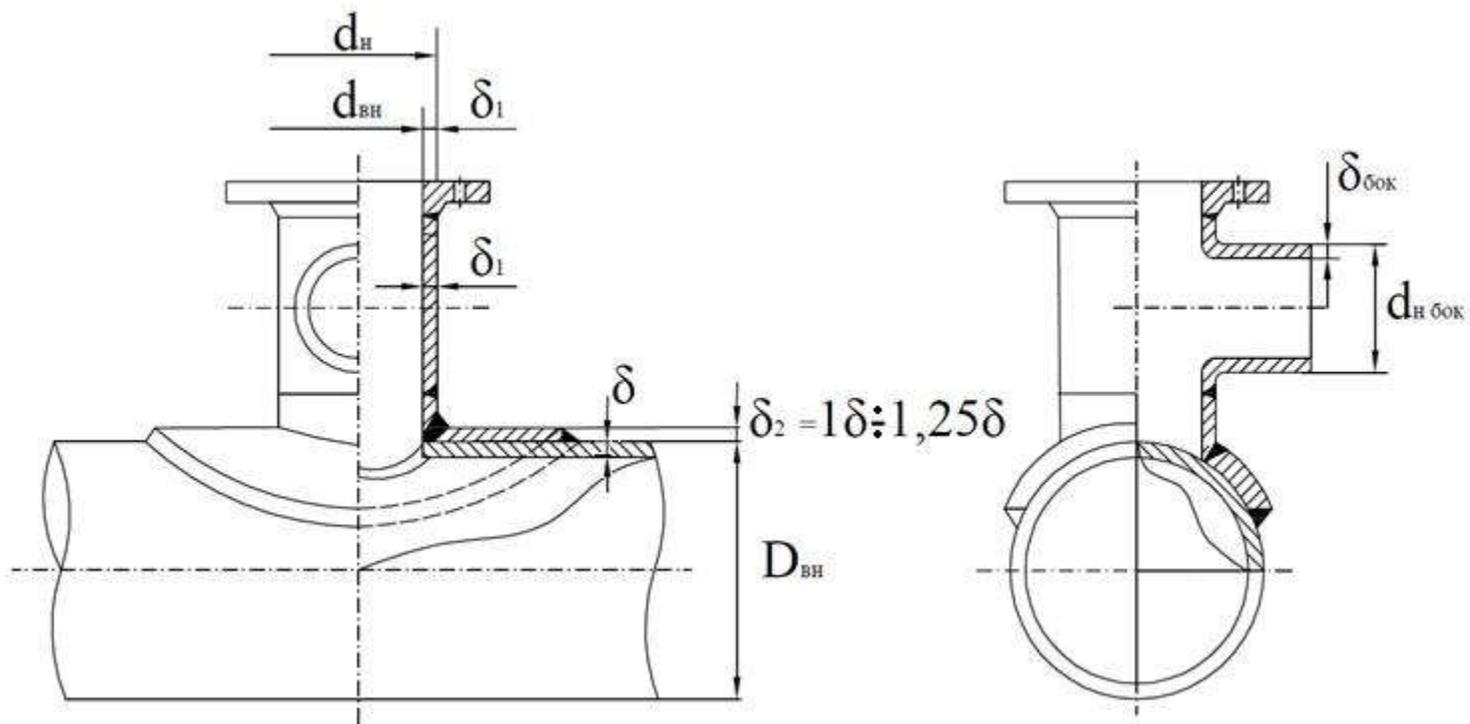


Тип II – разрезная муфта с отводным патрубком

1 - продольные сварные швы приварки обечаек муфты (могут быть сдвинуты по периметру трубы)

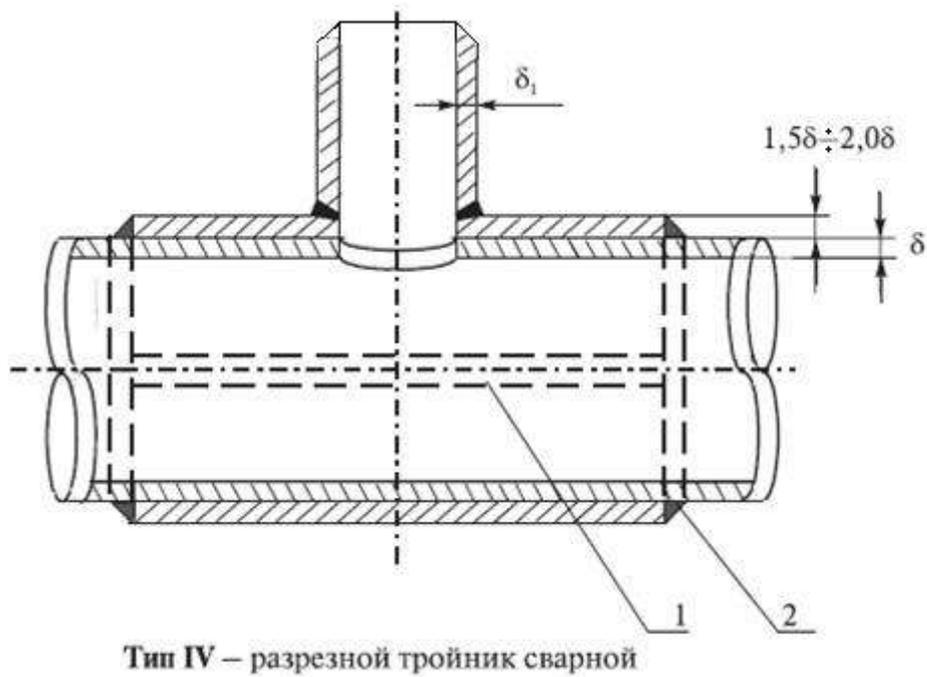
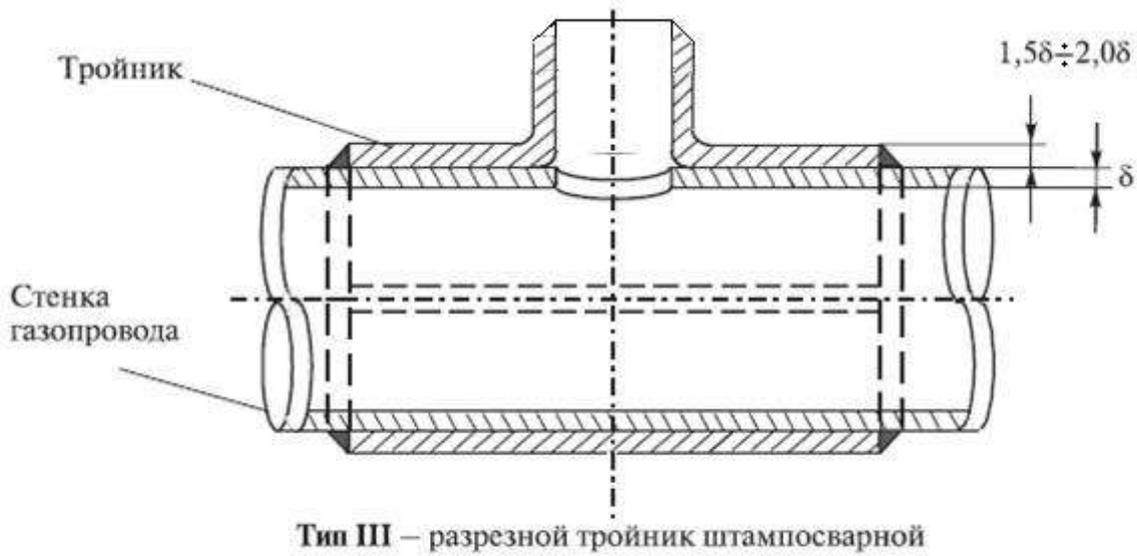
$h_1 \min = 0,4 \delta_1$ но не менее 6 мм; $h_2 \min = 0,5 \delta_2$, но не менее 6 мм; $h_2 \max = \delta_2$; $N = 2 \div 3$ мм

Рисунок 7, лист 1 - Конструктивное исполнение узла врезки



тип Ib – фланцевый отводной патрубок с накладкой и боковым ответвлением

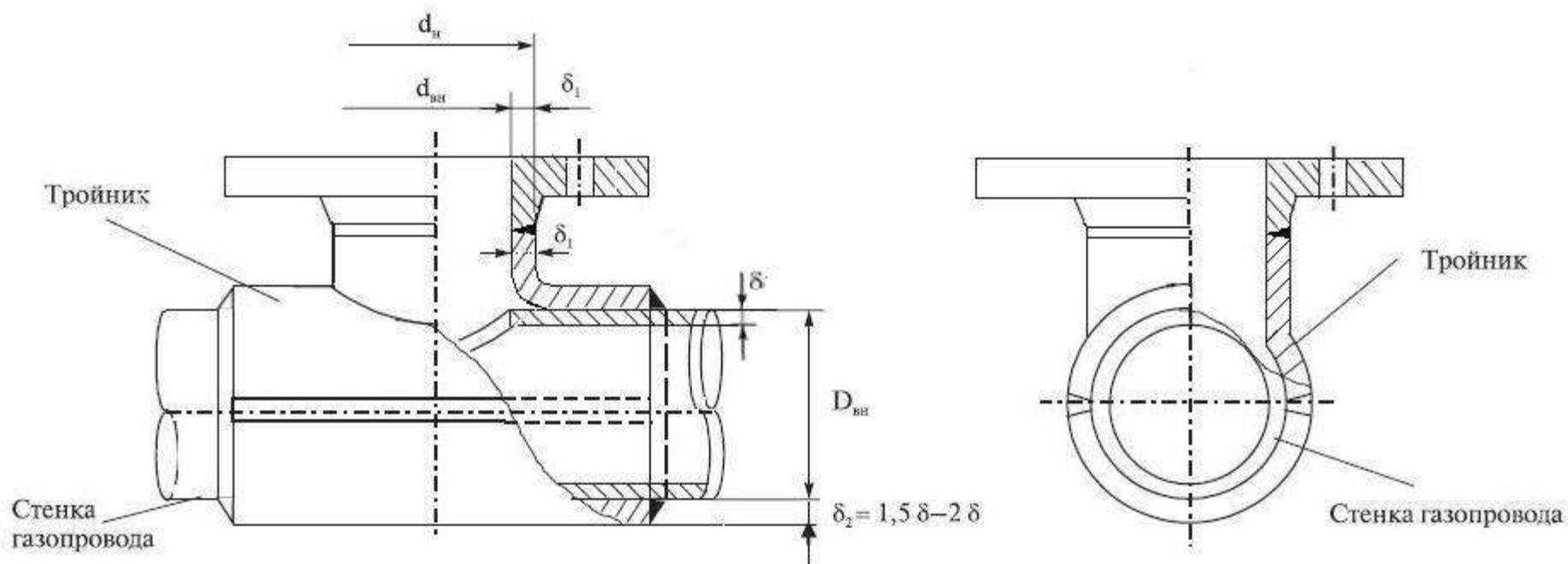
Рисунок 7, лист 2



1 - сварные швы приварки половин тройника друг к другу;

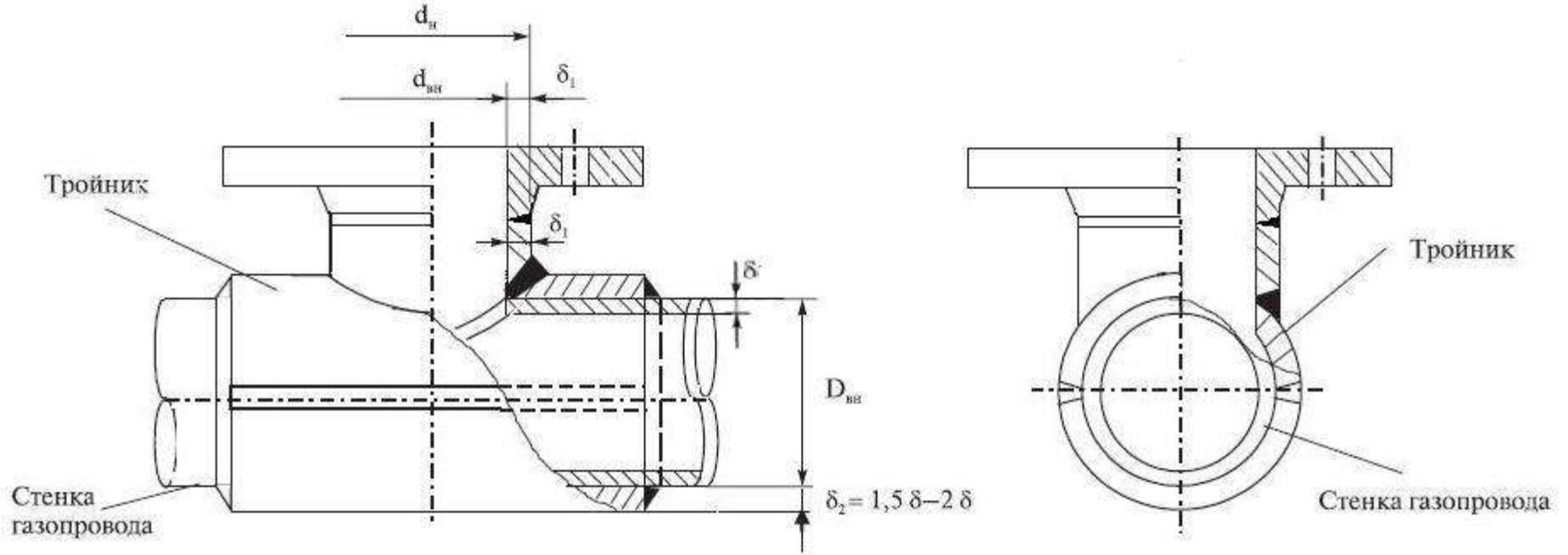
2 - сварные швы приварки тройника на газопроводе

Рисунок 7, лист 3



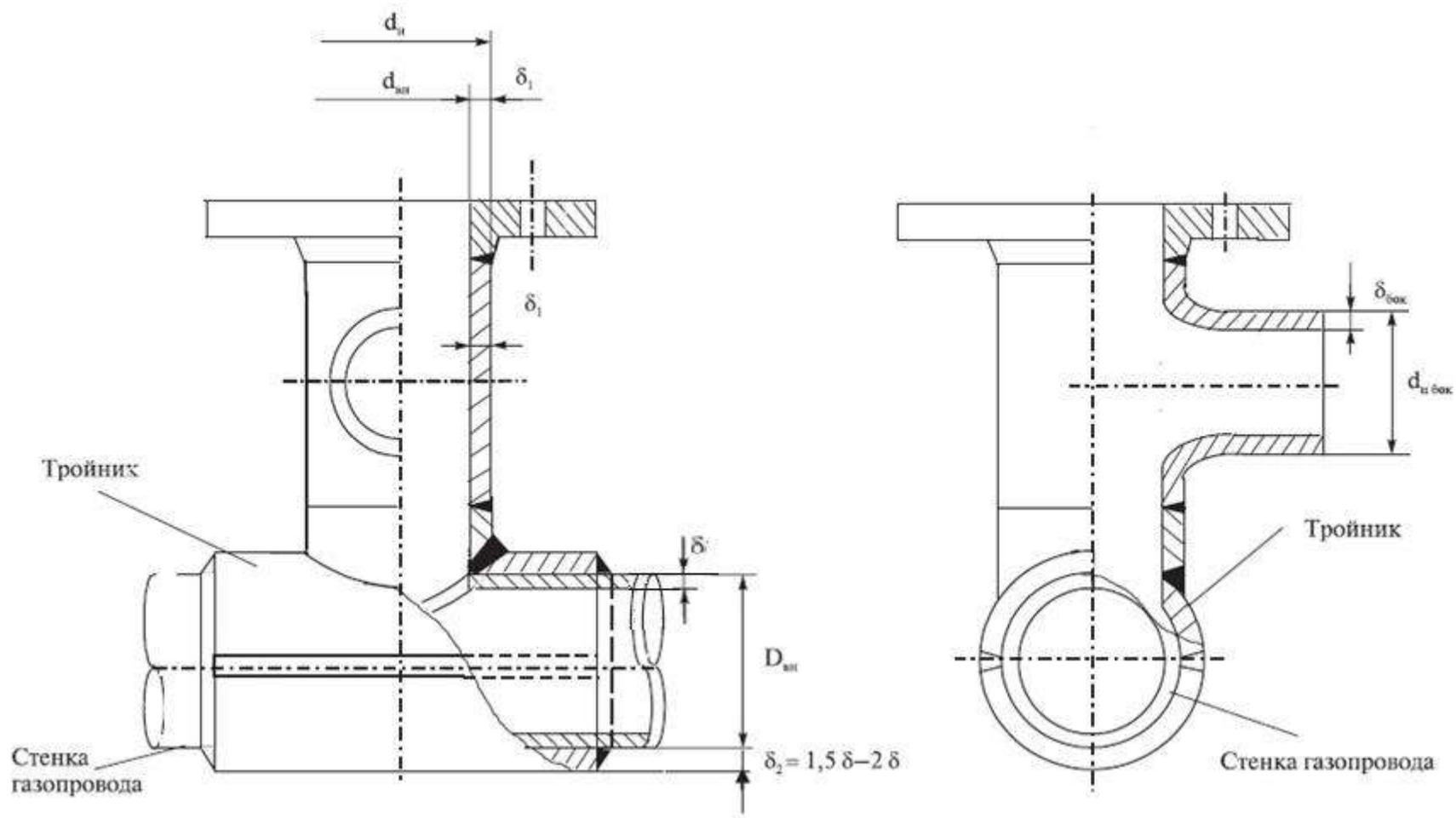
Тип Ша –тройник штамповарной с фланцем

Рисунок 7, лист 4



Тип IVa –тройник сварной с фланцем

Рисунок 7, лист 5



Тип V –фланцевый разрезной тройник сварной с боковым ответвлением

Рисунок 7, лист 6

6.2 Исполнение узла врезки типа I, Ib производят на газопроводе, находящемся под давлением газа, путем приварки отводного патрубка к газопроводу, затем усиливающей накладке к газопроводу и отводному патрубку.

6.3 Исполнение узла врезки типа Ia производят путем приварки отводного усиленного патрубка к газопроводу без накладки. ТУ на усиленный патрубок (велдолет) должны быть согласованы с ОАО «Газпром» в установленном порядке согласно Положению [14].

6.4 Исполнение узла врезки типа II производят путем приварки отводного патрубка к газопроводу, затем сварки продольных швов муфты с использованием металлических подкладных пластин между стенками газопровода и муфты вдоль продольных сварных швов, затем муфты к отводному патрубку. Исполнение узла врезки типов III, IV, IVa, V производят путем сварки продольных швов разрезного тройника с использованием металлических подкладных пластин между стенками газопровода и тройника вдоль продольных сварных швов, затем кольцевых сварных швов приварки разрезного тройника к стенке газопровода. Узлы врезки типов III, IV изготавливают во фланцевом исполнении (тип IIIa, IVa, V соответственно) или с концом под приварку.

6.5 При выборе конструктивного исполнения узла врезки на газопроводах под давлением следует руководствоваться таблицей 5.

6.6 Для применения при выполнении работ согласно настоящего стандарта допускаются детали узла врезки, изготовленные в заводских условиях по техническим условиям, согласованным с ОАО «Газпром» в установленном порядке согласно Положению [14].

Примечание – Допускается применение узлов врезки с конструктивным исполнением I, Ia, II изготавливаемых в стационарных условиях силами специализированными бригадами эксплуатирующих организаций или специализированными подразделениями эксплуатирующих организаций.

Таблица 5 - Конструктивное исполнение узла врезки

Соотношение напряжений	Тип конструктивного исполнения узла врезки при соотношении d_n/D_n	
$\sigma_{кц} / \sigma_T^*$	До 0,3 включ	Св. 0,3
До 20 % включ	Отводной патрубок с накладкой (I), отводной патрубок усиленный, без накладки (Ia), фланцевый отводной патрубок с накладкой и боковым ответвлением (Ib)	Отводной патрубок с накладкой (I)**, муфта с отводным патрубком (II)
Св. 20 % до 50 % включ	Отводной патрубок с накладкой (I), отводной патрубок усиленный, без накладки (Ia), фланцевый отводной патрубок с накладкой и боковым ответвлением (Ib), муфта с отводным патрубком (II)	Муфта с отводным патрубком (II), тройник (III, IV, IVa, V)
Св. 50 %	Муфта с отводным патрубком (II), тройник (III, IV, IVa, V)	Тройник (III, IV, IVa, V)
* σ_T - предел текучести трубы в предполагаемом месте монтажа узла врезки, определяемый по документам качества на трубу при освидетельствовании и идентификации. ** Не распространяется на газопроводы из спиральношовных труб.		

6.7 Кольцевые напряжения в стенке газопровода в предполагаемом месте монтажа узла врезки $\sigma_{кц}$, МПа, вычисляют по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{PD_n}{2\delta}, \quad (3)$$

где P - проектное рабочее давление газа в газопроводе в предполагаемом месте врезки, МПа;

D_n , δ - соответственно, наружный диаметр и толщина стенки газопровода в предполагаемом месте врезки, мм.

На газопроводах из спиральношовных труб конструктивное исполнение узла врезки типа I допускается принимать при соотношении наружных диаметров отводного патрубка и газопровода d_n/D_n не более 0,3-выбор типа конструктивного исполнения (см. таблицу 5, столбец 2) производят с учетом требований 7.6, 7.7, 7.8.

6.8 Для отводных патрубков малого диаметра с условным диаметром Ду 50 и менее, трубных обвязок подключения устройств перекрытия полости трубопровода допускается применение конструктивного исполнения узла врезки типа Ia, на газопроводах от Ду 100 до Ду 1400 с проектным давлением P_u до 7,4 МПа (75 кгс/см²), толщину стенки патрубков принимают равной 11 мм при расчетном подтверждении.

6.9 Толщина стенки отводного патрубка в узлах врезки с типом I, Ia, Ib, II определяется проектной организацией в ПУВ и может при необходимости уточняться изготовителем конструктивных элементов узла врезки по согласованию с проектной организацией, при этом толщину стенки отводного патрубка принимают не менее чем в 1,5 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода-отвода по проектному рабочему давлению.

Толщина стенки ответвления в узле врезки с конструктивным исполнением Ib определяется проектной организацией в ПУВ и может при необходимости уточняться изготовителем конструктивных элементов узла врезки по согласованию с проектной организацией, при этом толщину стенки ответвления принимают не менее чем в 1,5 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода-отвода по проектному рабочему давлению.

Толщина стенки усиливающей накладки в узлах с конструктивным исполнением I, Ib определяется проектной организацией в ПУВ и может при необходимости уточняться изготовителем конструктивных элементов узла врезки по согласованию с проектной организацией, при этом толщину стенки усиливающей накладки принимают равной 1,00-1,25 от толщины стенки газопровода. При толщине стенки усиливающей накладки, равной толщине стенки газопровода, наружный диаметр накладки принимают равным не менее чем двум диаметрам отводного патрубка, для газопроводов из спирально-шовных труб уточняют с учетом требований 7.6. При толщине стенки усиливающей накладки, равной 1,25 от толщины стенки газопровода, ширина

накладки (расстояние от отводного патрубка до сварного соединения накладки с трубопроводом) может быть принята равной 90 мм.

6.10 Толщина стенки муфты в узлах с конструктивным исполнением II определяется проектной организацией в ПУВ и может при необходимости уточняться изготовителем конструктивных элементов узла врезки по согласованию с проектной организацией, при этом толщину стенки муфты принимают 1,25 толщины стенки газопровода.

6.11 Толщина стенки ответвлений и отводных патрубков разрезных тройников в узлах врезки с конструктивным исполнением III, IV, IVa, V для отводных тройников определяется изготовителем и согласовывается с проектной организацией, разработчиком ПУВ, при этом толщину стенки ответвлений и отводных патрубков разрезных тройников принимают не менее чем в 1,5 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода-отвода по проектному рабочему давлению, для равнопроходных тройников - равной толщине стенки магистральной части тройника.

6.12 Толщина стенки магистральной части разрезного тройника в узлах врезки с конструктивным исполнением III, IV, IVa, V определяется изготовителем и согласовывается с проектной организацией, разработчиком ПУВ, при этом толщину стенки магистральной части разрезного тройника принимают не менее чем в 1,5 – 2 раза превышающей расчетную толщину стенки газопровода по проектному рабочему давлению.

6.13 Длину разрезного тройника и муфты принимают равной не менее чем двум диаметрам ответвления тройника (отводного патрубка муфты).

6.14 Для подключения запорного устройства применяют перепускные патрубки с трубной обвязкой – резьбовые фитинги (см. 9.4.2), которые поставляют в комплекте с оборудованием для врезки.

6.15 Для отводов диаметром до 100 мм включительно допускается использование:

б) запорных узлов заводского изготовления в двух исполнениях:

1) «отводной патрубком - шаровый кран - переходной патрубком», один конец которого подготовлен под приварку к стенке газопровода, другой конец с резьбой (либо с приваренным фланцем) - под резьбовое (или фланцевое) присоединение к адаптеру машины для врезки (ручного сверлильного станка);

2) шаровый кран с концами под приварку, один конец которого подготовлен под приварку к отводному патрубку муфты, другой конец с приваренным фланцем - под фланцевое присоединение к адаптеру машины для врезки.

б) узлов врезки типа Ia из трубных заготовок диаметром Ду 50 и толщиной стенки $\delta = 11$ мм, один конец которых подготовлен под приварку к стенке газопровода, другой - с толщиной стенки под приварку к шаровому крану с условным диаметром Ду 50, изготовленных как в заводских, так и в условиях стационарных баз дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» при достаточной технической оснащенности с обязательным оформлением на них исполнительной документации;

Размеры запорных узлов уточняют при разработке конкретного ПУВ с учетом требований настоящего стандарта и технических характеристик машин для врезки, работающих в комплекте. ТУ на оборудование должны быть согласованы с ОАО «Газпром».

6.16 Узлы и/или детали узлов врезки изготавливают в соответствии с ПУВ и рабочими чертежами, утвержденными в установленном порядке.

На все конструкции узлов и/или деталей узлов врезки (отводные патрубки, усиливающие накладки, разрезные тройники, разрезные муфты, подкладные пластины) должны быть сертификаты качества или паспорта, в том числе на русском языке. Узлы врезки, как правило, поставляются комплектно.

7 Сварочно-монтажные работы на газопроводе под давлением

7.1 Требования к сварочным материалам и сварочному оборудованию

7.1.1 Сварочные материалы для выполнения сварки узлов врезки под давлением должны применяться в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

7.1.2 Назначение сварочных материалов для сварки узлов врезки под давлением выполняют, исходя из обеспечения равнопрочности сварных соединений узлов врезки и основного металла труб в соответствии с приложением Б.

7.1.3 Основное сварочное оборудование (сварочные выпрямители инверторного и тиристорного типа, сварочные агрегаты), вспомогательное оборудование (для предварительного и сопутствующего (межслойного) подогрева, для размагничивания труб и сварных соединений и др.) должно применяться в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-136 (раздел 8).

7.1.4 Сварочные выпрямители инверторного и тиристорного типа, сварочные агрегаты должны иметь гарантированные высокие сварочно-технологические свойства и обеспечивать:

- надежность зажигания дуги;
- высокую стабильность процесса сварки;
- высокую эластичность дуги при сварке;
- регулировку наклона ВАХ;
- регулировку тока короткого замыкания.

7.1.5 Сварочные материалы, не указанные в приложениях настоящего стандарта, допускается применять при положительных результатах экспертизы ТУ и квалификационных испытаний согласно требованиям

СТО Газпром 2-3.5-046 (раздел 4) в объеме аттестации тех технологий (способов) сварки, для которых сварочные материалы предназначены.

7.1.6 Допускается применение сварочного основного оборудования, включенного в «Реестр сварочного оборудования и оборудования для термической резки», технические условия которых соответствуют техническим требованиям ОАО «Газпром» и вспомогательного оборудования, включенного в «Реестр вспомогательного оборудования и материалов для выполнения сварочно-монтажных работ».

7.2 Аттестация технологий сварки, допускные испытания сварщиков

7.2.1 Производственную аттестацию технологий сварки, применяемых при врезке узлов на действующем газопроводе под давлением, проводят согласно требованиям РД 03-615-03 [1], Положения [26] и других руководящих и методических документов Системы аттестации сварочного производства (САСв).

7.2.2 Производственную аттестацию технологий сварки проводят ДЭО и специализированные подрядные организации совместно с аттестационным центром, имеющим аккредитацию на этот вид деятельности, с целью подтверждения того, что организация, впервые применяющая технологии сварки по врезке узлов на действующем газопроводе под давлением, обладает необходимыми техническими, организационными возможностями и квалифицированными кадрами для производства работ по технологиям сварки, регламентированным настоящим стандартом.

7.2.3 Производственная аттестация должна проводиться путем сварки контрольных сварных соединений (КСС) узлов и/или деталей узлов врезки, однотипных производственным (по классам прочности материалов труб, диаметрам, толщинам стенок, типам конструкций узлов врезки), на стенде с моделированием основных технических параметров, идентичных реальным

условиям производства сварочных работ по врезке узлов в действующий газопровод:

- эксплуатации участка действующего газопровода при врезке узлов (диаметр, толщина стенки, давление газа, скорость потока газа, температура газа);

- технологических процессов сварки (конструкция узлов врезки, способ сварки, последовательность сварки соединений узлов врезки, температура предварительного подогрева, сила сварочного тока, напряжение, погонная энергия, скорость сварки, температура и периодичность сопутствующего подогрева).

7.2.4 Группы однотипных сварных соединений, типов конструкций узлов врезки и область распространения результатов производственной аттестации принимают в соответствии с приложением Б.

7.2.5 Производственную аттестацию технологий сварки продольных стыковых, кольцевых нахлесточных и угловых соединений узлов врезки выполняют в горизонтальном положении оси трубы (отклонение оси трубы от 0 до 10°), при этом расположение продольных стыковых сварных соединений узлов врезки может быть на середине боковых четвертей трубы - при вертикальной врезке или на середине верхней и нижней четвертей трубы - при горизонтальной врезке.

7.2.6 При производственной аттестации технологий сварки на стенде, типовая схема которого приведена на рисунке 8, следует руководствоваться основным параметром – скоростью изменения температуры (в заданном интервале) стенки газопровода (конденсатопровода).

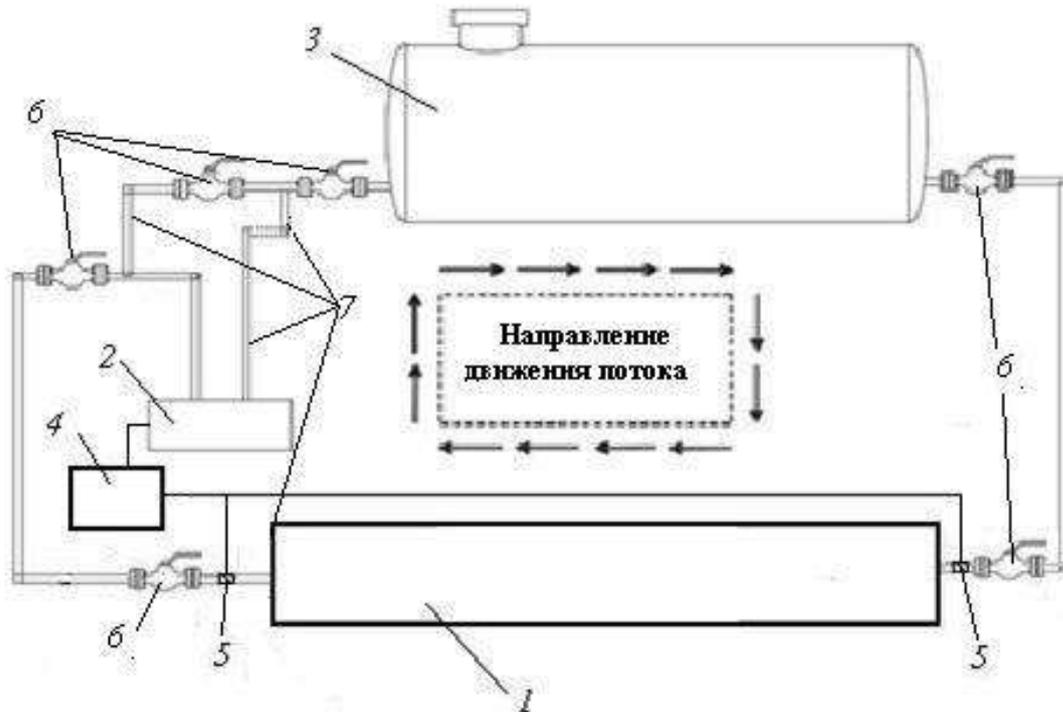
7.2.7 В качестве транспортируемого продукта, как правило, применяют воду, обеспечивая скоростью потока воды в стенде скорость изменения температуры стенки трубы стенда в зоне сварки. Скорость изменения температуры стенки трубы стенда в зоне сварки должна

соответствовать скорости изменения температуры стенки газопровода (конденсатопровода).

7.2.8 До начала сварочных работ при производственной аттестации технологий сварки на стенде с целью уточнения времени нахождения свариваемых кромок в интервале между максимальной и минимальной температурой подогрева и уточнения периодичности подогрева, в предполагаемом месте сварки, необходимо выполнить нагрев стенки согласно 7.5.4.

7.2.9 Сварку КСС должны выполнять сварщики, аттестованные в соответствии с ПБ 03-273-99 [2] и РД 03 495 02 [15], Положения [26] с указанием ссылки в протоколах аттестации на настоящий стандарт и пройти допускные испытания.

7.2.10 КСС, выполненные в процессе производственной аттестации технологий сварки, должны оцениваться визуальным и измерительным контролем, неразрушающим контролем физическими методами (радиографическим и/или ультразвуковым, при необходимости капиллярным, либо магнитопорошковым) в объеме не менее 100 % и подвергаются механическим испытаниям. Виды механических испытаний КСС (на статическое растяжение, статический изгиб, ударный изгиб, на излом с надрезом, металлографический анализ и измерение твердости) и требования к свойствам КСС принимают в соответствии с приложением Б.



1 – труба для аттестации технологий сварки, находящаяся на основании и включенная в канал потока воды; 2 – гидравлический насос; 3 – емкость с водой; 4 – блок управления стендом и регистрации температуры; 5 – датчики температуры, установленные в канале потока воды; 6 – запорно-регулирующая арматура в виде крановых узлов, одни из которых расположены вблизи датчиков 5 температуры; 7 – соединительные шланги

Рисунок 8 – Типовая схема стенда для производственной аттестации технологий сварки при врезке узлов и/или деталей узлов, имитирующий параметры технологических режимов работы действующего газопровода (допустимое рабочее давление $P_{\text{доп}} (P_r)$, скорость потока газа – V_r , температура газа - t_r)

7.2.11 Методы, объемы, нормы оценки качества КСС неразрушающими физическими методами и свойства сварных соединений по результатам механических испытаний указывают в программе производственной аттестации в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

7.2.12 По результатам производственной аттестации технологий сварки аттестационный центр оформляет заключение о готовности специализированной организации, выполняющей сварочные работы, к применению аттестованной технологии. В заключении указывают установленную область распространения производственной аттестации технологий сварки с параметрами, характеризующими технологические процессы сварки и типы конструктивного исполнения узлов врезки. На основании заключения оформляется свидетельство о производственной аттестации технологий сварки.

7.2.13 Аттестацию технологий сварки узлов врезки под давлением, не регламентированных настоящим стандартом, следует выполнять в объеме требований СТО Газпром 2-3.5-046. Аттестацию проводит разработчик настоящего стандарта.

7.2.14 Допускные испытания сварщиков проводят с целью подтверждения необходимых квалификационных способностей для выполнения сварных соединений по аттестованным технологиям сварки узлов врезки на газопроводе под давлением.

7.2.15 Допускные испытания сварщиков проводят в специализированной организации, выполняющей сварочные работы, перед началом производства работ путем сварки КСС в присутствии представителя ОГС ДЭО на основании технологических карт, разработанных по аттестованным технологиям сварки.

7.2.16 КСС для допусковых испытаний принимают однотипные производственным сварным соединениям и выполняют по аттестованным технологиям сварки с соблюдением всех требований операционных технологических карт сборки, сварки и контроля.

7.2.17 Сварщики, бригады сварщиков признаются прошедшими допусковые испытания, если по результатам контроля качества КСС

получены положительные заключения, что должно быть отражено в протоколе допускных испытаний по форме, в соответствии с приложением Б.

7.2.18 На основании протокола допускных испытаний на каждого сварщика, в том числе при работе в составе бригады, оформляют допускной лист, в соответствии с приложением Б. Протокол допускных испытаний и допускной лист оформляет специализированная организация, в которой числятся сварщики и которая выполняет сварочные работы по аттестованным технологиям сварки.

7.2.19 Сварщики считаются прошедшими допускные испытания и могут не выполнять сварку КСС, если:

- они выполняли сварку КСС при производственной аттестации технологий сварки, при этом по результатам контроля качества КСС получены положительные заключения;

- они были ранее аттестованы в соответствии с ПБ 03-273-99 [2] и РД 03-495-02 [15] в этой организации, при этом сварка и контроль качества КСС при практическом экзамене выполнены в полном соответствии с аттестованными технологиями сварки.

7.2.20 Срок действия допускного листа устанавливают на время выполнения сварщиком работы, по которой он прошел допускные испытания, если перерыв в работе не превышает трех месяцев, но не более срока действия аттестационного удостоверения.

7.3 Требования к организации и производству сварочных работ на действующем газопроводе под давлением

7.3.1 Допустимое рабочее давление из условий безопасности производства работ на участке действующего газопровода должно ограничиваться допустимым давлением, определяемым с учетом потери прочности нагретого металла трубы действующего газопровода в месте сварки угловых швов узлов врезки (см. 5.2.2).

7.3.2 Расчет допустимого рабочего (проходного) давления должен выполняться проектной организацией при разработке проектной документации, ППР и ПУВ.

7.3.3 В процессе производства сварочных работ по врезке узлов на действующем газопроводе не допускаются подъем и опускание газопровода, а также любые виды работ, связанные с возможным перемещением газопровода от оси.

7.3.4 При ветре более 5 м/с, а также при выпадении осадков сварку узлов врезки необходимо проводить в инвентарных укрытиях. Производство сварочных работ при температуре ниже минус 40 °С не допускается.

7.3.5 При производстве работ по предварительному и сопутствующему (межслойному) подогреву и сварке при врезке под давлением на участках газопроводах диаметром свыше 500 мм скорость потока газа в га должна быть не более 4 м/с.

7.4 Подготовка участков действующего газопровода к сварке узлов врезки

7.4.1 Подготовка участков труб газопровода к сварке узлов врезки, сборка узлов и/или деталей узлов врезки, сварка, контроль качества сварных соединений узлов врезки должен выполняться в соответствии с требованиями операционных технологических карт сборки, сварки и контроля узлов и/или деталей узлов врезки, разработанных по аттестованным технологиям сварки и утвержденных организацией, выполняющей сварочные работы.

7.4.2 Форма типовой операционной технологической карты сборки и сварки узлов врезки под давлением принимается в соответствии с приложением Б.

7.4.3 Перед подготовкой участков труб газопровода к сварке узлов врезки поверхность газопровода в месте установки узла врезки должна быть

очищена от изоляционного покрытия на необходимое расстояние в каждую сторону от границ предполагаемой установки узла врезки.

7.4.4 Очистка наружной поверхности участков труб газопровода должна быть выполнена механическим способом до чистого металла на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемой сварки узлов и/или деталей узлов врезки по полному периметру (окружности) сварки. Очистку выполняют ручными металлическими щетками, шлифмашинками с набором дисковых проволочных щеток или пескоструйной обработкой.

7.4.5 Для уточнения фактической толщины стенки труб, выявления возможных расслоений в металле трубы, наружных и внутренних дефектов труб и продольных сварных швов труб должно быть выполнено:

- визуальный и измерительный контроль полного периметра очищенной поверхности газопровода;
- неразрушающий контроль ультразвуковым сплошным сканированием полного периметра очищенной поверхности газопровода, включая участки на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки;
- неразрушающий радиографический или ультразвуковой контроль полной длины продольного заводского шва, очищенной поверхности газопровода, включая участки на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки.

Дополнительные физические методы неразрушающего контроля допускается применять при необходимости.

7.4.6 При наличии в контролируемых зонах очищенной поверхности участка газопровода наружных дефектов механического происхождения (риски, задиры, царапины глубиной более 5 % от толщины стенки), коррозионных дефектов любой глубины и протяженности, а также

внутренних расслоений металла трубы и толщин стенки трубы, выходящей за минусовой допуск (по ТУ на трубы), место сварки узла и/или деталей узлов врезки должно быть изменено.

7.4.7 В месте монтажа узла врезки в металле трубы и заводского сварного шва трубы (продольного или спирального) не допускается наличие поверхностных и внутренних дефектов (расслоений, трещин, раковин, коррозионных дефектов любой глубины и протяженности, рисок, задиров, царапин глубиной более 5 % от толщины стенки).

7.4.8 До начала монтажа (установки) конструкций узлов врезки типа II, III, IV, IVa и V) должно быть удалено усиление продольных заводских швов действующего газопровода «заподлицо» с наружной поверхностью газопровода на расстоянии не менее 150 мм в каждую сторону от торцев узла врезки с плавным переходом на наружную поверхность заводских швов. Удаление усиления производится механическим способом - шлифмашинкой с набором абразивных кругов и дисковых проволочных щеток (шероховатость поверхности Rz20–Rz30). Зашлифовку производят только после снижения давления на участке до величины допустимого рабочего давления (см. 5.2.2) механическим способом с применением шлифмашинки либо напильника.

7.5 Общие требования к сборке, предварительному (сопутствующему) подогреву, сварке узлов врезки

7.5.1 Монтаж (установка), сборка узлов и/или деталей узлов врезки и их фиксирование прихватками на действующем газопроводе должна производиться с применением съемных приспособлений для обеспечения их обжатия на газопроводе с необходимыми зазорами и выполнения прихваток сваркой.

7.5.2 Монтаж (установка) узлов врезки I (Ia, Ib), II, III, IV (IVa) и V типов должен производиться:

- с расположением нахлесточных (в т.ч. кольцевых) и угловых сварных швов узлов врезки от кольцевых сварных швов газопровода на расстоянии не менее 150 мм для газопроводов диаметром включительно от 109 до 1420 мм, а для газопроводов диаметром до 109 мм – не менее 1,5 диаметра газопровода;

- с расположением продольных стыковых, нахлесточных и угловых сварных соединений узлов врезки от продольных сварных швов действующего газопровода на расстоянии не менее 100 мм вкл. для газопроводов Ду-500 вкл. и более, на расстоянии не менее 75 мм вкл. для газопроводов до Ду-500;

- монтаж отводного патрубка с накладкой и без накладки (тип I) на газопроводе из спиральношовных труб следует производить на равном удалении от спиральных сварных швов.

7.5.3 В качестве сборочных приспособлений рекомендуются наружные звенные центраторы или цепные приспособления преимущественно с гидравлическим приводом, а также приспособления типа хомутов. Количество сборочных приспособлений определяется длиной конструкции узла врезки. Наносить удары кувалдой или другими предметами с целью получения необходимого обжатия запрещается.

7.5.4 До начала выполнения прихваток независимо от температуры окружающего воздуха с целью удаления влаги (конденсата) должен быть выполнен предварительный подогрев свариваемых кромок узлов и/или деталей узлов врезки и поверхности действующего газопровода в месте сварки.

7.5.5 Температура предварительного подогрева стенки действующего газопровода определяется согласно положениям настоящего стандарта с учетом Р Газпром 2-2.3-352-2009 [4].

7.5.6 Температура предварительного подогрева стенки действующего газопровода и свариваемых кромок узла врезки должна быть не ниже 100 °С

(при врезке под давлением на газопроводах с прекращением транспорта газа) и не ниже 150 °С (при врезке под давлением на газопроводах без прекращения транспорта газа), но не выше 180 °С.

7.5.7 Температура предварительного подогрева кромок разрезного тройника, накладки при наложении кольцевых сварных швов приварки к основной трубе газопровода должна быть не ниже 150⁺³⁰ °С.

7.5.8 Температура предварительного подогрева кромок при сварке продольных швов разрезного тройника, муфты должна быть не ниже 150⁺³⁰ °С.

7.5.9 Температура предыдущего слоя сварного шва перед наложением последующего слоя должна быть не ниже 100 °С.

7.5.10 При снижении температуры подогретой поверхности трубы газопровода ниже минимального значения температурного интервала сварку следует прекратить и произвести подогрев поверхности трубы в пределах указанного температурного интервала.

7.5.11 Последовательность выполнения процедур предварительного подогрева, температура предварительного и сопутствующего подогрева, периодичность, режимы и параметры сопутствующего подогрева, с применением типов и марок специального оборудования подогрева должны быть отражены в операционной технологической карте сборки, сварки узлов и/или деталей узлов врезки, разработанной по результатам производственной аттестации технологии сварки.

7.5.12 До начала сварочных работ, с целью уточнения времени нахождения свариваемых кромок и стенки действующего газопровода в интервале максимальной и минимальной температуры подогрева и уточнения времени периодичности сопутствующего подогрева, целесообразно в предполагаемом месте приварки узлов и/или деталей узлов врезки произвести нагрев стенки газопровода до максимальной температуры подогрева и замер времени снижения температуры стенки газопровода до

минимальной температуры подогрева, при этом, желательно, чтобы время охлаждения стенки было не менее 60-90 с.

7.5.13 Сварка узлов врезки выполняется ручной дуговой сваркой. Допускается применение аттестованных с учетом требований настоящего стандарта технологий механизированной и автоматической сварки проволокой сплошного сечения в углекислом газе корневого слоя шва, механизированной сварки самозащитной порошковой проволокой, механизированной и автоматической сварки порошковой проволокой в защитных газах заполняющих и облицовочного слоя шва с учетом требований СТО Газпром 2-2.3-425, СТО Газпром 2-2.3-650.

7.5.14 Назначение сварочных материалов следует производить исходя из класса прочности стали узлов и/или деталей узлов врезки и труб действующего газопровода, толщин стенок, зазоров сварных соединений и слоев шва.

7.5.15 При использовании узлов и/или деталей узлов врезки с классом прочности металла, отличным от класса прочности металла трубы газопровода, подбор сварочных материалов производят исходя из класса прочности металла трубы газопровода.

7.5.16 Ручная дуговая сварка продольных стыковых, угловых, нахлесточных соединений узлов и/или деталей узлов врезки к действующему газопроводу должна выполняться электродами с основным видом покрытия.

7.5.17 Сварку выполняют на постоянном токе обратной полярности. Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом покрытия стыковых, угловых, нахлесточных соединений узлов врезки в действующий газопровод приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом покрытия

Слои шва	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А, положение при сварке		
		нижнее	вертикальное	потолочное
Наплавочные на поверхность действующего газопровода	3,0–3,25	90–120	90–110	90–110
Корневой (для стыковых), первый (для угловых)	3,0–3,25	90–120	90–110	80–110
Заполняющие Первые последующие	3,0–3,25	90–120	90–110	80–110
	3,25	100–120	90–110	80–110
	4,0	130–180	110–170	110–150
Облицовочные	3,25	100–120	90–110	80–110
	4,0	130–180	110–170	110–150

7.5.18 Параметры режимов сварки продольных стыковых, угловых швов узлов и/или деталей узлов врезки рекомендуется уточнять в процессе выполнения сварочных работ при врезке узлов в действующий газопровод, при этом, величина погонной энергии на дуге $Q_{ex'}$ должна быть не меньше величины допустимой погонной энергии сварки Q_{ex} , при этом, величина допустимой погонной энергии Q_{ex} определяется по графическим зависимостям, приведенным в приложении В, для конкретного типоразмера действующего газопровода (наружный диаметр - D_n , толщина стенки - δ), химического состава металла трубы (эквивалент углерода - C_3), параметров режима работы действующего газопровода (допустимое рабочее давление – $P_{доп}$ (P_r), скорость потока газа - V_r).

7.5.19 Параметры технологических режимов работы действующего газопровода (допустимое рабочее давление $P_{доп}$ (P_r), скорость потока газа - V_r) для узлов и/или деталей узлов врезки уточняют по величине допустимой погонной энергии сварки в соответствии с приложением В до выполнения сварочных работ при врезке узлов в действующий газопровод.

7.5.20 При сварке возбуждение дуги должно проводиться только на кромках свариваемых узлов и/или деталей узлов и врезки. Запрещается зажигать дугу на поверхности основного металла узла врезки и действующего газопровода.

7.5.21 Количество слоев в продольных швах узлов и/или деталей узлов врезки зависит от толщины стенки и параметров сборки (зазоры), рекомендуемое минимальное количество слоев приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Минимальное количество слоев в продольных швах

Толщина стенки, мм	Количество слоев
до 10	3
от 10 до 15	5
от 15 до 20	7
от 20 до 25	9
от 25 до 30	10-12
Свыше 30	согласно операционной технологической карте

7.5.22 Количество слоев в угловых швах узлов и/или деталей узлов врезки с действующим газопроводом зависит от толщин свариваемых кромок.

7.5.23 При сварке перерывы в работе не допускаются. В случае вынужденных перерывов необходимо поддерживать температуру предварительного подогрева в месте сварки. Сварку, до полного выполнения швов, прекращать не допускается.

7.5.24 В процессе сварки должен осуществляться пооперационный внешний осмотр качества выполнения каждого слоя шва на отсутствие дефектов. Видимые дефекты швов должны своевременно устраняться.

7.5.25 В процессе сварки каждый слой шва должен быть зачищен механическим способом. После завершения сварки облицовочный слой зачищается от шлака и брызг наплавленного металла механическим способом (шлифмашинками с набором и дисковых проволочных щеток).

7.5.26 По окончании сварки стыковые и угловые сварные швы должны быть накрыты теплоизолирующим поясом до полного остывания. В непосредственной близости от выполненного сварного шва несмываемой краской (маркером) должны быть нанесены клейма сварщиков.

7.5.27 Сварные швы термообработке не подлежат.

7.5.28 В эксплуатирующей организации должна вестись и храниться следующая исполнительная документация по пункту 4.2.12 настоящего стандарта.

7.5.29 Исполнительная документация на выполнение специализированной организацией, специализированным подразделением эксплуатирующей организации работ по сварке, врезке и перекрытию полости газопровода под давлением оформляют в соответствии с приложением Е.

7.5.30 Весь комплекс работ по сварке, врезке и перекрытию на газопроводе под давлением включают в перечень огневых работ и весь персонал, привлекаемый к работам, должен иметь наряд-допуск в соответствии с требованиями СТО Газпром 14.

7.6 Сборка и сварка узла врезки с конструктивным исполнением «отводной патрубков с накладкой» (тип I, Ib)

7.6.1 Сборка, сварка, контроль качества сварных соединений узла врезки отводного патрубка с усиливающей накладкой к действующему газопроводу должна выполняться в соответствии с требованиями операционных технологических карт сборки, сварки и контроля отводного патрубка с усиливающей накладкой, разработанной и утвержденной организацией, выполняющей работы по сварке узла врезки на действующем газопроводе.

7.6.2 Сборка, сварка, контроль качества сварных соединений узла врезки усиленных патрубков (велдолетов) к действующему газопроводу должна выполняться согласно Р Газпром «Инструкция по технологиям

сварки и неразрушающему контролю качества сварных соединений усиленных патрубков трубопроводов в заводских и монтажных условиях».

7.6.3 Монтаж, сборка и сварка отводного патрубка с усиливающей накладкой к действующему газопроводу должна производиться в следующей последовательности:

а) монтаж, сборка и сварка угловыми швами отводного патрубка с действующим газопроводом;

б) сборка и сварка угловыми швами усиливающей накладки с патрубком и действующим газопроводом – последовательная сварка усиливающей накладки с действующим газопроводом наружными угловыми швами, затем с патрубком - внутренними угловыми швами.

7.6.4 Целесообразно применять цельную усиливающую накладку. Допускается изготовление усиливающей накладки из двух половин. Сборку и сварку стыковых швов накладки из двух половин на подкладной пластине следует производить в следующей последовательности:

– прихватка сваркой к наружной поверхности трубы (элемента трубы) торцов подкладной пластины длиной, равной диаметру накладки плюс от 30 до 50 мм в каждую сторону от наружной кромки накладки;

– сборка на подкладной пластине продольных стыковых соединений половин накладки;

– предварительный подогрев свариваемых кромок половин накладки до температуры 150 °С;

– выполнение прихваток кромок продольного стыкового соединения половин накладок к подкладной пластине и между собой;

– сварка корневого, заполняющих и облицовочных слоев шва стыкового соединения половин накладки, начало и конец каждого слоя шва должны выполняться на подкладных пластинах за пределами наружного и внутреннего торцов накладки, в процессе сварки температура предыдущего

слоя сварного шва перед наложением последующего слоя должна быть не ниже 100 °С;

– механическое удаление (обрезка) концов подкладных пластин, выступающих за наружные и внутренние торцы накладки.

7.6.5 Подкладные пластины должны изготавливаться из малоуглеродистых сталей (марок ВСт.3сп, 10, 20), толщиной от 2,0 до 3,0 мм, шириной $(25 \pm 1,0)$ мм.

7.6.6 Сборка, сварка и контроль качества сварных стыковых соединений накладки из двух половин на подкладной пластине должны выполняться в соответствии с требованиями Операционной технологической карты сборки, сварки и контроля усиливающей накладки. Сварку целесообразно выполнять в нижнем положении.

7.6.7 К сборке, геометрическим параметрам сварного шва, предварительному подогреву, назначению сварочных материалов, режимам сварки, последовательности выполнения слоев шва, сопутствующему подогреву и контролю качества сварных стыковых продольных соединений накладки предъявляются те же требования, что и к сварке стыковых кольцевых соединений труб одной толщины.

7.6.8 До начала сварочно-монтажных работ на действующем газопроводе привариваемый торец отводного патрубка должен быть подготовлен (обрезан) по шаблону в зависимости от наружного диаметра действующего газопровода, внутренние и наружные торцы накладки (половины накладки) должны быть подготовлены (обрезаны) по шаблону в зависимости от наружного диаметра патрубка.

7.6.9 Подготовка патрубка и накладки (половин накладки) должна производиться заранее в стационарных условиях, и иметь подготовленные под сварку и зачищенные механическим способом кромки с необходимыми параметрами, приведенными на рисунке 9:

а) параметры кромок патрубка:

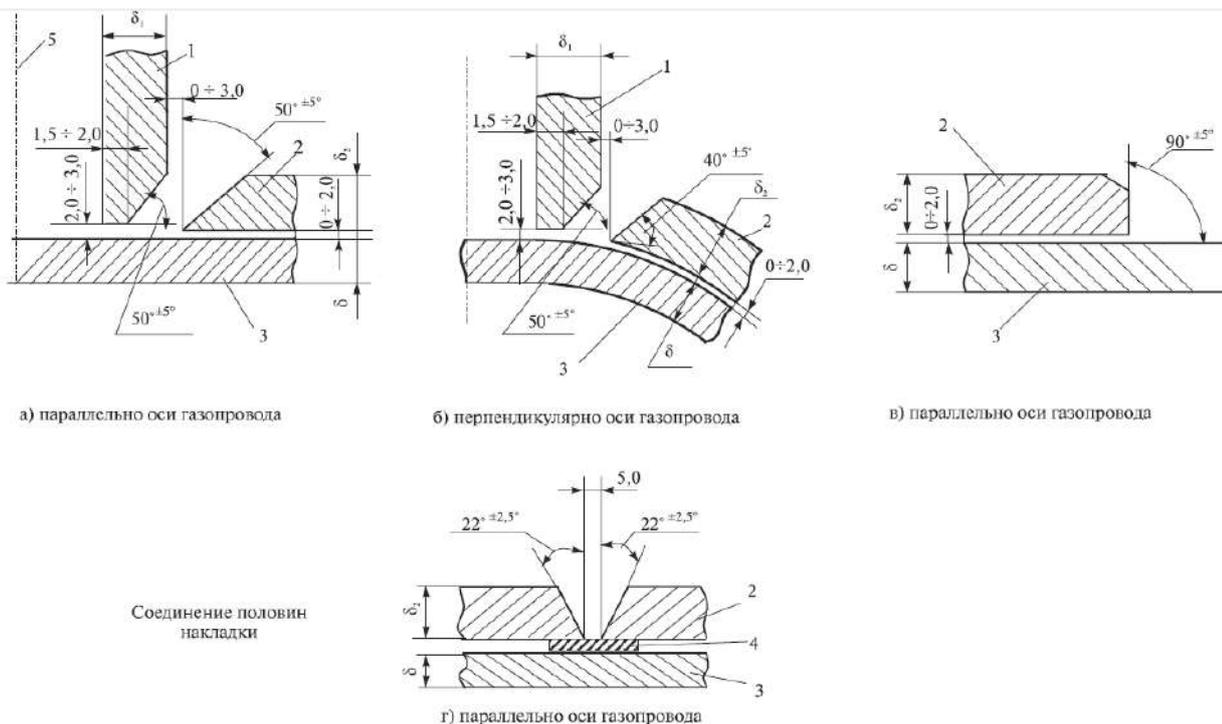
- 1) угол скоса кромок - $50^{\circ} \pm 5^{\circ}$;
 - 2) притупление кромок - 1,5-2,0 мм.
- б) параметры кромок накладки (половин накладки):
- 1) угол скоса внутренних кромок в сечении, параллельном оси газопровода- $50^{\circ} \pm 5^{\circ}$, в сечении, перпендикулярном оси газопровода - $40^{\circ} \pm 5^{\circ}$;
 - 2) угол скоса наружных кромок - $90^{\circ} \pm 5^{\circ}$;
 - 3) угол скоса кромок половин - $22^{\circ} \pm 5^{\circ}$.

7.6.10 Наружные и внутренние поверхности, прилегающие к кромкам патрубка и накладок (половин накладок), должны быть зачищены до металлического блеска на ширину не менее 15 мм. Накладка (половины накладки) должна иметь отверстие диаметром от 6,0 до 8,0 мм.

7.6.11 Сборка отводного патрубка должна производиться перпендикулярно (под углом 90°) к поверхности действующего газопровода в горизонтальном или вертикальном положении, с зазором между свариваемыми кромками и поверхностью газопровода от 2,0 до 3,0 мм.

7.6.12 Выполнение прихваток кромок отводного патрубка с действующим газопроводом должно проводиться равномерно по периметру. Количество прихваток должно быть не менее двух при диаметре патрубка до 108 мм, не менее 3 – при диаметре патрубка до 219 мм, не менее 4 - при диаметре патрубка до 426 мм, длина прихваток – 30-50 мм.

7.6.13 Ручную дуговую сварку угловых швов патрубка и накладки к действующему газопроводу необходимо выполнять обратноступенчатым способом в противоположных полуокружностях или четвертях.



1 – стенка отводного патрубка; 2 - усиливающая накладка; 3 – стенка газопровода; 4 – подкладная пластина; 5 – ось патрубка; δ – толщина стенки действующего газопровода; δ_1 – толщина стенки отводного патрубка; δ_2 – толщина стенки накладки

Рисунок 9 - Параметры подготовки кромок отводного патрубка и накладки

7.6.14 Последовательность наложения валиков угловых сварных швов патрубка и накладки приведены на рисунке 10:

- сварка угловых сварных швов патрубка к действующему газопроводу и накладки к патрубку (в сечении параллельном оси газопровода);
- сварка угловых сварных швов патрубка к действующему газопроводу и накладки к патрубку (в сечении перпендикулярном оси газопровода);
- сварка угловых сварных швов накладки к действующему газопроводу.

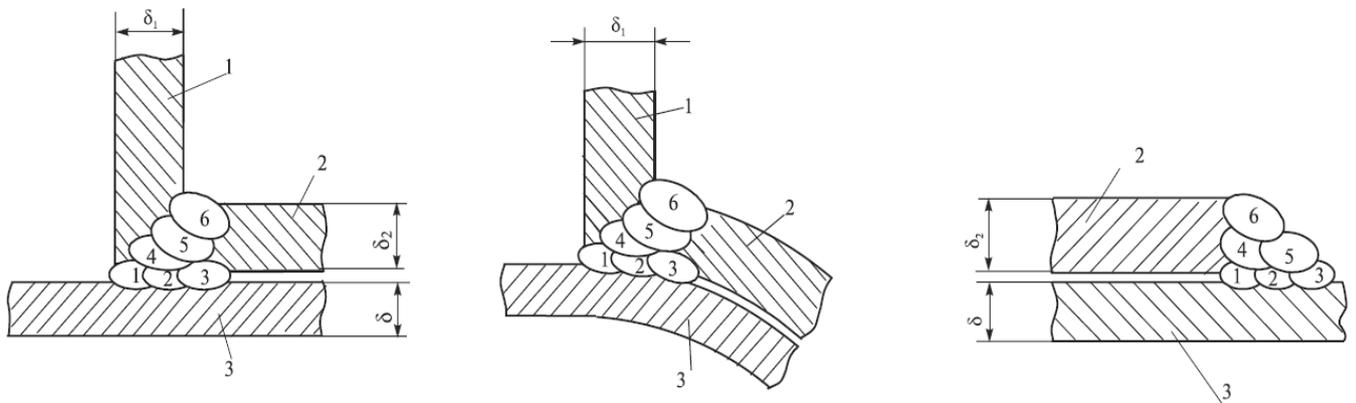
7.6.15 Порядок наложения угловых сварных швов патрубка, направление сварки при вертикальном и горизонтальном расположении патрубка с учетом диаметра патрубка приведены на рисунке 11:

- а) сварка угловых швов патрубка $d_n < 108$ мм при вертикальном и горизонтальном расположениях патрубка;
- б) сварка угловых швов патрубка $d_n = 108-159$ мм при горизонтальном и

вертикальном расположениях патрубка;

в) сварка угловых швов патрубка $d_H=219-426$ мм при вертикальном и горизонтальном расположениях патрубка.

7.6.16 Варианты порядка наложения угловых и стыковых сварных швов накладки с поочередным наложением слоев внутреннего и внешнего шва, направление сварки при вертикальном и горизонтальном расположении патрубка приведены на рисунке 12.



а) параллельно
оси газопровода

б) перпендикулярно
оси газопровода

в) перпендикулярно
оси газопровода

1 – стенка отводного патрубка; 2 – стенка усиливающей накладки; 3 – стенка газопровода; 4 – валики слоев сварного шва; δ – толщина стенки газопровода;

δ_1 - толщина стенки отводного патрубка; δ_2 - толщина стенки накладки

Рисунок 10 – Последовательность наложения слоев сварных швов отводного патрубка и накладки с газопроводом

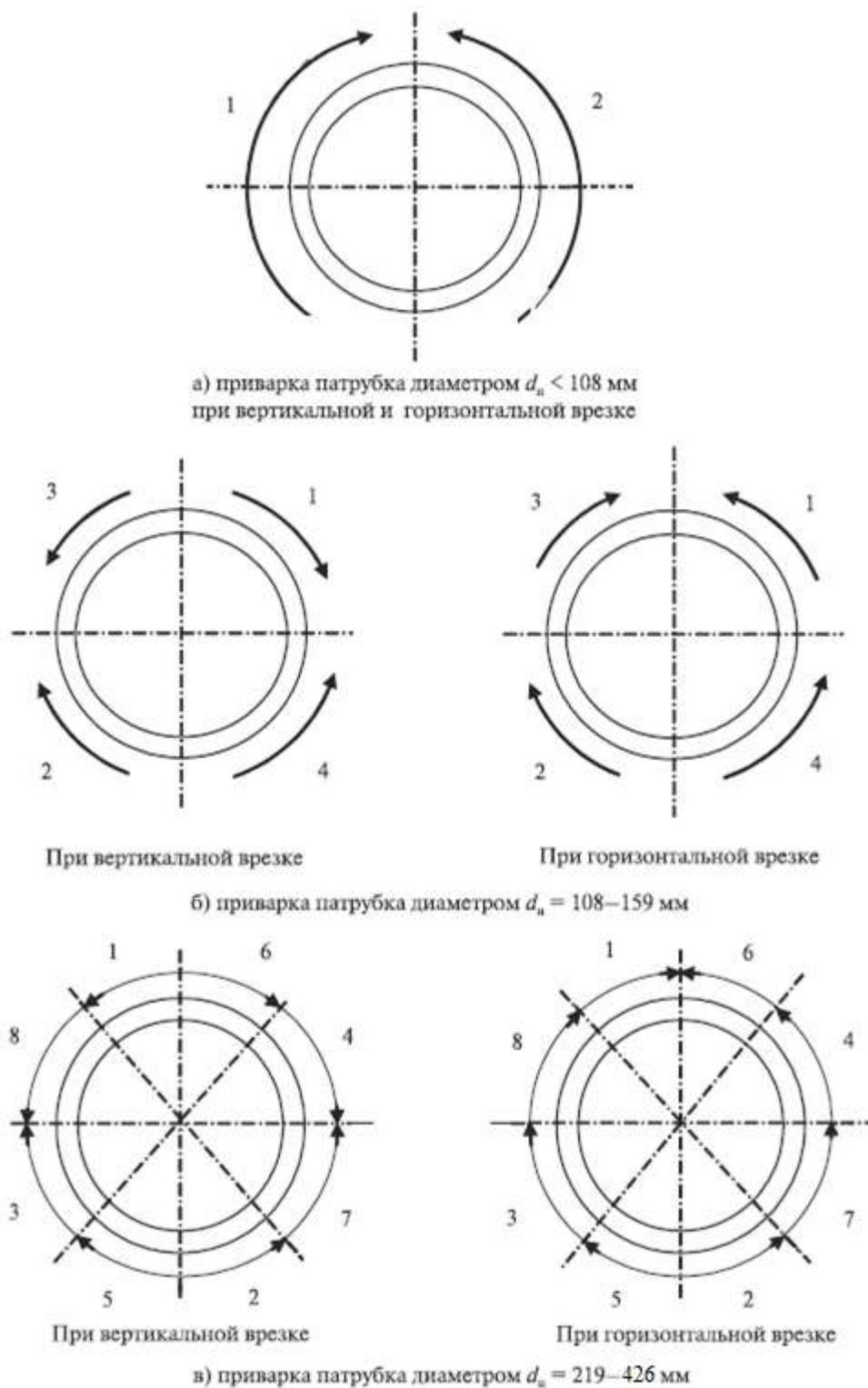
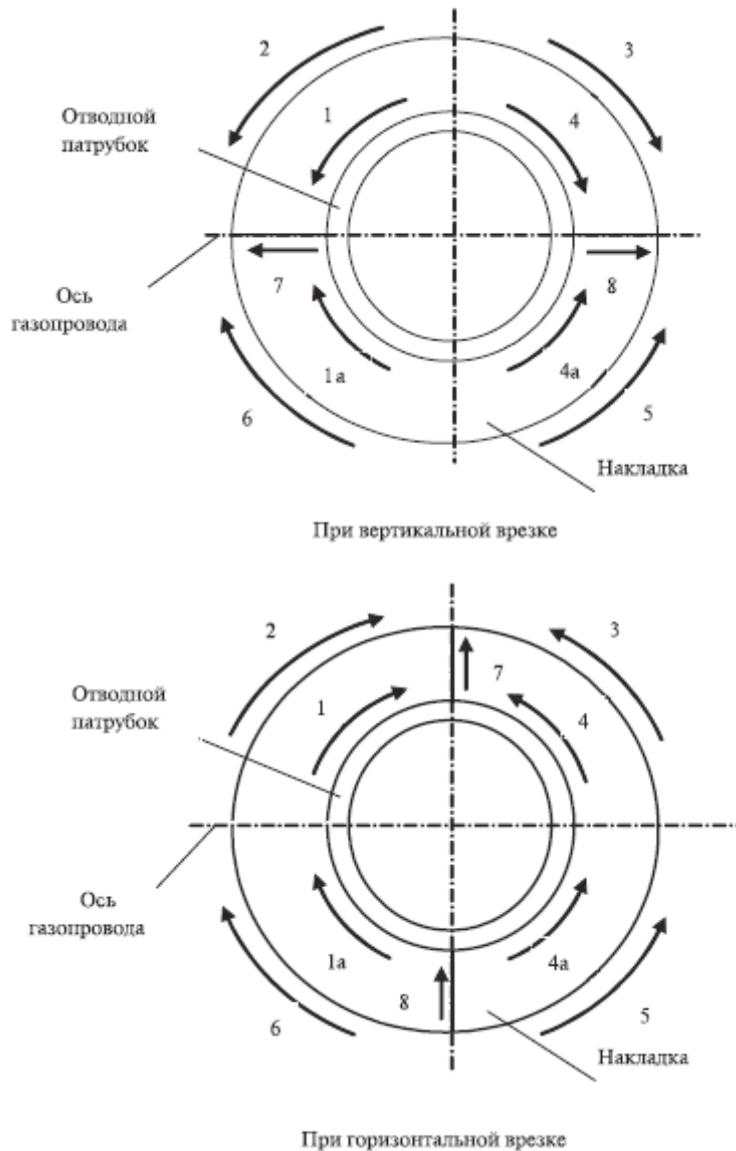


Рисунок 11 - Порядок наложения угловых сварных швов приварки отводного патрубка



Наложение слоев сварных швов производят в следующем порядке: 1 и 1а – наложение валика 5 (а,б); 2 и 3 – наложение валиков 1, 2, 3 (в), затем валика 4 (в); 4 и 4а – наложение валика 5 (а,б); 5 и 6 – наложение валиков 1, 2, 3 (в), затем валика 4 (в); 1 и 1а – наложение валика 5 (а,б) и т.д.; 7, 8 – наложение сварных швов приварки половин накладки (порядковые номера валиков приняты по рисунку 10 а, б, в)

Рисунок 12 – Порядок наложения сварных швов приварки накладки с поочередным наложением слоев внутреннего и внешнего сварного шва

7.6.18 Первоначально при сварке патрубка к действующему газопроводу выполняют сварку наплавочных слоев шва на поверхность трубы газопровода. Сварку наплавочных слоев шва рекомендуется выполнять электродами типа Э50А диаметром от 2,5 до 3,25 мм. Усиление обратного валика первого (корневого) слоя шва должно быть не более 1,5 мм, номинальная глубина проплавления стенки трубы действующего газопровода при наложении корневого и наплавленных слоев шва должна быть не более 2,4 мм. Сварка наплавочных слоев шва выполняется в последовательности, приведенной на рисунке 10 (валики 1-3).

7.6.19 При сварке обратноступенчатым способом следует соблюдать правила послойного смещения «замков» на величину от 25 до 30 мм.

7.6.20 Накладку устанавливают на поверхность действующего газопровода с равномерным зазором от 0 до 2 мм, расположив приваренный патрубок в отверстии накладки с равномерным зазором от 0 до 3 мм.

7.6.21 Прихватки накладки выполняют по наружным кромкам с поверхностью действующего газопровода равномерно по окружности накладки. Выполнение прихваток в месте пересечения предполагаемых продольных швов накладок и трубы газопровода не допускается. Количество прихваток должно быть не менее двух при диаметре патрубка до 108 мм, не менее 3 - при диаметре патрубка до 219 мм, не менее 4 - при диаметре патрубка до 426 мм, длина прихваток – 30-50 мм.

7.6.22 Сварка наружных угловых швов усиливающей накладки с действующим газопроводом и внутренних угловых швов с патрубком должна выполняться обратноступенчатым способом в следующем порядке (см. рисунок 13):

а) сварка трех параллельных валиков с перекрытием 1,5–2,0 мм наплавочных швов (см. рисунок 10в, валики 1-3) на поверхность действующего газопровода внешней окружности накладки;

б) сварка угловых швов (см. рисунок 10в, валики 4-6) внешней окружности накладки с наплавленными швами (см. рисунок 10в, валики 1-3,);

в) сварка внутренних угловых швов накладки с отводным патрубком (см. рисунок 10а,б, валики 4,5,6).

7.6.23 Сварка внутренних угловых швов усиливающей накладки с патрубком и наружных угловых швов с действующим газопроводом приведена на рисунке 11 и должна выполняться обратноступенчатым способом в следующем порядке:

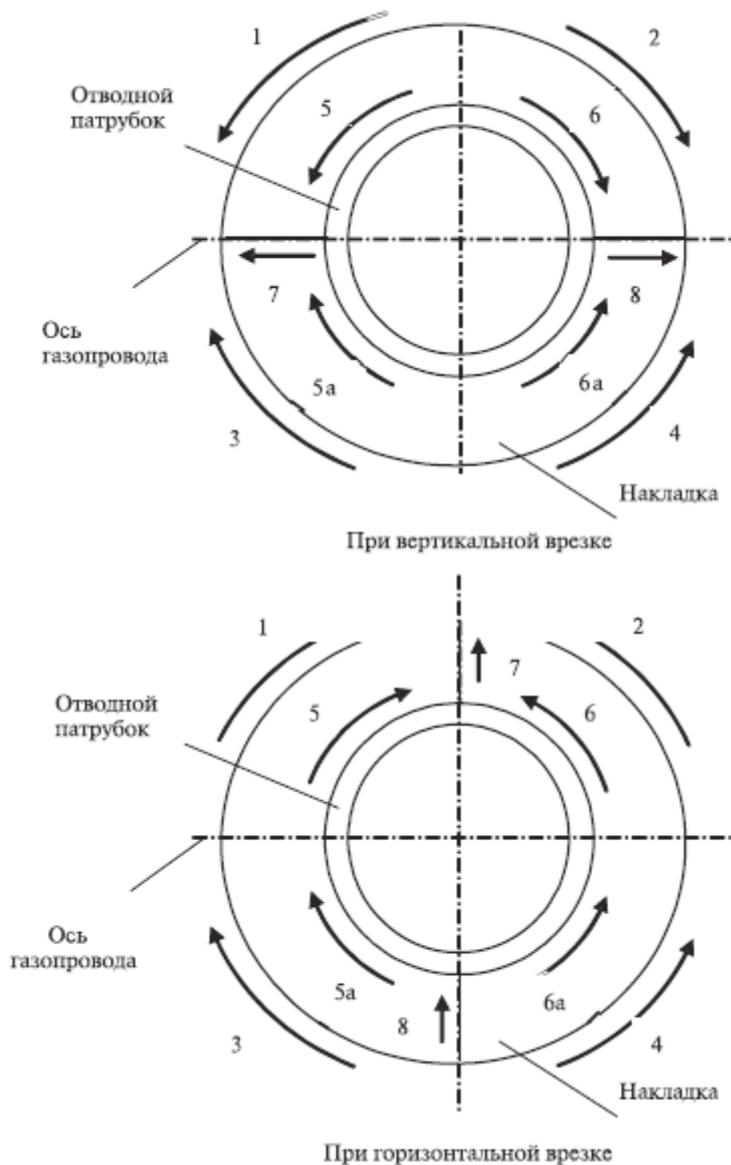
а) сварка половины окружности одного заполняющего слоя внутреннего углового шва (см. рисунок 10а,б, валик 5) накладки с отводным патрубком;

б) сварка трех параллельных наплавочных швов с перекрытием 1,5-2,0 мм (см. рисунок 10в, валики 1-3) на поверхность действующего газопровода половины внешней окружности накладки;

в) сварка одним угловым швом (см. рисунок 10в, валик 4) половины внешней окружности накладки с наплавленными швами (см. рисунок 10в, валики 1-3) на поверхность действующего газопровода;

г) сварка противоположных половин окружности выполняется аналогично перечислениям а), б), в);

д) сварка облицовочного слоя внутреннего углового шва (см. рисунок 10а,б, валик 6) накладки с отводным патрубком, сварка заполняющих и облицовочного слоев шва внешнего углового шва (см. рисунок 10в, валики 5-6) выполняется аналогично перечислениям а), б), в), г).



Наложение слоев сварных швов производят в следующем порядке: 1, 2, 3, 4 – наложение валиков внешнего шва 1, 2, 3 (в), затем 4 (в), затем 5 (в), затем 6 (в); 5, 5а, 6, 6а – наложение валиков внутреннего шва 5 (а,б), затем 6 (а,б); 7, 8 – наложение сварных швов приварки половин накладки (порядковые номера валиков приняты по рисунку 10 а, б, в)

Рисунок 13 - Порядок наложения сварных швов приварки накладки с последовательным наложением слоев внутреннего и внешнего сварного шва

7.6.24 Сварку первого (корневого) слоя наружного углового шва выполняют электродами диаметром от 3,0 до 3,25 мм, заполняющих и облицовочных слоев наружного и внутреннего швов – электродами диаметром от 3,0 до 4,0 мм в соответствии с приложением Б.

7.6.25 При сварке обратноступенчатым способом следует соблюдать правила послойного смещения «замков» на величину 25–30 мм.

7.6.26 Минимальный катет наружного углового шва накладки с действующим газопроводом должен быть 0,5 толщины стенки накладки, но не менее 6,0 мм для толщины стенки действующего газопровода 6,2 мм, максимальный катет не должен превышать толщину стенки накладки.

7.6.27 Минимальный катет внутреннего углового шва патрубка с накладкой должен быть 0,4 толщины стенки отводного патрубка, но не менее 6,0 мм.

7.6.28 Облицовочные швы внутреннего углового шва приварки патрубка к накладке должны иметь плавный переход к основному металлу патрубка и накладки с перекрытием наружных свариваемых кромок в каждую сторону на 2,5-3,5 мм.

7.7 Сборка и сварка узла врезки с конструктивным исполнением «разрезная муфта с отводным патрубком» (тип II)

7.7.1 Сборка, сварка, контроль качества сварных соединений узла врезки должна выполняться в соответствии с требованиями операционной технологической карты сборки, сварки и контроля, разработанной, утвержденной организацией, выполняющей сварочные работы.

7.7.2 Монтаж, сборка и сварка разрезной муфты с отводным патрубком к действующему газопроводу должна производиться в следующей последовательности:

– сборка и сварка угловыми швами отводного патрубка с действующим газопроводом;

- сборка и сварка половин разрезной муфты продольными швами на подкладной пластине на действующем газопроводе;
- сварка угловыми швами патрубка с муфтой.

7.7.3 До начала сварочно-монтажных работ на действующем газопроводе заранее в стационарных условиях должны быть подготовлены отводной патрубок и две половины разрезной муфты. Привариваемый торец отводного патрубка должен быть подготовлен (обрезан) по шаблону в зависимости от наружного диаметра действующего газопровода, в одной из половин разрезной муфты должно быть вырезано отверстие по шаблону в зависимости от наружного диаметра патрубка.

7.7.4 Патрубок и отверстие разрезной муфты должны иметь подготовленные под сварку и зачищенные механическим способом кромки с необходимыми параметрами:

а) параметры кромок патрубка (см. рисунок 9 а,б):

- 1) угол скоса кромок - $50^{\circ} \pm 5^{\circ}$;
- 2) притупление кромок – от 1,5 до 2,0 мм;

б) параметры кромок отверстия половины разрезной муфты для сварки с отводным патрубком, приведены на рисунке 14 а,б:

- 1) угол скоса внутренних кромок для сварки отводного патрубка - $50^{\circ} \pm 5^{\circ}$;
- 2) притупление внутренних кромок для сварки отводного патрубка от 1,5 до 2,0 мм;

в) параметры свариваемых кромок разрезной муфты (см. рисунок 14):

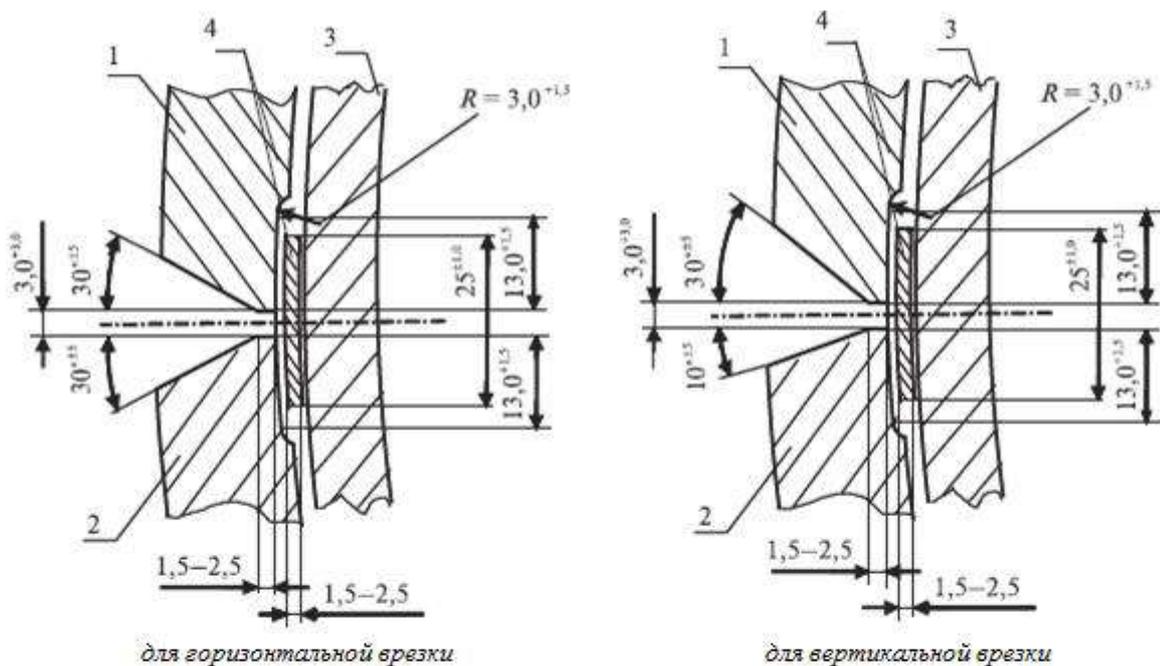
- 1) стыковые кромки симметричной разделки с углом скоса $30^{\circ} \pm 5^{\circ}$ и притуплением от 1,5 до 2,5 мм для сварки продольных стыковых сварных соединений половин муфты горизонтальной врезки;
- 2) стыковые кромки несимметричной разделки с углом скоса кромок верхней половины муфты $30^{\circ} + 5^{\circ}$, нижней половины муфты $10^{\circ} + 5^{\circ}$ для сварки продольных стыковых соединений половин

муфты вертикальной врезки.

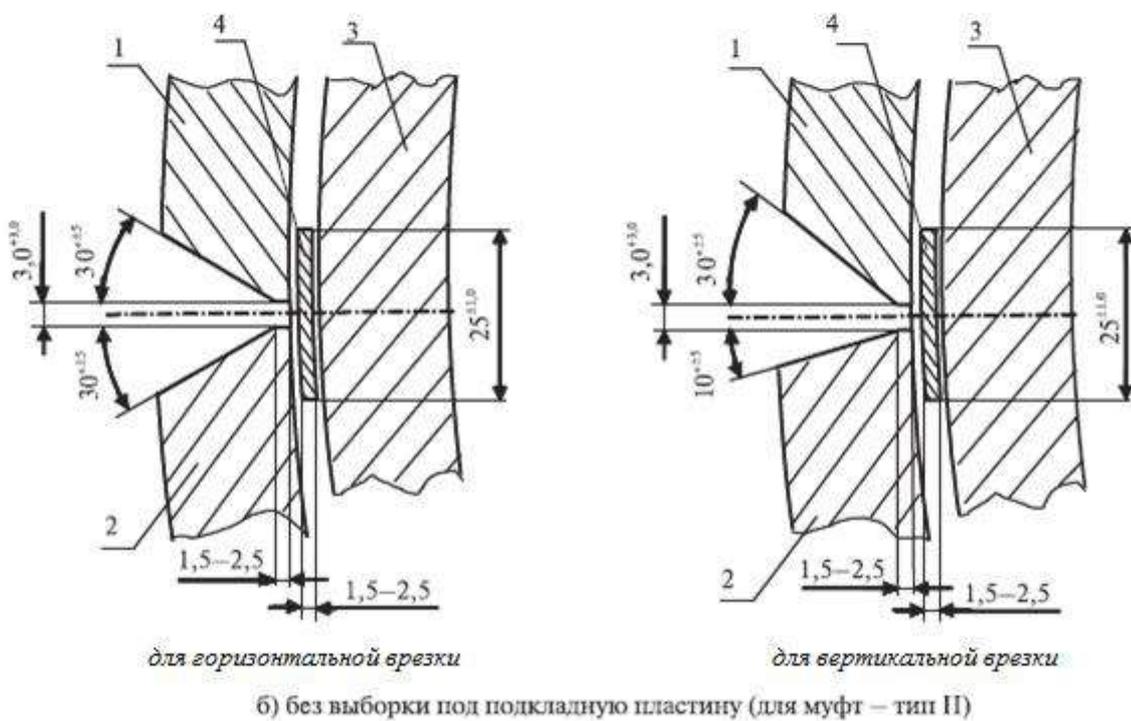
7.7.5 Наружные и внутренние поверхности, прилегающие к свариваемым кромкам патрубка и разрезной муфты, должны быть зачищены до металлического блеска на ширину не менее 15 мм.

7.7.6 Сборка отводного патрубка должна производиться перпендикулярно (под углом 90°) к поверхности действующего газопровода в горизонтальном или вертикальном положении, с зазором между свариваемыми кромками и поверхностью газопровода от 2,0 до 3,0 мм.

7.7.7 Выполнение прихваток кромок отводного патрубка с действующим газопроводом должно проводиться равномерно по периметру. Количество прихваток должно быть не менее двух при диаметре патрубка до 108 мм, не менее 3 – при диаметре патрубка до 219 мм, не менее 4 - при диаметре патрубка до 426 мм, длина прихваток – 30-50 мм.



а) с выборкой под подкладную пластину (для тройников – типы III–V и муфт – тип II)



1 и 2 – верхняя и нижняя половины стенки тройника, муфты; 3 – стенка газопровода; 4 – подкладная пластина под продольный шов

Рисунок 14 - Форма разделки кромок и сборка продольных стыковых соединений разрезного тройника, разрезной муфты

7.7.8 Сварку и порядок наложения слоев угловых швов патрубка с действующим газопроводом необходимо выполнять в соответствии с требованиями 7.6.13-7.6.17.

7.7.9 Половины разрезной муфты устанавливаются на поверхность действующего газопровода с равномерным зазором от 0 до 3,0 мм, расположив приваренный патрубок в отверстии половины разрезной муфты с равномерным зазором от 0 до 3,0 мм.

7.7.10 Сборка половин разрезной муфты на действующем газопроводе должна производиться аналогично требованиям 7.8.2-7.8.3.

7.7.11 Прихватка продольных стыковых сварных соединений муфты должна производиться после предварительного подогрева с применением сварочных материалов, рекомендованных для сварки корневого слоя шва. Длина прихваток должна быть от 30 до 50 мм. Количество прихваток определяют длиной продольного сварного соединения. Прихватки должны обеспечить проплавление свариваемых кромок с подкладной пластиной и/или между собой и зачищаться механическим способом.

7.7.12 Сварка внутренних угловых швов половины муфты с отводным патрубком и с действующим газопроводом должна выполняться обратноступенчатым способом с поочередным нанесением слоев (см. рисунок 10, валики 5-6) электродами диаметром 3,0-4,0 мм с режимами сварки, приведенными в таблице 6.

7.7.13 Сварка продольных стыковых сварных соединений половин разрезной муфты должна выполняться аналогично сварке продольных стыковых сварных соединений половины разрезного тройника (п.7.8.5-7.8.18).

7.8 Сборка и сварка узла врезки с конструктивным исполнением «разрезной тройник» (типы III, IV, IVa, V)

7.8.1 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений узла врезки должны выполняться в соответствии с требованиями Операционной

технологической картой сборки, сварки и контроля разрезного тройника, разработанной и утвержденной организацией, выполняющей сварочные работы.

Типовая форма операционной технологической карты принимается в соответствии с приложением Б.

7.8.2 Монтаж, сборка и сварка разрезного тройника к действующему газопроводу должна производиться в следующей последовательности:

- монтаж, сборка разрезного тройника, предварительный подогрев и выполнение прихваток продольных стыковых соединений с подкладной пластиной и/или между собой на действующем газопроводе;
- сварка половин разрезного тройника продольными швами на подкладной пластине с сопутствующим подогревом (при необходимости);
- предварительный и сопутствующий подогрев действующего газопровода;
- сварка угловыми швами тройника с действующим газопроводом.

7.8.3 Разрезной тройник должен иметь подготовленные под сварку и зачищенные механическим способом кромки (см. рисунок 14):

- стыковые кромки симметричной разделки с углом скоса $30^{\circ} \pm 5^{\circ}$ и притуплением от 1,5 до 2,5 мм для сварки продольных стыковых сварных соединений половин тройника горизонтальной врезки;
- стыковые кромки несимметричной разделки с углом скоса кромок верхней половины тройника $30^{\circ} + 5^{\circ}$, нижней половины тройника $10^{\circ} + 5^{\circ}$ для сварки продольных стыковых соединений половин тройника вертикальной врезки;
- торцевые кромки тройника для сварки кольцевыми угловыми швами с газопроводом должны быть с углом скоса $45^{\circ} - 60^{\circ}$.

7.8.4 Наружные и внутренние поверхности, прилегающие к кромкам продольных стыковых соединений половин тройника, должны быть зачищены до металлического блеска на ширину не менее 15 мм.

7.8.5 При вертикальной врезке разрезного тройника продольные стыковые соединения половин тройника должны быть расположены на середине боковых четвертей трубы, при горизонтальной врезке - на середине верхней и нижней четвертей труб, при этом, расстояние между продольным швом действующего газопровода и продольным стыковым соединением разрезного тройника должно быть не менее 150 мм.

7.8.6 Сварка продольных стыковых соединений разрезных тройников должна производиться на подкладных пластинах, выходящих за торцы тройника на расстояние не менее 100 мм. Подкладные пластины должны изготавливаться в заводских или базовых условиях из малоуглеродистых сталей (марок ВСт.3сп, 10, 20), толщиной от 2,0 до 3,0 мм, шириной $(25\pm 1,0)$ мм и поставляться в комплекте с разрезным тройником.

7.8.7 До начала сборки к внутренней поверхности одной из половин тройника со стороны разделки по всей длине кромок должны быть выполнены прихватки подкладных пластин. Допускается устанавливать (пропускать с торца тройника) подкладные пластины после установки разрезного тройника на действующий газопровод в случаях, если разрезной тройник имеет специальную выборку, выполненную в заводских условиях.

7.8.8 Сборка разрезного тройника и его фиксирование на действующем газопроводе должна производиться с необходимыми зазорами для сварки, при этом, зазоры продольного стыкового соединения половин тройника должны быть $3,0+3,0$, кольцевого углового нахлесточного соединения для сварки угловых швов должны быть не более 3,0 мм, внутреннее смещение стыкуемых кромок продольного стыкового соединения половин тройника не должно превышать 1,2 мм.

7.8.9 Прихватка продольных стыковых сварных соединений тройника должна производиться после предварительного подогрева с применением сварочных материалов, рекомендованных для сварки корневого слоя шва. Длина прихваток должна быть от 30 до 50 мм. Количество прихваток

определяют длиной продольного сварного соединения. Прихватки должны обеспечить проплавление свариваемых кромок с подкладной пластиной и/или между собой и зачищаться механическим способом.

7.8.10 С целью исключения дефектов начала и конца сварки (стартовые поры, наплывы) на торцах тройников при сварке продольных стыковых сварных соединений выполняют на временных выводных технологических планках длиной от 50 до 60 мм, сваренных между собой с углом скоса кромок собранного продольного стыкового соединения и прихваченных сваркой к подкладной пластине. После окончания сварки технологические планки удаляются механическим способом вместе с подкладной пластиной.

7.8.11 При длине разрезных тройников менее 600 мм сварку продольных сварных соединений необходимо выполнять двумя сварщиками одновременно с обеих сторон в противоположных направлениях (справа налево, слева направо) с началом и окончанием сварки на технологических планках.

7.8.12 При длине разрезных тройников более 600 мм сварку продольных сварных соединений необходимо выполнять четырьмя сварщиками одновременно с обеих сторон в противоположных направлениях (от центра тройника к торцам, от торцев к центру тройника) с началом или окончанием сварки на технологических планках (см. рисунок 15).

7.8.13 Сварку корневого и первых двух заполняющих слоев рекомендуется выполнять обратноступенчатым способом, соблюдая правила послойного смещения «замков» на величину от 25 до 30 мм.

7.8.14 Сборочные приспособления двух половин тройника могут быть сняты после сварки не менее 60 % длины выполненных корневого и первых двух заполняющих слоев шва.

7.8.15 Последующие заполняющие и облицовочные слои выполняют методом непрерывной сварки наложением параллельных проходов (валиков)

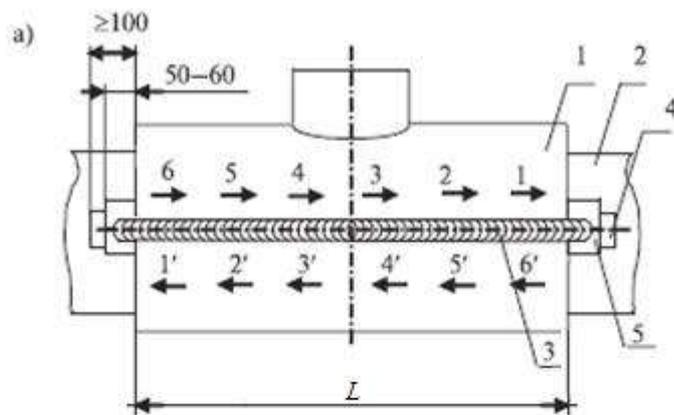
с перекрытием от 2,0 до 3,0 мм в тех же направлениях с началом или окончанием сварки на технологических планках.

7.8.16 Первые заполняющие слои свариваются по центру шва, последующие – параллельно, при этом первоначально накладывается нижний валик, далее средний, а затем верхний при расположении продольных швов на боковых четвертях трубы действующего газопровода.

7.8.17 Общее усиление облицовочных слоев шва должен быть высотой от 1 до 3 мм, и иметь плавный переход к основному металлу тройника с перекрытием наружных свариваемых кромок в каждую сторону на 2,5-3,5 мм.

7.8.18 Последовательность наложения слоев при сварке продольных швов тройников приведена на рисунке 16.

7.8.19 Сварка (прихватка) кольцевых угловых швов тройника к действующему газопроводу должна производиться в строгой последовательности: сначала первое сварное соединение по направлению движения потока газа, затем второе.

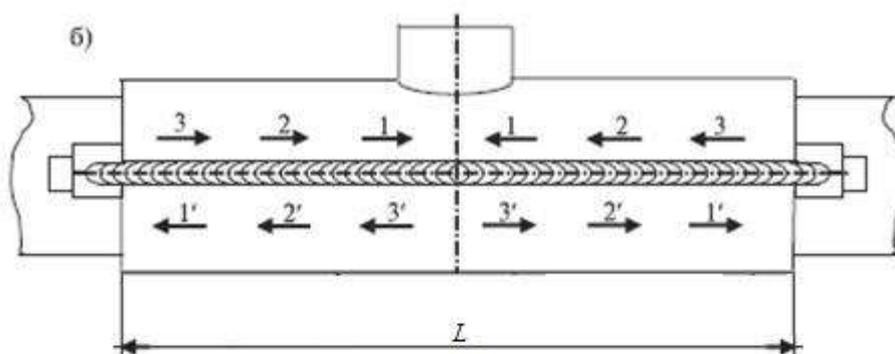


Общее направление сварки одновременно двумя сварщиками продольных швов тройника $L \leq 600$ мм

← справа налево
→ слева направо

1, 2, 3, 4, 5, 6 – направление сварки корневого и первых двух заполняющих слоев обратноступенчатым способом при общем направлении сварки справа налево первого продольного стыкового соединения;

1', 2', 3', 4', 5', 6' – направление сварки корневого и первых двух заполняющих слоев обратноступенчатым способом при общем направлении сварки слева направо второго продольного стыкового соединения



Общее направление сварки одновременно четырьмя сварщиками продольных швов тройника $L > 600$ мм

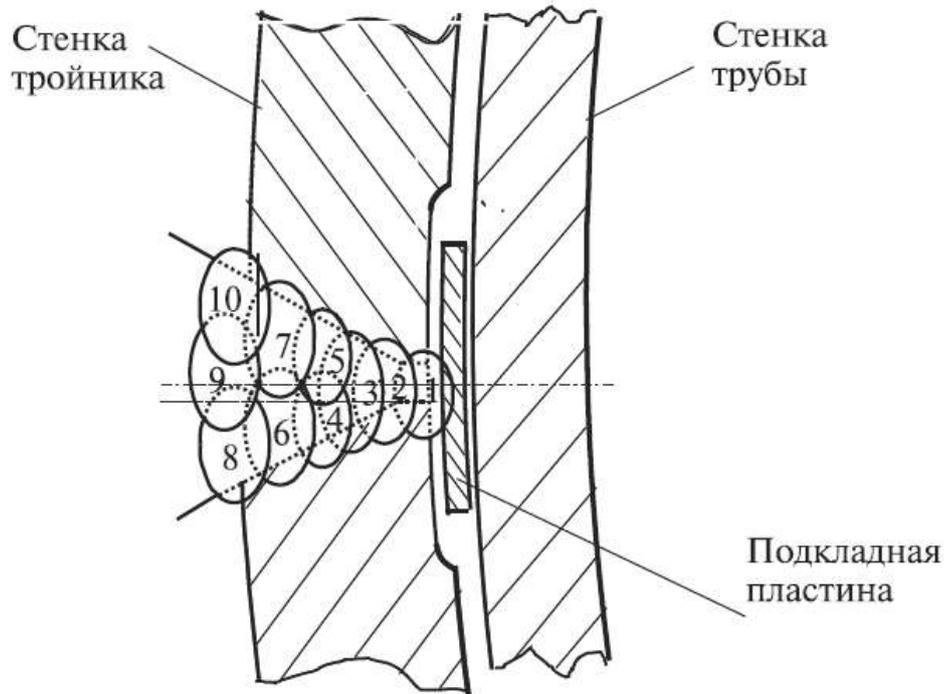
← → от центра к торцам
→ ← от торцов к центру

1, 2, 3 – направление сварки корневого и первых двух заполняющих слоев обратноступенчатым способом от центра к торцам первого продольного стыкового соединения;

1', 2', 3' – направление сварки корневого и первых двух заполняющих слоев обратноступенчатым способом от торцов к центру второго продольного стыкового соединения

1 – разрезной тройник; 2 – газопровод; 3 – продольный шов тройника; 4 – металлическая подкладная пластина под продольный шов; 5 – V-образная временная технологическая выводная планка

Рисунок 15 - Порядок наложения корневого и первых двух заполняющих слоев продольных швов тройника двумя (а) и четырьмя (б) сварщиками



1-10 – порядковые номера слоев приварки тройника

Рисунок 16 - Последовательность наложения слоев кольцевых нахлесточных швов тройника с газопроводом

7.8.20 Выполнение прихваток торцов тройника к действующему газопроводу должно выполняться с предварительным подогревом равномерно по периметру, количество прихваток и их протяженность в зависимости от диаметра трубы приведены в таблице 8, при этом, не допускается выполнение прихваток в месте продольного шва тройника и продольного шва газопровода.

Таблица 8 – Количество и протяженность прихваток

Прихватки	Диаметр трубы, мм		
	до 529	529–820	1020–1420
Количество	3–4	4–6	6–8

Протяженность	30–40	40–60	60–100
---------------	-------	-------	--------

7.8.21 Сварку углового шва тройника к действующему газопроводу необходимо выполнять в следующей последовательности:

- предварительный и сопутствующий подогрев действующего газопровода;

- сварка трех (четырех) параллельных наплавочных швов с перекрытием от 1,5 до 2,0 мм (см. рисунок 17, валики 1-3) на поверхность полного периметра действующего газопровода, при этом, номинальная глубина проплавления стенки газопровода наплавочных валиков должна быть не более 2,4 мм, ширина наплавленных валиков – не менее 1,4 толщины стенки газопровода;

- сварка дополнительных наплавочных швов (при необходимости для достижения необходимого зазора, см. рисунок 17, валики 4-6);

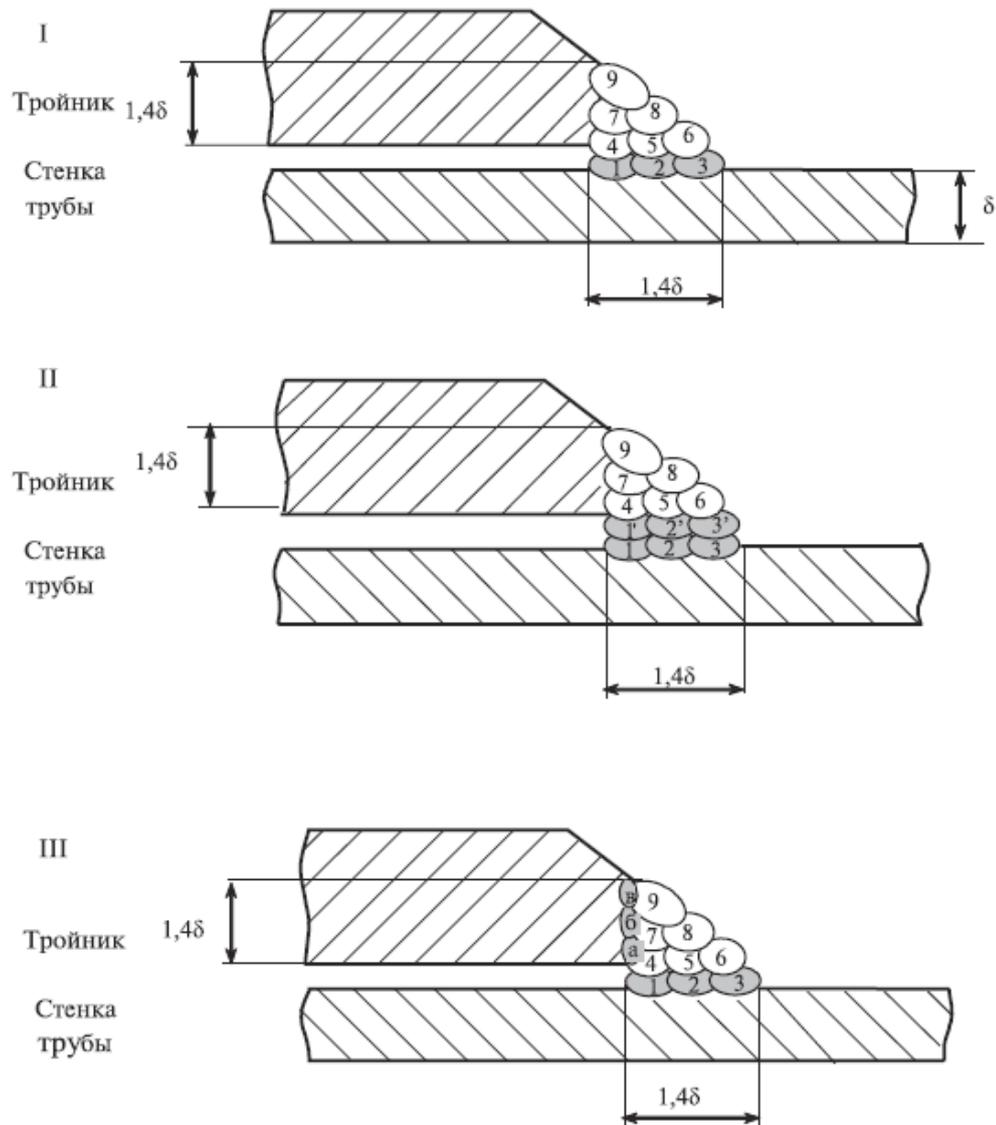
- сварка заполняющих и облицовочных слоев угловых швов в последовательности, приведенной на рисунке 17 (см. валики 5, 6, 7, 8 и т.д.).

7.8.22 Сварку (наплавку) наплавочных ниточных и первых двух заполняющих швов на наружную поверхность действующего газопровода рекомендуется выполнять электродами типа Э-50А диаметром 2,5–3,2 мм, последующих заполняющих и облицовочных слоев - электродами диаметром 3,0-4,0 мм (Приложение Б). Сварку выполняют обратноступенчатым способом (рисунок 18) с соблюдением правил послойного смещения мест начала и окончания сварки на величину 25 мм и 35 мм соответственно, при этом:

- для трубопроводов до Ду-1000 вкл. не менее двумя сварщиками;
- для трубопроводов свыше Ду-1000 до Ду-1200 вкл. не менее тремя сварщиками;
- для трубопроводов свыше Ду-1200 не менее четырьмя сварщиками.

7.8.23 При сварке обратноступенчатым способом следует соблюдать правила послойного смещения «замков» на величину от 25 до 30 мм.

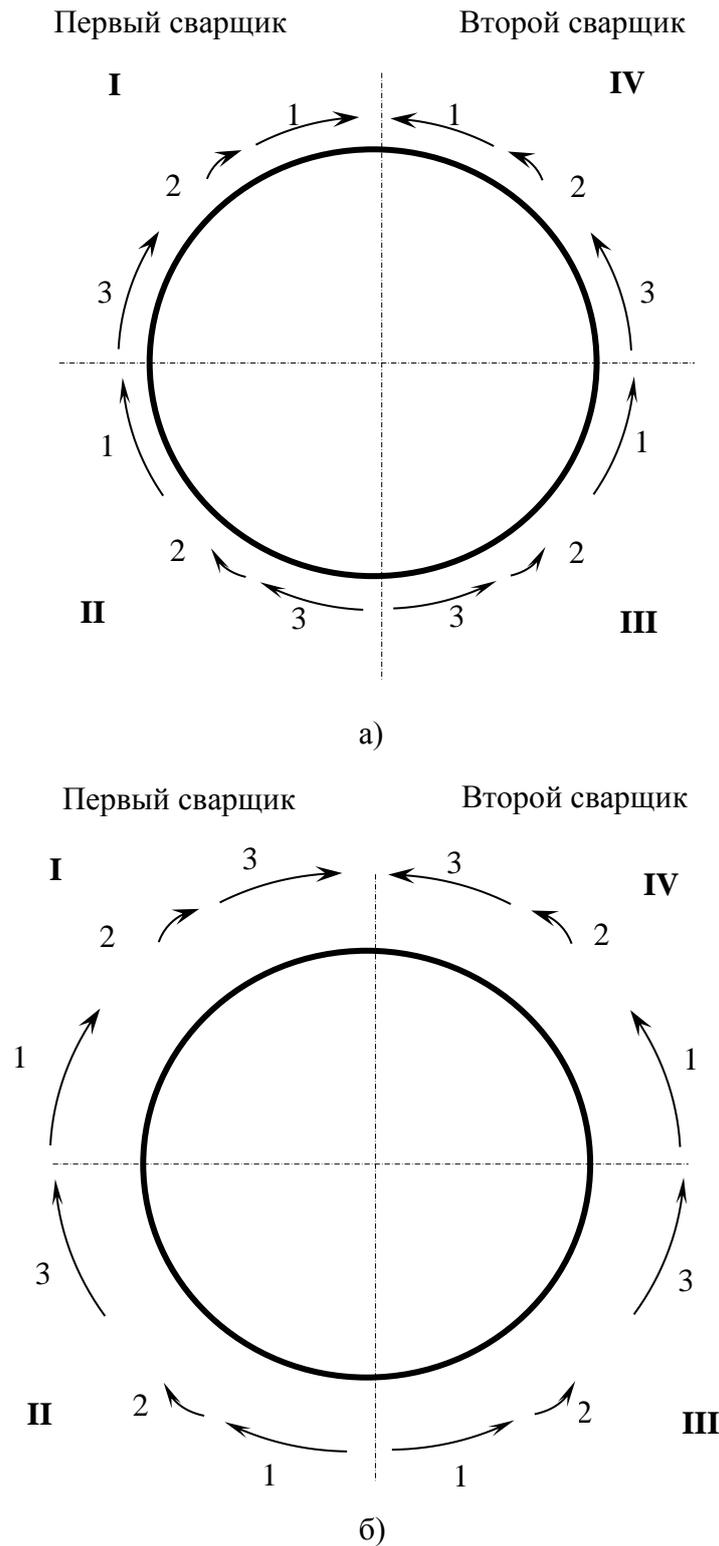
7.8.24 Количество слоев углового шва сварки тройника с действующим газопроводом зависит от толщины свариваемой кромки тройника, при этом величина катета должна быть не менее 1,4 толщины стенки газопровода.



I - с одним слоем наплавленных валиков; II – с дополнительным слоем наплавленных валиков; III – слоем наплавленных валиков на поверхность тройника; δ – толщина стенки газопроводов; 1, 2, 3 – порядковые номера

валиков

Рисунок 17 - Последовательность наложения слоев кольцевых нахлесточных швов тройника с газопроводом



а – первого (корневого) и заполняющих слоев шва; б – последних
 заполняющих слоев шва; 1–3 – участки шва; I–IV – четверти окружности
 Рисунок 18 – Последовательность сварки кольцевых угловых швов тройника
 двумя сварщиками

7.9 Сборка и сварка ребер жесткости и центрирующих устройств

7.9.1 На газопроводах из спиральношовных и прямошовных труб при вырезании отверстий условным диаметром Ду 600 мм и более под давлением во избежание деформации вырезаемого темплета и заклинивания фрезы используют ребра жесткости и центрирующие устройства, приведенные в приложении Г.

7.9.2 Монтаж и приварку узла врезки производят в соответствии с 7.8.

7.9.3 монтаж ребер жесткости и центрирующих устройств производят строго контролируя их расположение на равном расстоянии от стенок ответвления разрезного тройника.

7.9.4 Производят предварительный нагрев свариваемых поверхностей и фиксируют центрирующие устройства, ребра жесткости прихватками с внутренней стороны. Прихватываемые кромки и направление прихваток приведены на рисунке Г.1 (см. приложение Г).

8 Контроль качества сварных соединений узла врезки

8.1 Контроль качества сварных соединений узла врезки должен проводиться специалистами лабораториями НК, аттестованными в соответствии с ПБ 03-440-02 [16].

8.1.1 Лаборатория НК должна быть аттестована и иметь Свидетельство об аттестации в соответствии с требованиями ПБ 03-372-00[17].

8.1.2 Лаборатория должна быть оснащена средствами НК, обеспечивающими возможность выполнения работ в рамках ее области аттестации, и необходимой нормативно-технической и методической документацией.

8.1.3 В лаборатории НК должна действовать разработанная и документированная система качества, соответствующая области деятельности, характеру и объему работ.

8.2 Контроль качества узла врезки в газопровод под давлением должен включать:

- входной контроль металла узлов и/или деталей узлов врезки, контроль применяемых сварочных материалов и оборудования;
- операционный контроль в процессе сборки и сварки узла врезки;
- визуальный и измерительный контроль сварных соединений;
- контроль сварных соединений неразрушающими методами.

8.3 Входной контроль металла узлов и/или деталей узлов врезки, контроль применяемых сварочных материалов и оборудования выполняют с целью подтверждения их соответствия требованиям нормативной, технической и проектной документации.

8.4 Все детали узлов врезки заводского изготовления (отводные патрубки, усиливающие накладки, разрезные тройники, разрезные муфты), шаровые краны, фланцы, трубы, применяемые для изготовления деталей узлов врезки, должны быть изготовлены по ТУ, согласованным с ОАО «Газпром».

8.5 Входной контроль металла узлов и/или деталей узлов врезки, контроль применяемых сварочных материалов и оборудования проводят согласно ГОСТ 24297 и стандартов дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром».

8.6 Входной контроль свариваемых кромок разрезных тройников (разрезных муфт), шаровых кранов и фланцев заводского изготовления, прошедших заводские гидравлические испытания при $R_{исп}=1,5R_{раб}$, проводят магнитопорошковым методом по уровню чувствительности Б в соответствии с ГОСТ 21105 или капиллярным методом по классу чувствительности II в соответствии с ГОСТ 18442.

8.7 Наличие дефектов на металле свариваемых кромок разрезных тройников (разрезных муфт), шаровых кранов и фланцев сварных швов, размеры которых превышают установленные, в соответствии с приложением Д, не допускается.

8.8 Операционный контроль в процессе сборки и сварки выполняют ответственные за производство работ (мастера). При операционном контроле проверяют соответствие выполняемых работ требованиям настоящего стандарта, национальных стандартов, стандартов ОАО «Газпром».

8.9 Контроль качества работ при сборке и сварке узлов и/или деталей узлов врезки выполняют в соответствии с требованиями операционной технологической карты сборки и сварки узлов и/или деталей узлов врезки.

8.10 Все сварные соединения узла врезки с газопроводом под давлением подлежат визуальному и измерительному контролю в объеме 100%, а также ультразвуковому контролю в объеме 100%, капиллярному и/или магнитопорошковому контролю в объеме 100%.

8.11 НК контроль качества сварных соединений узла врезки должен проводиться по операционным технологическим картам контроля.

8.12 Визуальный и измерительный контроль сварных соединений выполняют с целью подтверждения, соответствия выполнения операций сборки и сварки требованиям нормативной, технической и проектной документации.

8.13 При положительных результатах визуального и измерительного контроля сварные соединения узла врезки контролируются ультразвуковым, капиллярным и/или магнитопорошковым методами.

8.14 Контроль сварных соединений узла врезки капиллярным методом проводится по классу чувствительности II в соответствии с ГОСТ 18442, магнитопорошковым методом - по уровню чувствительности Б в соответствии с ГОСТ 21105.

8.15 Контроль качества сварных соединений узла врезки «отводной патрубков с накладкой» (тип I) следует производить в два этапа.

8.15.1 Первый этап - проводится контроль качества приварки отводного патрубка к стенке газопровода визуальным и измерительным методом и ультразвуковым в соответствии с ГОСТ 14782.

8.15.2 Второй этап - проводится контроль качества сварных швов «накладка-патрубок» и «накладка-газопровод» визуальным и измерительным методом, ультразвуковым методом по ГОСТ 14782, в качестве дублирующего контроля применяется капиллярный метод по ГОСТ 18442 и/или магнитопорошковый метод по ГОСТ 21105.

8.16 Контроль качества сварных соединений «разрезной тройник» (типы III, IV, IVa, V) следует производить в два этапа.

8.16.1 Первый этап - проводится контроль качества продольных швов разрезного тройника визуальным и измерительным методом, ультразвуковым методом по ГОСТ 14782.

8.16.2 Второй этап - проводится контроль качества кольцевых швов разрезного тройника визуальным и измерительным методом, ультразвуковым методом по ГОСТ 14782, в качестве дублирующего контроля применяется капиллярный метод по ГОСТ 18442 и/или магнитопорошковый метод по ГОСТ 21105.

8.17 Порядок проведения контроля качества сварных соединений узлов врезки и оформление заключения по результатам контроля должны соответствовать СТО Газпром 2-2.4-083.

8.18 Для проведения контроля качества сварных соединений узлов врезки применяют отечественное и зарубежное оборудование, входящее в «Реестр средств неразрушающего контроля качества сварных соединений».

8.19 Нормы оценки качества сварных соединений узла врезки на газопроводе под давлением принимаются в соответствии с приложением Д.

8.20 Исправление дефектов в сварных швах допускается в случае, если суммарная длина дефектных участков не превышает 0,1 от периметра сварного шва. При исправлении дефектов давление транспортируемого продукта должно быть снижено не менее чем на 30 % от величины проходного рабочего давления на участке.

8.21 Для уточнения границ и полноты удаления дефектов, выходящих на поверхность, применяется капиллярный метод контроля, класс чувствительности II, в соответствии с ГОСТ 18442

8.22 Отремонтированный участок сварного соединения должен быть проверен визуальным и измерительным методом и неразрушающими методами контроля в объеме 100% на длине превышающий отремонтированный участок на 100 мм в каждую сторону.

8.23 Контроль качества гарантийных сварных соединений проводится визуальным и измерительным, радиографическим, ультразвуковым методами в объеме 100% каждый в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083.

9 Врезка отвода (лупинга, перемычки) в газопровод под давлением

9.1 Врезка через шаровой кран

9.1.1 Общие требования

9.1.1.1 Врезку через шаровой кран применяют для подсоединения к магистральному газопроводу под давлением газопроводов-отводов, лупингов, перемычек, переходов под авто-, железными дорогами, через водные преграды и тп..

9.1.1.2 Врезку через шаровой кран выполняют, как правило, горизонтальным или вертикальным способом через шаровой равнопроходной кран, с применением узлов конструктивного исполнения типов I-IV.

Тип исполнения ответвления узла врезки - с кромками под сварку.

Тип исполнения шарового крана - с кромками под сварку.

Шаровые краны по окончании работ оставляют для постоянного применения на газопроводе-отводе (лупинге, перемычке, переходе) как линейную ТПА.

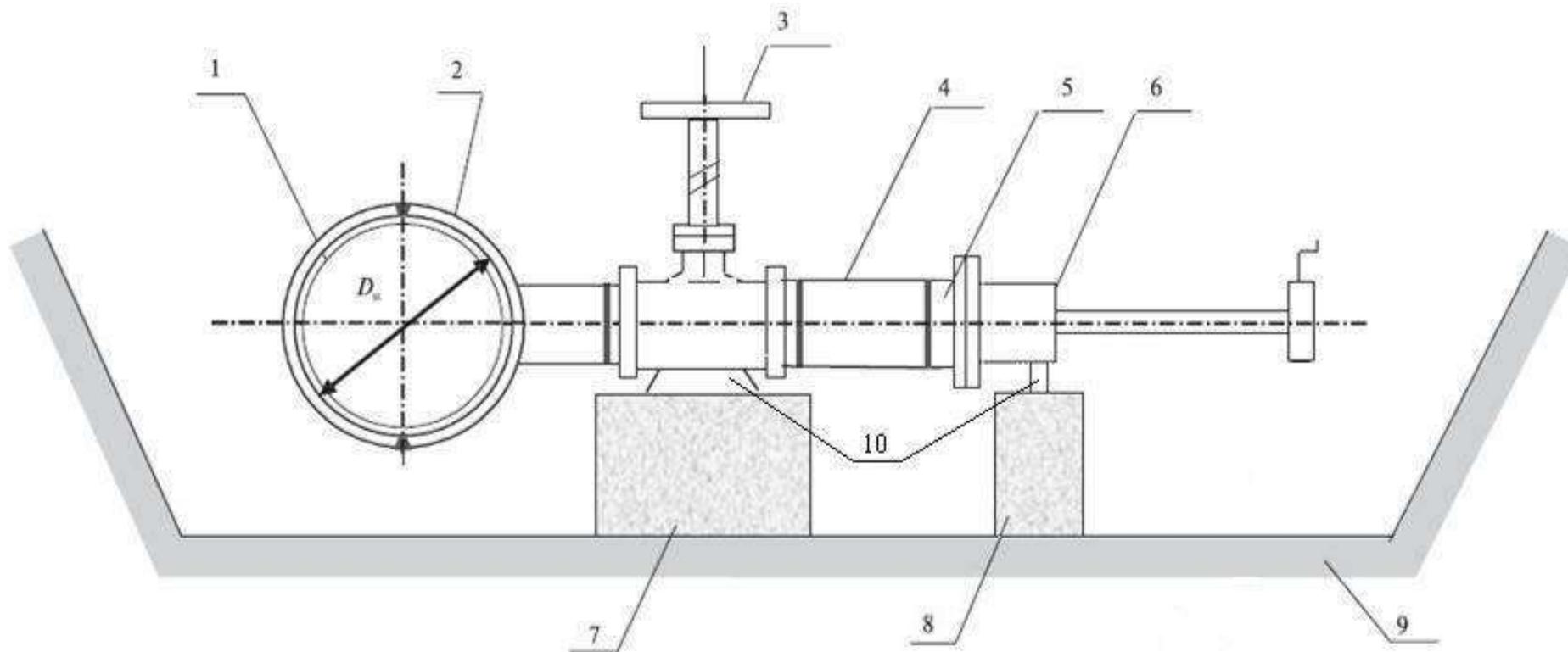
9.1.1.3 Горизонтальная врезка предусматривает расположение ответвления узла врезки, шарового крана и направление движения фрезы машины для врезки в одной плоскости с основным газопроводом, в который производится врезка, параллельно поверхности земли, как показано на рисунке 19.

9.1.1.4 Вертикальная врезка предусматривает расположение ответвления узла врезки, шарового крана и направление движения фрезы машины для врезки перпендикулярно поверхности земли, как показано на рисунке 20.

Примечание - Допускается при необходимости для надземной прокладки отводов условным диаметром Ду 50 (типов I, Ia) врезка перпендикулярно поверхности газопровода в любом пространственном положении.

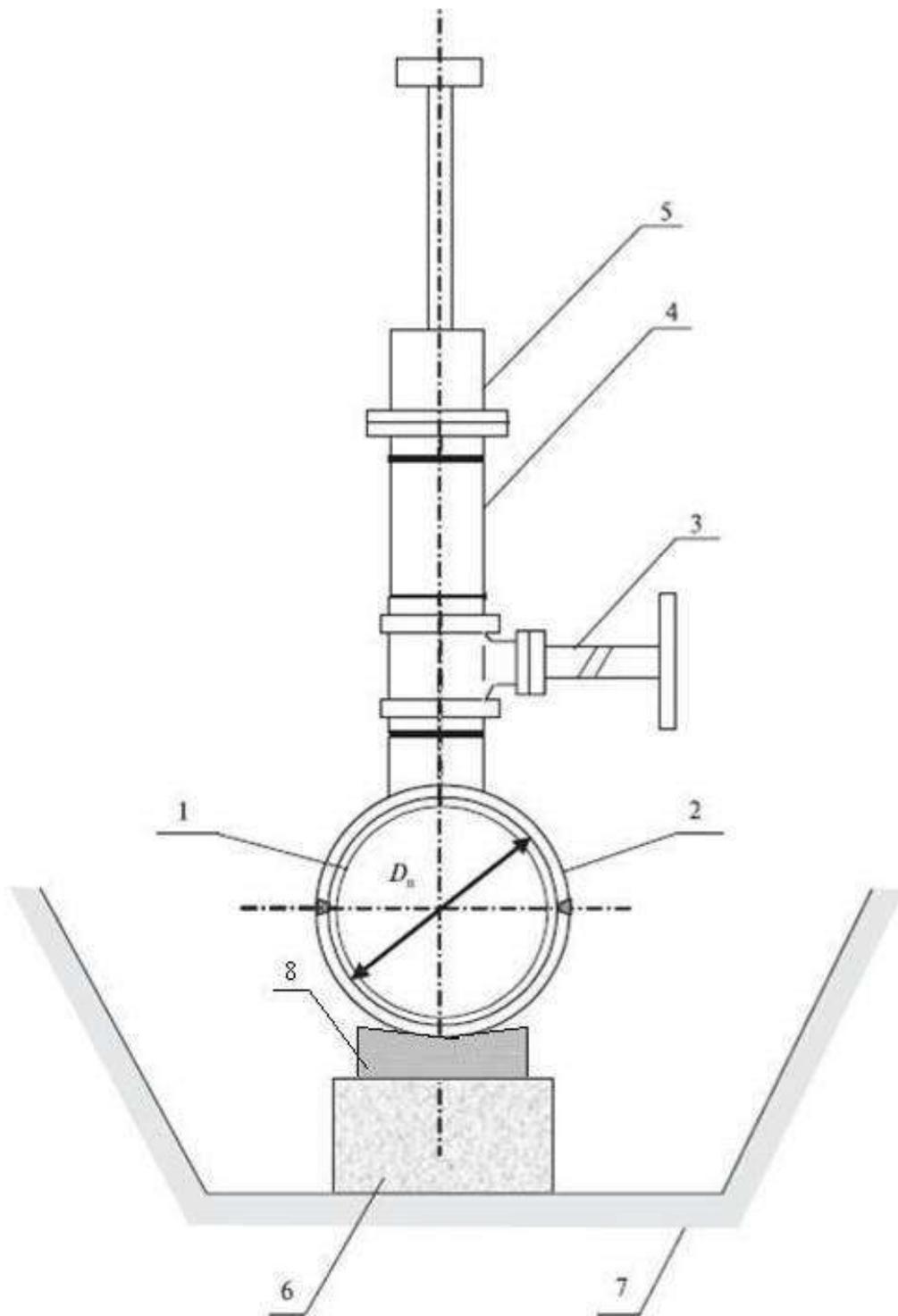
9.1.1.5 Предварительную сборку сварной конструкции «узел врезки-шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» или «шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» с использованием узлов с конструктивным исполнением типов I-IV должны выполнять на бровке котлована (см. 5.3.6).

Примечание – Допускается предварительная сборка сварной конструкции в котловане исходя из удобства и возможности сборки в конкретных условиях. Допускается предварительная сборка сварной конструкции «отводной патрубков-шаровой кран-переходной патрубков ответный фланец» условным диаметром Ду 50-300 с использованием узлов врезки с конструктивным исполнением типов I-IV в стационарных условиях специализированной организации.



1 – магистральный газопровод с наружным диаметром $D_{н}$; 2 – узел врезки типов I-IV; 3 - шаровой кран; 4 – переходной патрубок; 5 – ответный фланец; 6 – машина для врезки; 7 – железобетонная плита под шаровой кран; 8 - железобетонная плита под машину для врезки; 9 - котлован; 10 – регулируемая часть временной опоры

Рисунок 19 – Горизонтальная врезка отвода (лупинга, перемычки) через шаровой кран



- 1 – магистральный газопровод с наружным диаметром D_H ; 2 – узел врезки типов I-IV; 3 - шаровой кран; 4 – переходной патрубков; 5 – машина для врезки; 6 - железобетонная плита под узел врезки; 7 – котлован;
8 – временная опора

Рисунок 20 – Вертикальная врезка отвода (лупинга, перемычки, перехода) через шаровой кран

9.1.1.6 При сборке сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран-переходной патрубков - ответный фланец» с использованием узлов с конструктивным исполнением типов I-IV, к отводному патрубку узла врезки приваривают шаровой кран (см. рисунки 19, 20). К другому концу шарового крана приваривают переходной патрубок (заводского изготовления), к переходному патрубку приваривают ответный фланец для последующего монтажа машины для врезки.

При сборке сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» одному концу шарового крана приваривают переходной патрубок, к переходному патрубку приваривают ответный фланец для последующего монтажа машины для врезки.

9.1.1.7 Переходной патрубок используют для последующего сварного соединения с газопроводом-отводом, лупингом, перемычкой, переходом. Длину переходного патрубка принимают в зависимости от величины хода сверлильного вала машины для врезки, но не менее 260 мм.

9.1.1.8 При подготовительных операциях узлов врезки на машине для врезки монтируют фрезу с направляющим сверлом. Проверку отсутствия провисания фрезы проводят, выставляя фрезу в крайнее положение на полную длину рабочего хода сверлильного вала машины для врезки. Конструкция сверла должна предусматривать крепление специальных стержней, удерживающих вырезанный темплет для удаления его из трубы.

9.1.1.9 На ответный фланец перед монтажом машины для врезки устанавливают прокладку (паронит или др.).

9.1.1.10 При врезках с условным диаметром Ду 600 и более в спиральношовные и прямошовные трубы следует выполнить монтаж и сварку ребер жесткости и при необходимости центрирующих устройств в соответствии с 7.9.

9.1.1.11 Приварку узлов врезки и контроль качества швов приварки производят в соответствии с требованиями разделов 7 и 8.

9.1.1.12 Проверку герметичности соединений (фланцевых, сварных) и испытания на прочность узлов врезки производят в соответствии с требованиями 9.3.

9.1.1.13 После испытания узлов врезки и непосредственно перед врезкой производят выравнивание давления азота в полости стыковочного узла, путем его сброса через игольчатый вентиль машины для врезки, до величины рабочего при проведении работ на участке, но не выше допустимого $P_{\text{доп}}$ при сварке и врезке под давлением (см. 5.2.2).

9.1.2 Подготовка к горизонтальной врезке через шаровой кран

9.1.2.1 Подготовительные работы, в зависимости от типа узла врезки, производятся в следующей последовательности:

а) тип I:

- 1) сооружение фундамента под шаровой кран в котловане (см. 9.1.2.2);
- 2) сборка сварной конструкции «отводной патрубков - шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» на бровке котлована (см. 9.1.1.6);
- 3) монтаж на фундамент сварной конструкции «отводной патрубков - шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» в котловане с применением грузоподъемного крана (см. 9.1.2.3);
- 4) установка усиливающей накладки на отводной патрубков сварной конструкции «отводной патрубков - шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец»;
- 5) сборка и сварка отводного патрубка сварной конструкции «отводной патрубков - шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» с газопроводом;
- б) сборка и сварка усиливающей накладки с патрубком сварной конструкции «отводной патрубков - шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» и газопроводом;

- 7) установка временной опоры под машину для врезки в котловане (см. 9.1.2.4);
- 8) подготовка машины для врезки на бровке (см.9.1.1.8);
- 9) монтаж машины для врезки с применением грузоподъемного крана в котловане и ее сборка с ответным фланцем сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» (см.9.1.1.9, 9.1.2.5);
- 10) открытие шарового крана;
- 11) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);
- 12) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.1.13);

б) тип Ia:

- 1) сооружение фундамента под шаровой кран в котловане (см. 9.1.2.2);
- 2) сборка сварной конструкции «отводной патрубок - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» на бровке котлована (см. 9.1.1.6);
- 3) монтаж на фундамент сварной конструкции «отводной патрубок - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» в котловане с применением грузоподъемного крана (см. 9.1.2.3);
- 4) сборка и сварка отводного патрубка сварной конструкции «отводной патрубок - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» с газопроводом;
- 5) установка временной опоры под машину для врезки в котловане (см. 9.1.2.4);
- б) подготовка машины для врезки на бровке (см.9.1.1.8);
- 7) монтаж машины для врезки с применением грузоподъемного крана в котловане и ее сборка с ответным фланцем сварной

конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» (см. 9.1.1.9, 9.1.2.5);

8) открытие шарового крана;

9) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);

10) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.1.13);

в) тип II:

1) сооружение фундамента под шаровой кран в котловане (см. 9.1.2.2);

2) сборка сварной конструкции «отводной патрубок - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» на бровке котлована (см. 9.1.1.6);

3) монтаж верхней полумуфты на отводной патрубок сварной конструкции «отводной патрубок - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец», в свободном положении;

4) монтаж на фундамент сварной конструкции «отводной патрубок - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» с верхней полумуфтой в котловане с применением грузоподъемного крана (см. 9.1.2.3);

5) сварка отводного патрубка сварной конструкции «отводной патрубок-шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» с газопроводом;

6) установка верхней полумуфты, находящейся в свободном положении, на газопровод;

7) установка нижней полумуфты на газопровод;

8) сварка половин разрезной муфты на газопроводе;

9) сварка отводного патрубка сварной конструкции «отводной патрубок - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» с муфтой и газопроводом;

10) установка временной опоры под машину для врезки в котловане (см. 9.1.2.4);

11) подготовка машины для врезки на бровке (см.9.1.1.8);

12) монтаж машины для врезки с применением грузоподъемного крана в котловане и ее сборка с ответным фланцем сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» (см. 9.1.1.9, 9.1.2.5);

13) открытие шарового крана;

14) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);

15) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.1.13);

г) тип III-IV:

1) сооружение фундамента под шаровой кран в котловане (см. 9.1.2.2);

2) сборка сварной конструкции «верхняя полуобечайка с отводным патрубком разрезного тройника - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» на бровке котлована (см. 9.1.1.6);

3) монтаж на фундамент сварной конструкции «верхняя полуобечайка с отводным патрубком разрезного тройника - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» в котловане с применением грузоподъемного крана (см. 9.1.2.3);

4) монтаж, сборка и сварка нижней полуобечайки разрезного тройника с верхней полуобечайкой;

5) установка временной опоры под машину для врезки в котловане (см. 9.1.2.4);

б) подготовка машины для врезки на бровке (см.9.1.1.8);

7) монтаж машины для врезки с применением грузоподъемного крана в котловане и ее сборка с ответным фланцем сварной

конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» (см. 9.1.1.9, 9.1.2.5);

8) открытие шарового крана;

9) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);

10) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.1.13).

9.1.2.2 Высота фундамента должна обеспечивать перпендикулярность проходного сечения ответвления узла врезки и газопровода, в месте предполагаемой врезки. Конструкция фундамента должна сооружаться таким образом, чтобы не допустить перекосов сварной конструкции при её монтаже. Фундамент должен быть рассчитан на суммарный вес устанавливаемого оборудования.

Примечание – При выполнении горизонтальной и вертикальной врезки с применением узла врезки типа Ia для Ду 50 мм с усиленным патрубком допускается не сооружать фундамент.

9.1.2.3 Сварную конструкцию устанавливают в котловане на фундамент, поддерживая ее краном.

9.1.2.4 Временная опора под машину для врезки должна быть рассчитана на суммарный вес устанавливаемого оборудования. Машина для врезки должна опираться на плоскую площадку, предусмотренную в конструкции самой машины.

9.1.2.5 Машину для врезки выставляют в горизонтальное положение, центрируют ответный фланец с фланцем машины и соединительными болтами стягивают фланцы.

9.1.3 Подготовка к вертикальной врезке через шаровой кран

9.1.3.1 Подготовительные работы, в зависимости от типа узла врезки, производят в следующей последовательности:

а) тип I:

- 1) сборка сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» на бровке котлована (см.9.1.1.6);
 - 2) монтаж, сборка и сварка отводного патрубка с газопроводом;
 - 3) установка усиливающей накладки на газопровод через отводной патрубков;
 - 4) сборка и сварка отводного патрубка с усиливающей накладкой и газопроводом;
 - 5) установка поддерживающую трубу газопровода временной опоры, состоящую из железобетонной плиты и регулируемой части (см. 9.1.3.2);
 - б) монтаж с применением грузоподъемного крана сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» в котлован к отводному патрубку узла врезки (см. 9.1.3.3 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**);
 - 7) сварка отводного патрубка узла врезки с шаровым краном;
 - 8) подготовка машины для врезки на бровке (см.9.1.1.8);
 - 9) монтаж с применением грузоподъемного крана машины для врезки в котлован и ее установка на ответный фланец крана сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» (см. 9.1.1.9, 9.1.3.4);
 - 10) открытие шарового крана;
 - 11) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);
 - 12) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см.9.1.1.13);
- б) тип Ia:
- 1) сборка сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» на бровке котлована (см.9.1.1.6);
 - 2) сборка и сварка отводного патрубка с газопроводом;

- 3) установка поддерживающей трубу газопровода временной опоры, состоящую из железобетонной плиты и регулируемой части (см. 9.1.3.2);
- 4) монтаж с применением грузоподъемного крана сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» в котлован к отводному патрубку узла врезки (см. 9.1.3.3);
- 5) сварка отводного патрубка узла врезки с шаровым краном;
- 6) подготовка машины для врезки на бровке (см.9.1.1.8);
- 7) монтаж с применением грузоподъемного крана машины для врезки в котлован и ее установка на ответный фланец сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» (см. 9.1.1.9, 9.1.3.4);
- 8) открытие шарового крана;
- 9) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);
- 10) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см.9.1.1.13);

в) тип II:

- 1) сборка сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» на бровке котлована (см.9.1.1.6);
- 2) монтаж, сборка и прихватка отводного патрубка с газопроводом;
- 3) монтаж верхней полумуфты на газопровод через отводной патрубок;
- 4) монтаж нижней полумуфты под газопроводом;
- 5) установка, поддерживающей нижнюю полумуфту, временной опоры, состоящую из железобетонной плиты и регулируемой части (см. 9.1.3.2);
- 6) сварка половин разрезной муфты на газопроводе;
- 7) сварка отводного патрубка с муфтой и газопроводом;

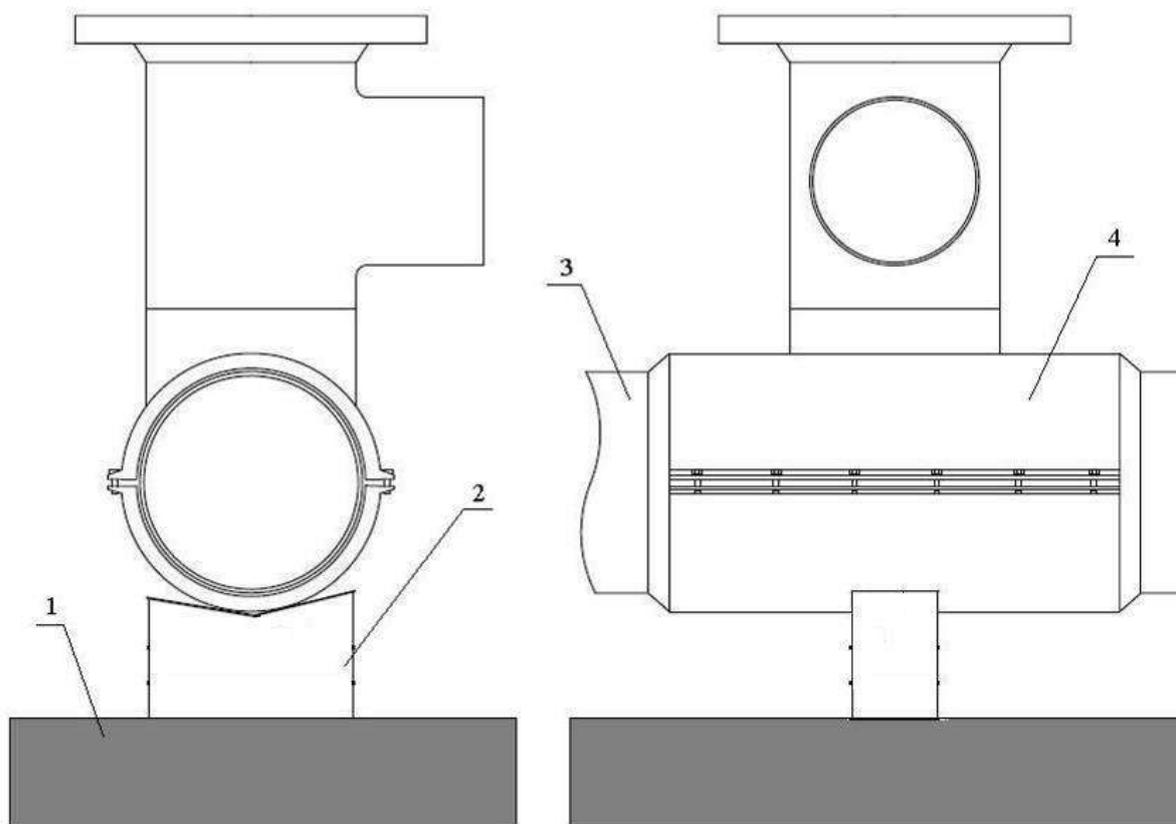
- 8) монтаж с применением грузоподъемного крана сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» в котлован к отводному патрубку разрезной муфты (см. 9.1.3.3);
 - 9) сварка отводного патрубка разрезной муфты с шаровым краном;
 - 10) подготовка машины для врезки (см.9.1.1.8);
 - 11) монтаж с применением грузоподъемного крана машины для врезки в котлован и ее установка на ответный фланец сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» (см. 9.1.1.9, 9.1.3.4);
 - 12) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);
 - 13) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см.9.1.1.13);
- г) тип III-IV:
- 1) сборка сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» на бровке котлована (см.9.1.1.6);
 - 2) монтаж нижней полуобечайки разрезного тройника под газопроводом;
 - 3) установка под нижнюю полуобечайку временной опоры, состоящую из железобетонной плиты и регулируемой части (см. 9.1.3.2);
 - 4) монтаж верхней полуобечайки на газопровод;
 - 5) сборка и сварка разрезного тройника.
 - 6) подготовка машины для врезки на бровке (см.9.1.1.8);
 - 7) монтаж с применением грузоподъемного крана сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубков - ответный фланец» в котлован к отводному патрубку разрезного тройника (см. 9.1.3.3);

- 8) сварка отводного патрубка разрезного тройника с шаровым краном;
- 9) монтаж с применением грузоподъемного крана машины для врезки в котлован и ее установка на ответный фланец сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» (см. 9.1.1.9, 9.1.3.4);
- 10) проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);
- 11) выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.1.13).

9.1.3.2 Временные опоры, состоящие из железобетонной плиты и регулируемой части, устанавливают под узел врезки (см. рисунок 21). Временные опоры на твердых настилах должны быть рассчитаны на суммарный вес устанавливаемого оборудования.

9.1.3.3 Для недопущения перекосов при монтаже строго контролируют вертикальность установки сварной конструкции «шаровой кран - переходной патрубок - ответный фланец» и соосность проходного сечения ответвления узла врезки, шарового крана и направляющего сверла машины для врезки.

9.1.3.4 Машину для врезки выставляют в вертикальное положение, центрируют ответный фланец с фланцем машины и соединительными болтами стягивают фланцы.



1 – железобетонная плита; 2 – временная опора;

3 – трубопровод; 4 – узел врезки

Рисунок 21 – Схема установки временной опоры, состоящий из железобетонной плиты и регулируемой части, под узел врезки

9.1.4 Процесс врезки

9.1.4.1 Процесс врезки производят в два этапа.

На первом этапе:

- высверливают отверстие в трубе направляющим сверлом;
- открывают игольчатый вентиль в адаптере машины для врезки и вытесняют давлением газа азот из полости стыковочного узла;
- закрывают игольчатый вентиль в адаптере машины для врезки;
- выравнивают давление газа в стыковочном узле и газопроводе.

На втором этапе:

- вырезают отверстие в трубе фрезой;
- возвращают фрезу в адаптер машины;
- закрывают шаровой кран;

- сбрасывают давление из адаптера машины;
- демонтируют машину для врезки.

9.1.4.2 Вытеснение давлением газа азота из полости стыковочного узла производят через игольчатый вентиль машины для врезки.

9.1.4.3 Подачу фрезы осуществляют вручную до соприкосновения с поверхностью трубы. Фрезерование производят в автоматическом режиме, параметры которого выбирают в зависимости от диаметра фрезы, прочности металла трубы и толщины ее стенки.

9.1.5 Подготовка узла врезки к подсоединению газопровода - отвода (лупинга, байпаса, перемычки, перехода)

9.1.5.1 Подготовку узла врезки к подсоединению газопровода - отвода (лупинга, перемычки, перехода) проводят с помощью:

а) сварного соединения:

- 1) отрезают ответный фланец от переходного патрубка шарового крана, подготавливают кромки переходного патрубка под приварку;
- 2) приваривают к переходному патрубку заглушку согласно разделу 7;
- 3) производят контроль качества сварных соединений неразрушающими методами контроля согласно разделу 8;

б) фланцевого соединения - к ответному фланцу монтируют глухой фланец и закрепляют шпильками (болтами).

Для врезки лупинга (перемычки, перехода) выполняют аналогичные работы в двух местах его подключения.

9.1.6 По завершении работ поднимают давление на отремонтированном участке до уровня проходного рабочего давления газопровода.

9.1.7 Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные сварные соединения.

9.2 Врезка через фланцевый отводной патрубок с накладкой и ответвлением, фланцевый разрезной тройник сварной с боковым ответвлением или фланцевый разрезной тройник сварной

9.2.1 Врезку через фланцевый отводной патрубок с накладкой и ответвлением (тип Ib), разрезной тройник сварной с боковым ответвлением (тип V) и разрезной тройник сварной (типы III, IV) применяют для подсоединения к магистральному газопроводу под давлением газопроводов-отводов, лупингов, перемычек, переходов под авто-, железными дорогами, через водные преграды, камер запуска-приема устройств ВТД и тп..

Выполняют с помощью вертикальной врезки перпендикулярно поверхности земли, либо горизонтальной врезки параллельно земли, через плоские задвижки, установленные на фланцах ответвлений. Отвод (лупинг, перемычка, переход) подсоединяют параллельно поверхности земли сварным соединением к боковому ответвлению тройника (фланцевого отводного патрубка). При необходимости на перемычке устанавливают ТПА.

9.2.2 Исполнение ответвлений тройников (фланцевого отводного патрубка) - фланцевое, боковых ответвлений - с кромками под сварку.

9.2.3 При подсоединении отвода производят приварку одного разрезного тройника (фланцевого отводного патрубка) с боковым ответвлением в месте предполагаемого подключения отвода к магистральному газопроводу. При подсоединении лупинга, перемычки, перехода производят приварку двух тройников (фланцевых отводных патрубков) с боковым ответвлением в местах предполагаемого их подключения к магистральному газопроводу.

9.2.4 Подготовительные работы перед врезкой, для одного фланцевого отводного патрубка с накладкой и боковым ответвлением (тип Ib), производятся в следующей последовательности:

- установка усиливающей накладки на газопровод;

- монтаж, сборка и сварка фланцевого отводного патрубка с газопроводом;
- сварка отводного патрубка с усиливающей накладкой и газопроводом;
- установка поддерживающую трубу газопровода временной опоры, состоящую из железобетонной плиты и регулируемой части (см. 9.1.3.2);
- подготовка плоской задвижки и машины для врезки на бровке котлована;
- монтаж с применением грузоподъемного крана плоской задвижки на фланец ответвления разрезного тройника и затягивание болтов;
- монтаж с применением грузоподъемного крана машины для врезки на плоскую задвижку и затягивание болтов;
- открытие плоской задвижки;
- проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см. 9.1.1.12);
- выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.1.13).

9.2.5 Подготовительные работы перед врезкой для одного фланцевого разрезного тройника сварного с боковым ответвлением (тип V) или фланцевого разрезного тройника сварного (тип IVa) производятся в следующей последовательности:

- монтаж нижней полуобечайки разрезного тройника под газопроводом в котловане;
- установка под нижнюю полуобечайку разрезного тройника опоры, состоящую из железобетонной плиты и регулируемой части (см. 9.1.3.2), в котловане;
- монтаж верхней полуобечайки разрезного тройника (с фланцевым ответвлением и/или боковым ответвлением под приварку) на газопровод в котловане;

- сборка и сварка полуобечаек разрезного тройника;
- подготовка плоской задвижки и машины для врезки на бровке котлована;
- монтаж с применением грузоподъемного крана плоской задвижки на фланец ответвления разрезного тройника и затягивание болтов;
- монтаж с применением грузоподъемного крана машины для врезки на плоскую задвижку и затягивание болтов;
- открытие плоской задвижки;
- проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки (см.9.1.1.12);
- выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.1.13).

9.2.6 При врезках условным диаметром Ду 600 и более в спиральношовные и прямошовные трубы используют ребра жесткости и центрующие устройства (см. 7.9).

9.2.7 Приварку разрезных тройников с боковым ответвлением и контроль качества сварных швов приварки тройников производят в соответствии с требованиями разделов 7 и 8.

9.2.8 Проверку герметичности соединений (фланцевых, сварных) и испытания узлов врезки на прочность производят в соответствии с требованиями раздела 9.3.

9.2.9 К боковому ответвлению тройника приваривают отвод (перемычку, ответвление лупинга, перехода).

9.2.10 Отверстие вырезают в стенке газопровода (см. 9.1.4) и удаляют из трубы вырезанный темплет. Плоскую задвижку закрывают и демонтируют машину.

При подсоединении лупинга (байпаса, перемычки, перехода) аналогичные работы производят на другом узле врезки.

9.2.11 Испытания отвода (лупинга, байпаса, перемычки, перехода) проводят отдельно в соответствии со СП 86.13330.2014 [18], а на территории Республики Беларусь в соответствии с СНиП III-42-80 [19].

9.2.12 Монтаж пробок герметизирующих, демонтаж плоских задвижек, монтаж глухих фланцев производят:

- на сверлильный вал машины для врезки закрепляют пробку герметизирующую;
- машину для врезки устанавливают на плоскую задвижку тройника, выравнивают давление в адаптере машины, по обе стороны задвижки и в газопроводе;
- открывают плоскую задвижку, опускают пробку герметизирующую в соответствующий фланец вертикального ответвления тройника и устанавливают ее в стопорном кольце фланца, с последующим закреплением в соответствующем фланце пробки герметизирующей;
- сверлильный вал возвращают в адаптер машины, стравливают газ из адаптера, демонтируют машину и плоскую задвижку;
- глухой фланец с прокладкой устанавливают на фланец с закрепленной пробкой герметизирующей фитинга вертикального ответвления тройника и закрепляют болтами.

При подсоединении лупинга, байпаса, перемычки, перехода аналогичные работы производят на другом узле врезки.

9.2.13 По завершении работ поднимают давление на участке до уровня проходного рабочего давления в газопроводе.

9.2.14 Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные сварные соединения.

9.3 Испытания узлов врезки

9.3.1 Испытания на прочность узлов врезки и проверку герметичности соединений проводят по специальной рабочей инструкции, разработанной специализированной организацией или специализированным

подразделением эксплуатирующей организации, согласованной с эксплуатирующей организацией. Специальную рабочую инструкцию разрабатывают на основе ПУВ, указанной в 4.2.1, которая подлежит согласованию с эксплуатирующей организацией.

Примечание - В случае проведения аварийных, аварийно-восстановительных работ разрешается проводить испытания типовым инструкциям на испытание.

9.3.2 Инструкция по испытаниям должна содержать:

- общие положения по организации работ;
- способы, параметры, объем и порядок проведения испытаний;
- организацию связи при испытаниях;
- состав и оснащение постов, аварийной бригады;
- мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и промышленной безопасности.

Инструкцию по испытаниям составляют эксплуатирующая и специализированная организации применительно к конкретному газопроводу с учетом местных условий производства работ и согласовывают с организацией осуществляющей строительный контроль.

9.3.3 Испытания на прочность и проверку герметичности узлов врезки выполняют пневматическим способом с применением азота.

Примечание - Допускается проведение испытаний на прочность узлов врезки (без оборудования для врезки), с установленным глухим фланцем, жидкостью и последующей осушкой узла согласно инструкции по проведению испытаний.

9.3.4 Испытаниям на прочность подлежат все типы конструкций узлов врезки, а также перепускные патрубки. Проверке герметичности подлежат временные фланцевые и резьбовые соединения всех типов конструкций узлов врезки, в том числе перепускные патрубки.

9.3.5 Для пневматических испытаний на прочность и проверку герметичности должны использоваться азотные компрессоры (с содержанием азота не менее 85 % от объема), допущенные к применению в установленном порядке или баллоны с азотом.

Примечание - При испытании на прочность и проверке герметичности, допускается использование природного газа, взятого от узлов отбора газа, с последующим подъемом давления до проверки на прочность азотом. Перед заполнением узла врезки газом, необходимо осуществить его продувку газом. Продувку газом продолжают до вытеснения всего воздуха из узла врезки. Концентрацию выдуваемого газа контролируют газоанализатором.

9.3.6 Вся временная запорная арматура должна быть рассчитана на давление не менее P_y , МПа, в условиях умеренного и холодного климата и соответствовать требованиям обязательной сертификации по формуле

$$P_y = 1,5 \cdot P_{\text{исп.пр}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{исп.пр}}$ - испытательное давление при проверке на прочность, МПа.

9.3.7 Манометры должны быть поверены, опломбированы и иметь паспорт, класс точности не ниже 1, с предельной шкалой на давление не менее 1,3 от испытательного. Применяемые манометры должны отвечать требованиям ГОСТ 2405.

9.3.8 Охранную зону при пневматических испытаниях на прочность устанавливают в зависимости от испытательного давления, диаметра отводного патрубка, ответвления разрезного тройника в соответствии с таблицей 1 настоящего стандарта.

9.3.9 Во время испытаний на прочность в охранной зоне не должны находиться люди.

9.3.10 На период проведения испытаний охранную зону обозначают соответствующими знаками, определяют места и условия безопасного пребывания лиц, занятых в работах.

9.3.11 По завершению испытаний оформляют акт по форме №9 в соответствии с приложением Е.

9.3.12 Последовательность проведения пневматических испытаний должна быть следующая:

- подъем давления до испытания на прочность узла врезки;
- выдержка;

- снижение давления до проверки герметичности фланцевых и др. соединений;
- выдержка;
- выравнивание давления для последующей врезки.

9.3.13 Испытательное пневматическое давление при проверке на прочность $P_{\text{исп.пр}}$, МПа, узлов врезки вычисляют по формуле

$$P_{\text{исп.пр}}=1,1 \cdot P_{\text{раб}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{раб}}$ – проектное давление газопровода, МПа.

9.3.14 При испытаниях узла врезки на прочность в полости трубопровода должно поддерживаться внутреннее избыточное давление не менее $0,7-0,8P_{\text{раб}}$. В случаях невозможности обеспечения данного условия, необходимо выполнить прочностной расчет на смятие стенки трубы от воздействия внешнего давления в узле врезки, в соответствии с приложением Ж.

9.3.15 Время выдержки при пневматических испытаниях на прочность должно составлять не менее 2 часов.

9.3.16 При проверке герметичности узлов врезки сварные и фланцевые соединения покрывают мыльным раствором для визуального обнаружения неплотностей.

9.3.17 Подъем до испытательного давления должен производиться плавно.

9.3.18 При пневматических испытаниях на прочность допускается изменение давления на $\pm 1\%$ от испытательного за время выдержки.

9.3.19 Герметичность фланцевых соединений проверяют давлением от $1,0 \cdot P_{\text{факт}}$ до $1,1 \cdot P_{\text{факт}}$, где $P_{\text{факт}}$ – давление в трубопроводе на момент проверки. Продолжительность испытаний должна быть не менее 0,5 часа.

9.3.20 Заполнение узла врезки азотом или природным газом производят через игольчатый вентиль адаптера машины для врезки, в том числе для ручного сверлильного станка.

9.3.21 Узел врезки считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность не появились трещины и выпучины, а при проверке на герметичность не обнаружено падение давления и утечки.

9.3.22 При обнаружении утечек узел врезки подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

9.4 Перечень специального оборудования и комплектующих для выполнения работ по врезке газопровода-отвода (лупинга, байпаса, перемычки, перехода)

9.4.1 Использование машин для врезки в газопровод под давлением и выбор параметров режимов работы производят в строгом соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

9.4.2 Перечень специального оборудования и комплектующих для выполнения работ по врезке в газопровод под давлением приведен в таблице 9. Допускается применение оборудования других производителей, по своим техническим характеристикам, соответствующие техническим требованиям ОАО «Газпром».

9.4.3 Специальное оборудование должно иметь разрешительную документацию для применения в соответствии с требованиями законодательства и правилами технического регулирования Таможенного союза.

Таблица 9 - Перечень специального оборудования и комплектующих для выполнения работ по врезке и перекрытию полости газопровода под давлением

Наименование оборудования	Количество, шт.		
	при врезке отвода	при врезке байпаса	при врезке лупинга, перемычки
Разрезной тройник отводной	1	-	2
Шаровой запорный кран на отводной тройник	1	-	2
Разрезной тройник отводной с фланцем под пробку герметизирующую	-	2	-
Разрезной тройник стопльный для перекрытия полости газопровода с фланцем под пробку герметизирующую	-	2	-
Разрезной тройник с боковым ответвлением, с фланцем под пробку герметизирующую	1	-	2
Фланцевый адаптер с боковым ответвлением, с фланцами под пробку герметизирующую	-	2	-
Перепускной резьбовой фитинг с колпаком, резьбовой пробкой фитинга, уплотнительным кольцом, ниппелем и трубной обвязкой	-	2	2
Плоские задвижки тройника: - отводного; - стопльного; - с боковым ответвлением	- - 1	2 2 -	- - 2
Плоские задвижки - перепускного резьбового фитинга; - адаптера с боковым ответвлением	- -	2 2	2 -
Машина для врезки с комплектом инструмента и принадлежностей для вырезания отверстий и установки пробок герметизирующих (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель пробки герметизирующей, адаптер, фланец) диаметром: - Ду80÷400; - Ду 300÷900; - Ду 700÷1500	1 1 -	- 1 1	- 1 1
Ручной сверлильный станок в комплекте с спиральным сверлом, адаптером, держателем резьбовой пробки фитинга	-	1	1

Окончание таблицы 9

Наименование оборудования	Количество, шт.		
	при врезке отвода	при врезке байпаса	при врезке лупинга, переемычки
Запорное устройство для перекрытия полости трубы с уплотнительным элементом	-	2	2
Пробка герметизирующая с уплотнительным кольцом для тройника:			
- отводного;	-	2	-
- стопльного;	-	2	-
- с боковым ответвлением	1	-	2
Глухой фланец с прокладкой для тройников:			
- отводного;	-	2	-
- стопльного;	-	2	-
- с боковым ответвлением	1	-	2

9.5 Монтажные работы на газопроводе под давлением

9.5.1 К монтажным работам (операциям) узлов врезки допускается приступать после обустройства котлована, строительной площадки, подготовки и установки грузоподъемных механизмов и машин. Все элементы узлов врезки, подлежащие монтажу, должны находиться в зоне обслуживания грузоподъемных машин.

9.5.2 Грузоподъемные механизмы и машины на краю откоса котлована должны быть установлены с соблюдением расстояний, указанных в таблице 10, согласно нормам ФНиППБ [20]. При глубине котлована более 5 м и при невозможности соблюдения расстояний, указанных в таблице 10, откос должен быть укреплен в соответствии с ППР.

Таблица 10 - Минимальное расстояние от основания откоса котлована до оси ближайших опор крана при ненасыпном грунте

Глубина котлована, м	Грунт				
	песчаный и гравийный	супесчаный	суглинистый	лессовый сухой	глинистый
1	1,5	1,25	1,00	1,0	1,00
2	3,0	2,40	2,00	2,0	1,50
3	4,0	3,60	3,25	2,5	1,75
4	5,0	4,40	4,00	3,0	3,00
5	6,0	5,30	4,75	3,5	3,50

9.5.3 Монтажные работы с применением грузоподъемных кранов проводят согласно ППРк. Грузоподъемные операции запрещается проводить при скорости ветра более 5 м/с.

9.5.4 Монтажные работы (операции) разрешается производить, как правило, только в светлое время суток. Ночью указанные операции разрешается производить только в исключительных случаях, ситуациях (при проведении аварийных или аварийно-восстановительных работ) при этом горизонтальная и вертикальная освещенность площадки и котлована должна быть не менее 50 лк.

9.5.5 Перед началом перемещения груз должен быть приподнят над монтажной площадкой на 0,2 - 0,3 м и проверена правильность его строповки, после чего подъем может продолжаться.

9.5.6 Грузоподъемные стропы должны иметь запас прочности не менее 10.

9.5.7 Удерживание грузов от раскачивания при монтажных операциях осуществляют чалками в трех направлениях.

9.5.8 При выполнении монтажных работ должны быть исключены неконтролируемые перемещения узлов врезки и соударения с газопроводом.

9.5.9 Перемещение узлов врезки при помощи грузоподъемных кранов должны выполняться без увеличения вылета стрелы.

9.5.10 Монтажные операции на расстоянии менее 0,5 м от газопровода должны производиться на минимальных скоростях грузоподъемных механизмов.

9.5.11 Контакт ребер полуобечайки с поверхностью газопровода не допускается.

9.5.12 Провисание газопровода должно быть исключено за счет применения временных опор. После установки на временную опору струбцины демонтируют.

9.5.13 К монтажу верхней части разрезного тройника допускается приступать после установки нижней полуобечайки на временные опоры.

9.5.14 При установке на газопровод элементов тройника должен обеспечиваться визуальный контроль посадочного места.

9.5.15 Монтаж оборудования для врезки производят только на приваренный разрезной тройник.

9.5.16 Временные опоры должны демонтироваться перед засыпкой котлована.

9.6 Контроль качества выполнения монтажных работ

Контроль качества выполнения монтажных работ осуществляется начальником участка визуально-измерительным методом путем оценки соответствия выполняемых операций требованиям 9.5.

10 Выборочный ремонт участка газопровода без остановки транспорта газа с применением врезки под давлением

10.1 Общие требования

10.1.1 Выборочный ремонт газопроводов с заменой дефектных участков труб, ТПА, СДТ без прекращения транспорта газа производят с врезкой временного байпаса либо вновь построенного участка газопровода

(лупинга) и перекрытием полости газопровода по концам ремонтируемого участка и т.п..

10.1.2 Выборочный ремонт газопроводов с применением врезки под давлением выполняют по следующим этапам:

- подготовка и монтаж байпаса либо вновь построенного участка газопровода (лупинга);
- врезка и включение в работу байпаса либо вновь построенного участка газопровода (лупинга);
- врезка под запорные устройства, монтаж запорных устройств и перекрытие полости газопровода;
- ремонт участка газопровода (ремонт или замена дефектной трубы, ТПА, СДТ, демонтаж замененного участка газопровода);
- демонтаж запорных устройств, байпаса;
- монтаж пробок герметизирующих, демонтаж плоских задвижек, монтаж глухих фланцев.

10.2 Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием четырех разрезных тройников

10.2.1 Подсоединение временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием четырех разрезных тройников выполняют с помощью вертикальной врезки перпендикулярно поверхности земли через плоские задвижки, установленные на фланцах вертикальных ответвлений разрезных тройников.

Временный байпас подсоединяют перпендикулярно поверхности земли к вертикальным (либо горизонтальным) ответвлениям тройников фланцевым соединением через плоские задвижки, установленные на фланцах ответвлений тройников.

Приварку производят под давлением двух разрезных отводных тройников типов III, IV, IVa (см 7.8, 9.2) для подсоединения байпаса, двух разрезных равнопроходных (стопльных) тройников типа III, IV, IVa для

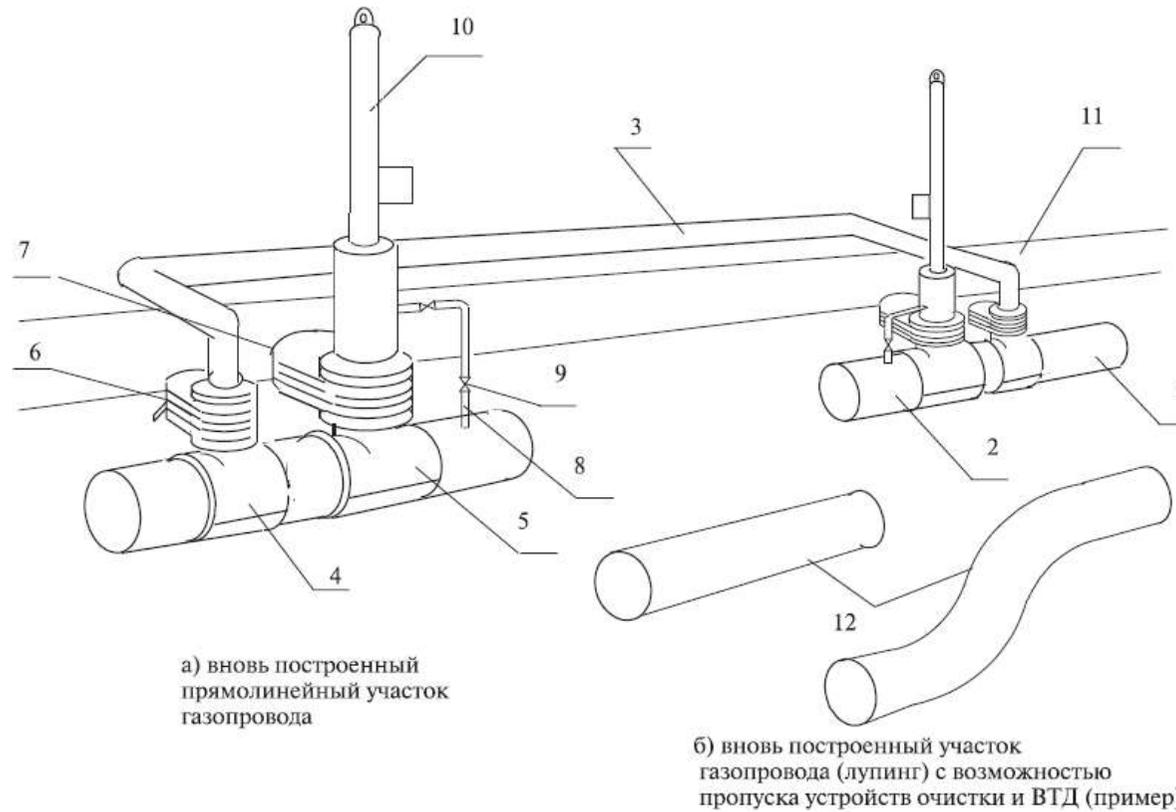
монтажа запорных устройств, двух перепускных патрубков для монтажа трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств и стравливания газа, как показано на рисунке 22.

При врезках с условным диаметром вырезаемого отверстия Ду 600 и более в спиральношовные и прямошовные трубы используют ребра жесткости и центрующие устройства в соответствии с 7.9.

Монтаж, приварку фитингов, перепускных патрубков и контроль качества сварных швов приварки производят в соответствии с положениями разделов 7 и 8.

10.2.2 Под разрезные тройники устанавливают поддерживающие трубу газопровода временные опоры (см. 9.1.3.2).

10.2.3 Подготовка и монтаж временного байпаса



- 1- магистральный газопровод; 2 – ремонтируемый участок магистрального газопровода; 3 – временный байпас;
 4 – разрезной тройник (типы III, IV, IVa) временного байпаса; 5 – разрезной тройник (типы III, IV, IVa)
 запорного устройства; 6 – плоская задвижка временного байпаса; 7 – плоская задвижка запорного устройства;
 8 – перпускной патрубок; 9 – задвижка перепусконого патрубка; 10 – запорное устройство ; 11 – котлован;
 12 – вновь построенный участок газопровода

Рисунок 22 – Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием четырех
 разрезных приварных тройников

10.2.3.1 Подготовку временного байпаса производят наземным способом с укладкой труб на лежки или инвентарные подкладки с противораскатными упорами на бровке траншеи параллельно участку газопровода, подлежащему ремонту.

10.2.3.2 При прокладке временного байпаса применяются трубы, соответствующие требованиям технических условий, указанных в СТО Газпром 2-2.1-131, либо соответствующие перечню технических условий, согласованных с постоянно действующей Комиссией ОАО «Газпром» согласно Положению [14] по приемке новых видов трубной продукции, а так же трубы повторного применения.

10.2.3.3 Сборку труб производят в соответствии с требованиями Раздела 7 с использованием центраторов. К временному байпасу с обоих его концов приваривают по одному инвентарному отводу с углом поворота 90° по направлению к месту врезки в газопровод.

Примечание - Возможно проектирование и изготовление инвентарного временного байпаса, состоящего из труб (трубных секций) с фланцами и собираемого на трассе.

Контроль качества сварных швов производят в соответствии с требованиями Раздела 8.

10.2.3.4 Рекомендуемый диаметр временного байпаса и трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств приведен в таблице 11.

При выборе диаметра временного байпаса допускается принимать величину большую, чем указано в таблице 11 для данного условного диаметра запорного устройства.

При определении протяженности временного байпаса следует учесть, что расстояние между отводным тройником и тройником для монтажа запорного устройства принимают равным от 1,5 до двух диаметров газопровода.

Таблица 11 - Диаметры временного байпаса и трубной обвязки устройств перекрытия полости трубы

Условный диаметр головки запорного устройства, мм	Допустимый перепад давления на запорном устройстве, МПа	Условный диаметр временного байпаса, мм	Условный диаметр трубной обвязки запорного устройства, мм
500	0,41	300	50
от 700 до 800 включ.		от 300 до 400 включ.	от 50 до 100 включ.
1000	0,31	от 500 до 600 включ.	от 50 до 200 включ.
1200		от 600 до 1000 включ.	от 100 до 200 включ.
1400	0,24	от 700 до 1000 включ.	от 100 до 200 включ.

Расстояние между тройниками для запорных устройств и местом выполнения огневой работы должно быть не менее 8 м, с учетом требований 10.2.9.

Диаметр и протяженность временного байпаса уточняют при разработке ПУВ с учетом обеспечения технологического режима транспортировки трубопровода в целом.

10.2.4 Врезку временного байпаса производят в следующем порядке:

- монтируют на отводной разрезной тройник плоскую задвижку;
- устанавливают машину для врезки на плоской задвижке и закрепляют шпильками, задвижку открывают;
- проводят испытания на прочность узла врезки и проверяют герметичность соединений (см. 9.3);
- выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой (см. 9.1.13);
- направляющим сверлом высверливают отверстие в магистральном газопроводе, поступающим через отверстие природным газом вытесняют азот из стыковочного узла через игольчатый вентиль адаптера машины для врезки, выравнивают давление природного газа в адаптере машины и на

участке газопровода, одновременно проверяют герметичность фланцевых соединений, плоской задвижки;

- фрезой вырезают отверстие в стенке газопровода и удаляют из трубы вырезанный темплет;
- плоскую задвижку закрывают, машину демонтируют.

Аналогичные работы производят последовательно на другом конце участка, подлежащего ремонту.

10.2.5 Фланцы временного байпаса подсоединяют к плоским задвижкам отводных тройников.

10.2.6 Плоские задвижки открывают и полностью вытесняют газ-воздушную смесь из временного байпаса. Далее заполняют газом временный байпас для проверки его на герметичность.

Проверку на герметичность и испытание временного байпаса производят под давлением перекачиваемого газа, равным допустимому рабочему на период проведения работ по врезке на газопроводах под давлением.

Общее время выдержки временного байпаса под испытательным давлением должно быть не менее 24 ч. По завершении испытания плоские задвижки временного байпаса закрывают.

10.2.7 Одновременно с проведением работ по подсоединению временного байпаса производят врезку под запорные устройства в следующем порядке:

- на фланец равнопроходного (стопльного) разрезного тройника для запорного устройства монтируют плоскую задвижку;
- на машину для вырезания отверстия устанавливают адаптер и фрезу с направляющим сверлом для вырезания равнопроходных отверстий под запорные устройства;
- машину устанавливают на плоскую задвижку равнопроходного (стопльного) тройника, проводят проверку герметичности фланцевого соединения стыковочного узла, испытание тройника (см. 9.3), вырезают

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

отверстие в газопроводе, закрывают задвижку и демонтируют машину (аналогично 10.2.4);

– для монтажа трубной обвязки запорного устройства на ручной сверлильный станок устанавливают адаптер и спиральное сверло, монтируют станок на резьбовой фитинг перепускного патрубка, вырезают отверстие в трубе, закрывают резьбовой фитинг и демонтируют станок.

Аналогичную работу производят последовательно на другом конце участка, подлежащего ремонту.

10.2.8 Перекрытие полости газопровода производят в следующем порядке:

– на плоские задвижки равнопроходных (стопльных) тройников одновременно или поочередно на обоих концах ремонтируемого участка устанавливают запорные устройства;

– корпуса запорных устройств соединяют с перепускными патрубками трубной обвязкой;

– открывают плоские задвижки отводных тройников и вводят в работу временный байпас;

– открывают плоскую задвижку равнопроходного (стопльного) тройника со вторым по направлению движения газа запорным устройством и медленно вводят в полость трубы газопровода вторую по направлению движения газа головку запорного устройства;

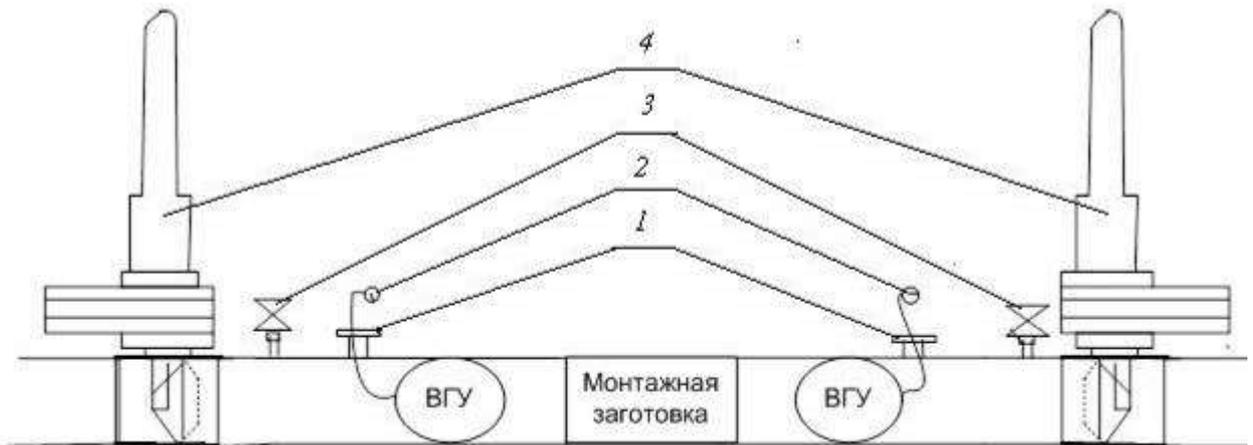
– при стабилизации давления на перекрываемом участке после установки в рабочее положение второго по направлению движения газа запорного устройства, открывают плоскую задвижку равнопроходного (стопльного) тройника с первым по направлению движения газа запорным устройством и медленно вводят в полость трубы первую по направлению движения газа головку запорного устройства;

– сбрасывают давление между запорными головками, освобождая участок газопровода, подлежащий ремонту, от газа через трубную обвязку

запорных устройств и свечи, врезаемые по концам участка проведения огневых работ.

Примечание - При установке запорных устройств и в процессе производства ремонтных работ ведут контроль величины перепада давления на головках запорных устройств и герметичности уплотняющих элементов на головках по манометрам, установленным на трубных обвязках выравнивания давления и корпусах запорных устройств.

10.2.9 Для повышения герметичности перед проведением огневых работ на ремонтируемом участке после установки запорных устройств рекомендуется дополнительно устанавливать ВГУ согласно СТО Газпром 14. Типовая схема установки ВГУ представлена на рисунке 23.



1- приварной патрубок; 2 – манометр;

3- свечи перепускного клапана; 4 – запорное устройство

Рисунок 23 – Типовая схема установки ВГУ

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

ВГУ устанавливаются в газопроводе на расстоянии не менее 8-10 м в обе стороны от места выполнения огневых работ (местом реза) между технологическими отверстиями и местом работы, в соответствии с СТО Газпром 14. При невозможности установки ВГУ на расстоянии 8 м от места реза, допускается их установка на расстоянии на меньшем расстоянии при условии их защиты дополнительными средствами от попадания искр и сварочного грата (асботканью, огнезащитными стенками из асбоцементных щитов, глиной и т.п.).

Порядок выполнения технологических операций по резке газопровода на ремонтируемом участке, количество технологических отверстий и устанавливаемых ВГУ отражают в плане организации огневых работ при проведении ремонта.

Для вытеснения газа по мере необходимости, скопившегося в локальных участках между запорными устройствами и ВГУ, производят продувку локальных участков азотом, подаваемым под давлением через свечи перепускного клапана.

Примечание – Для не газообразного транспортируемого продукта, как правило, вытеснение продукта не проводится.

10.2.10 Участок газопровода, подлежащий ремонту, ремонтируют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231.

При ремонте участка газопровода методом замены трубы, ТПА, СДТ демонтируют дефектные участок трубы, ТПА, СДТ, затем выполняют монтаж новых участков трубы, ТПА, СДТ, при замене трубы сохраняют категорию участка газопровода, установленную при его проектировании.

10.2.11 После ремонта участка газопровода удаляют ВГУ (в случае их использования) и заваривают технологические отверстия согласно СТО Газпром 14, вытесняют воздух из отремонтированного (либо вваренного вновь построенного) участка и выравнивают давление по обе стороны запорных головок каждого запорного устройства через перепускные патрубки трубной обвязки.

Примечание – Для трубопроводов, транспортирующих не газообразный продукт, приварные патрубки герметизируют установкой пробки, с воздухопускным исполнением для второго патрубка по ходу движения продукта.

10.2.12 Запорную головку расположенную первой по направлению движения потока газа, выводят вначале, затем вторую.

Примечание – Для трубопроводов, транспортирующих не газообразный продукт, перед выводом запорной головки производят продувку участка азотом. Контроль заполнения полости трубопровода контролируется по второму по направлению движения продукта патрубку с воздухопускным исполнением.

10.2.13 Испытание отремонтированного (либо вваренного вновь построенного) участка трубы под давлением газа проводят с учетом требований СТО Газпром 2-3.5-354, равным проходному рабочему.

10.2.14 Демонтаж запорных устройств и байпаса производят в следующем порядке:

- задвижки перепускных патрубков закрывают, трубную обвязку между ними и корпусами запорных устройств демонтируют;
- плоские задвижки равнопроходных (стопльных) тройников закрывают, выпускают газ из корпусов запорных устройств и демонтируют запорные устройства;
- плоские задвижки байпаса закрывают и демонтируют байпас.

Работы проводят одновременно на двух концах отремонтированного участка.

10.2.15 Монтаж четырех пробок герметизирующих, демонтаж четырех плоских задвижек, монтаж четырех глухих фланцев производят на вертикальных ответвлениях тройников:

- на пробке герметизирующей закрепляют вырезанный темплет для предотвращения застревания очистных устройств и дефектоскопов, предварительно очистив его от наплавленных прихваток;
- машину для врезки устанавливают на плоскую задвижку равнопроходного (стопльного) тройника, открывают задвижку, вытесняют

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

воздух из адаптера машины, выравнивают давление в адаптере машины, по обе стороны задвижки и в газопроводе;

- опускают пробку герметизирующий в соответствующий фланец равнопроходного (стопльного) тройника и устанавливают ее в стопорном кольце фланца, с последующим закреплением в соответствующем фланце пробки герметизирующей;

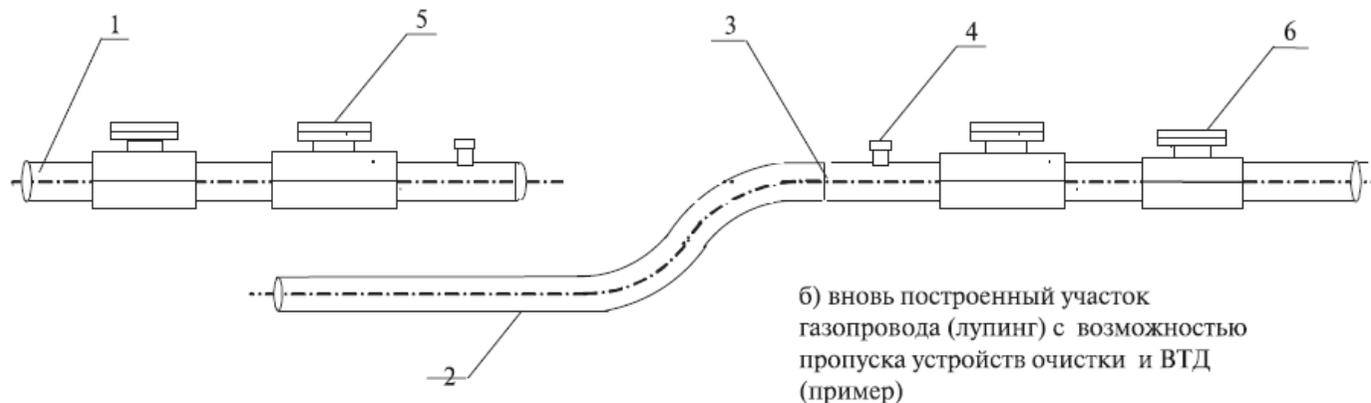
- задвигают сверлильный вал в адаптер машины, стравливают газ из адаптера, демонтируют машину и плоскую задвижку;

- устанавливают глухой фланец с прокладкой на фланец под пробку герметизирующую тройника и закрепляют болтами.

В указанной последовательности монтируют пробку герметизирующую и глухой фланец на фланец тройника байпаса.

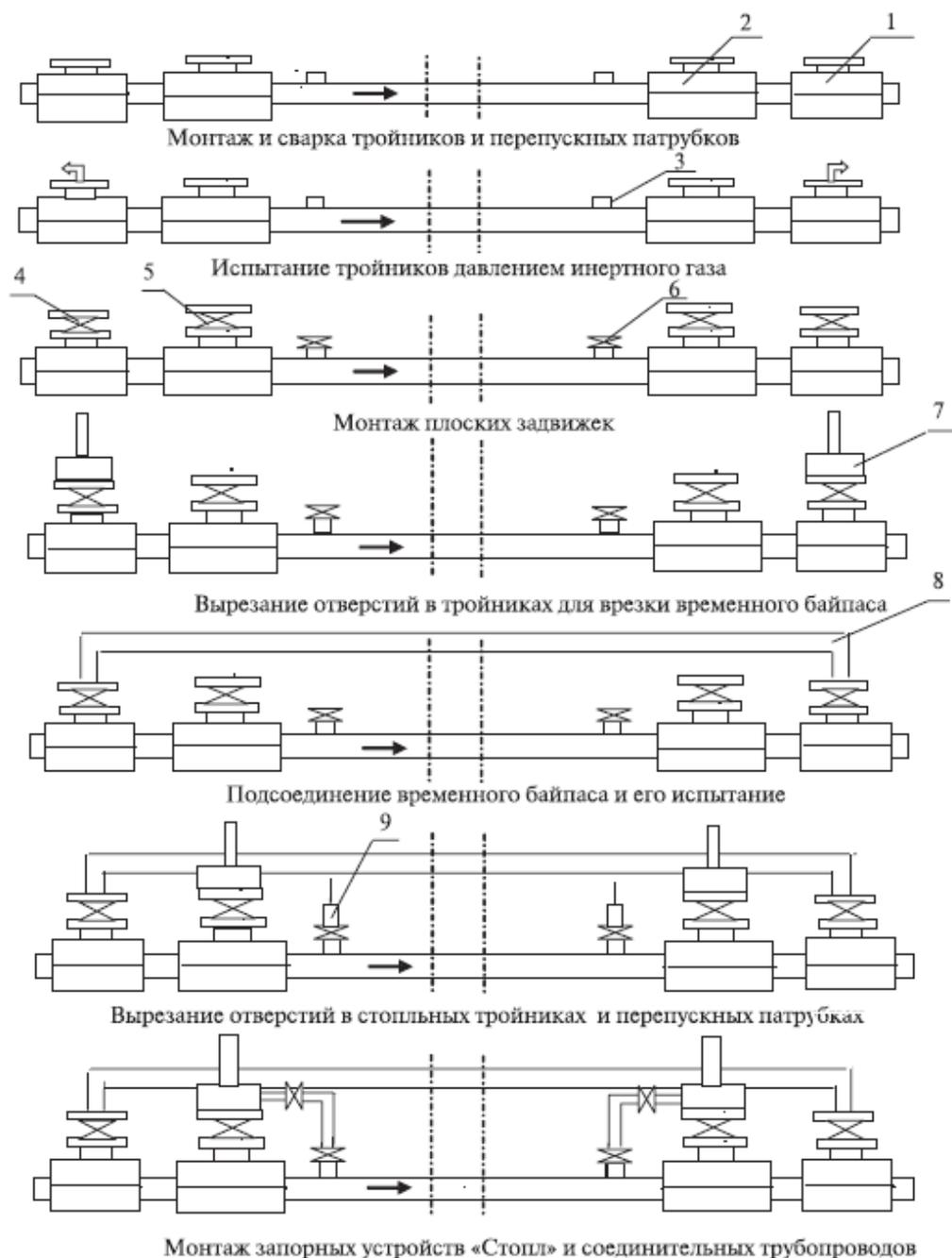
Аналогичные работы производят на другом конце участка.

10.2.16 Схема газопровода после демонтажа байпаса приведена на рисунке 24. Схема организации работ по ремонту участка газопровода с устройством байпаса приведена на рисунке 25. Рекомендуемый (типовой) состав специализированной бригады по сварке, врезке отвода, лупинга или байпаса и перекрытию полости трубы под давлением на которых возможно выполнение аналогичных работ приведен в таблице 12.



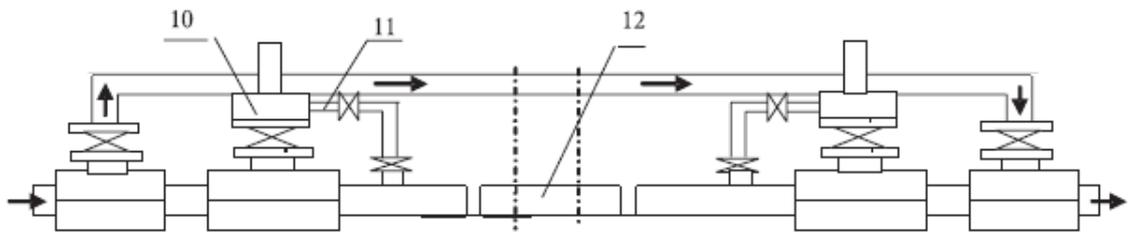
1 – магистральный газопровод; 2 – отремонтированный или вновь построенный участок газопровода; 3 – кольцевой шов
врезки отремонтированного или нового участка; 4 – перепускной патрубок с заглушкой и колпаком; 5 – тройник
разрезной (типы III, IV) запорного устройства с заглушкой и глухим фланцем; 6 – тройник разрезной (типы III, IV)
байпаса с заглушкой и глухим фланцем; 7 – котлован

Рисунок 24 – Схема газопровода после демонтажа байпаса и плоских задвижек

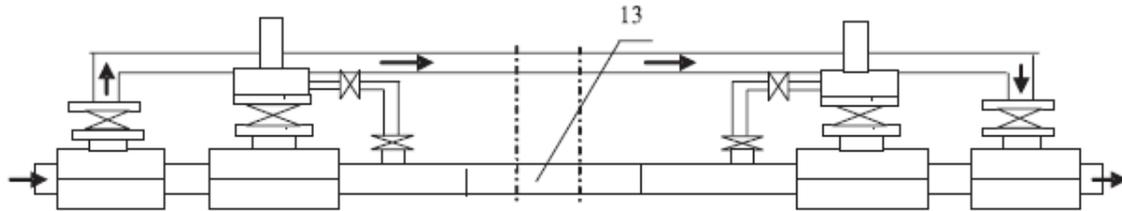


- 1 – разрезной тройник отводной с фланцем под пробку герметизирующую; 2 – разрезной тройник столбный с фланцем под пробку герметизирующую; 3 – перепускной патрубок; 4 – плоская задвижка отводного трийника; 5 – плоская задвижка столбного тройника; 6 – плоская задвижка перепускного патрубка; 7 – машина для вырезания отверстий; 8 – временный байпас; 9 – ручной сверильный станок

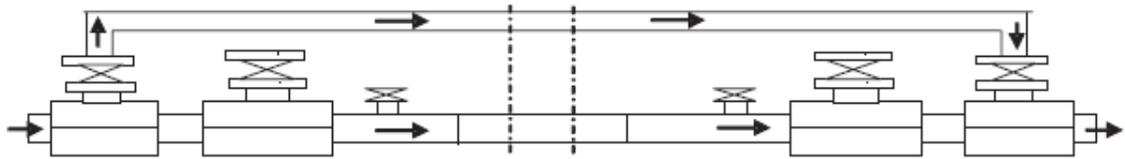
Рисунок 25, лист 1 – Схема организации работ по ремонту участка газопровода с устройством временного байпаса



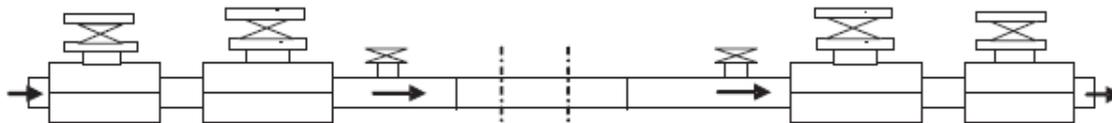
Пуск в работу временного байпаса, перекрытие полости газопровода и вырезка дефектного участка



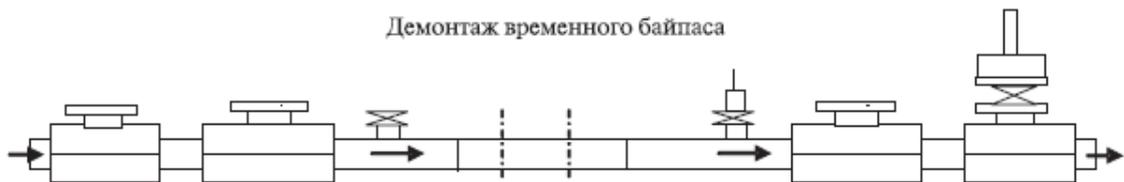
Монтаж и сварка нового участка газопровода, вытеснение воздуха из него и выравнивание давления



Демонтаж запорных устройств



Демонтаж временного байпаса



Установка заглушек в тройники и патрубки



Установка глухих фланцев и колпаков

10 – запорное устройство; 11 – соединительный трубопровод;
12 – участок газопровода, подлежащий вырезке (ремонту); 13 – вновь
построенный участок газопровода; 14 – глухой фланец; 15 – колпак
перепускного патрубка

Рисунок 25, лист 2

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

Таблица 12 – Типовой состав бригады по сварке, врезке и перекрытию полости трубы под давлением

Наименование профессий	Разряд	Количество человек при диаметре газопровода, мм	
		от 530 до 820 включ.	от 1020 до 1420 включ.
Начальник участка*		1	1
Инженер-механик**	6	1	1
Старший мастер		1	1
Инженер в ПТО		1	1
Электросварщики, специально подготовленные и аттестованные		4	до 8
Операторы (специалисты) по обслуживанию машины для врезки и устройств перекрытия полости газопровода		2	2
Специалисты ПИЛ		2	2
Электрик		1	1
Всего:		8	12

* При двух и более бригадах.

** Для каждой бригады.

Примечание – 1) Данные для газопроводов диаметром свыше Ду-530 мм.

2) В состав бригады дополнительно могут быть включены рабочие и специалисты других профессий в зависимости от специфики работы.

Специализированная бригада должна пройти подготовку и проверку знаний для выполнения работ по врезке и перекрытию полости газопровода под давлением в организации - изготовителе специального оборудования или в специализированных учебных центрах.

Эксплуатирующая организация должна обеспечить проведение работ персоналом для обслуживания применяемых технических средств, а также для выполнения неспециальных работ.

10.2.17 По завершении работ поднимают давление на отремонтированном участке до уровня проходного рабочего давления

газопровода и проводят испытание отремонтированного участка проходным рабочим давлением.

10.2.18 Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные сварные соединения.

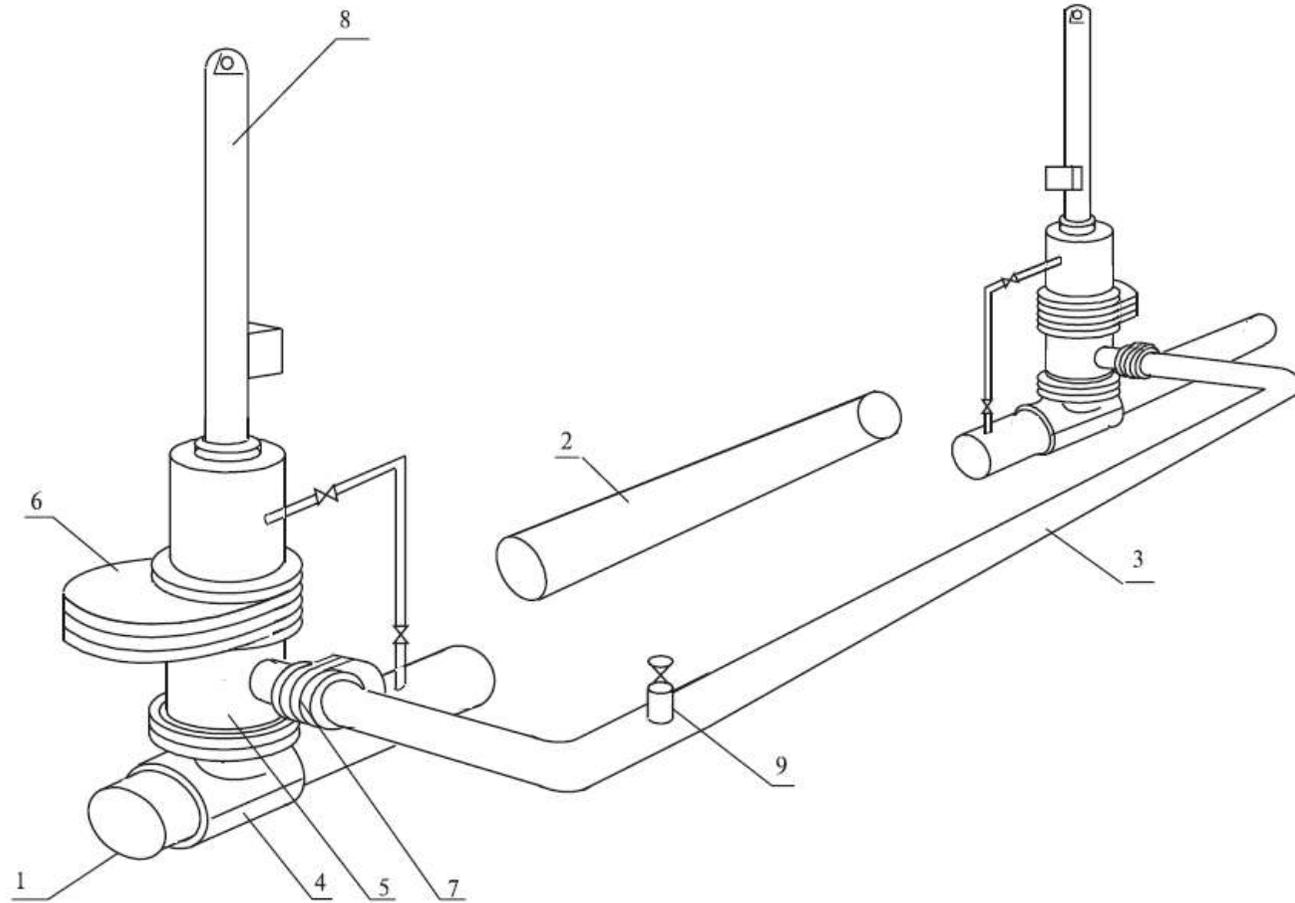
10.3 Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением

10.3.1 Врезку временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением выполняют с помощью вертикальной врезки перпендикулярно поверхности земли через плоские задвижки, установленные на фланцевых адаптерах, смонтированных на фланцах под пробку герметизирующую ответвлений равнопроходных тройников.

Байпас подсоединяют параллельно поверхности земли к боковым ответвлениям фланцевых адаптеров через плоские задвижки, установленные на фланцах боковых ответвлений адаптеров, как показано на рисунке 26. По окончании ремонтных работ байпас демонтируют.

10.3.2 Приварку двух равнопроходных (стопльных) тройников типов Ш, IV, IVа производят в местах предполагаемого перекрытия полости трубы газопровода, двух перепускных патрубков для монтажа трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств и стравливания газа. При врезках с условным диаметром вырезаемого отверстия Ду 600 и более в спиральношовные и прямошовные трубы используют ребра жесткости и центрирующие устройства (см. 7.9). Монтаж, приварку фитингов и контроль качества сварных швов приварки производят в соответствии с требованиями разделов 7 и 8.

10.3.3 Под равнопроходные (стопльные) тройники устанавливают поддерживающие трубу газопровода временные опоры (см. 9.1.3.2).



1 – магистральный газопровод; 2 – ремонтируемый участок; 3 – байпас; 4 – разрезной тройник запорного устройства (тип III, IV); 5 – фланцевый адаптер с боковым ответвлением; 6 - плоская задвижка запорного устройства; 7 – плоская задвижка временного байпаса; 8 – запорное устройство; 9 – свеча временного байпаса

Рисунок 26 – Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым

10.3.4 Подготовку байпаса проводят аналогично 10.2.3.

10.3.5 Врезку байпаса и запорных устройств производят в следующем порядке:

- на вертикальных ответвлениях равнопроходных (стопльных) тройников монтируют фланцевые адаптеры с боковым ответвлением;
- на вертикальном и боковом ответвлениях фланцевых адаптеров монтируют плоские задвижки;
- на машину для врезки монтируют адаптер и фрезу для вырезания равнопроходных отверстий;
- машину для врезки устанавливают на плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера, закрепляют шпильками;
- задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера открывают, задвижку бокового ответвления фланцевого адаптера оставляют закрытой, проводят проверку герметичности фланцевых соединений стыковочного узла и испытание тройника;
- вырезают отверстие в стенке газопровода, закрывают плоскую задвижку и демонтируют машину аналогично 10.2.4;
- для монтажа трубной обвязки запорных устройств на резьбовой фитинг перепускного патрубка устанавливают ручной сверлильный станок, вырезают отверстие в стенке трубы, закрывают резьбовой фитинг и демонтируют станок.

Примечание - Для проведения работ с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением требуется использование машин для врезки и устройств перекрытия с повышенной длиной хода сверлильного вала.

Аналогичную работу производят последовательно на другом конце участка, подлежащего ремонту.

10.3.6 Фланцы байпаса подсоединяют к плоским задвижкам боковых ответвлений адаптеров.

10.3.7 Плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров открывают и направляют поток газа по байпасу для испытания и проверки

его на герметичность (см. 10.2.6). Общее время выдержки байпаса под испытательным давлением, должно быть не менее 24 ч. По завершении испытания плоские задвижки фланцевых адаптеров закрывают.

10.3.8 Перекрытие полости газопровода производят в следующем порядке:

- на плоские задвижки вертикальных ответвлений фланцевых адаптеров устанавливают запорные устройства одновременно или поочередно на обоих концах ремонтируемого участка;

- корпуса запорных устройств соединяют с перепускными патрубками трубной обвязкой;

- плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров открывают и вводят в работу байпас;

- открывают плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера со вторым по направлению движения газа запорным устройством и медленно вводят в полость трубы газопровода вторую по направлению движения газа головку запорного устройства, контролируя величину перепада давления на головках запорных устройств и герметичность уплотняющих элементов на головках по манометрам, установленным на трубных обвязках выравнивания давления и корпусах запорных устройств;

- при стабилизации давления на перекрываемом участке после установки в рабочее положение второго по направлению движения газа запорного устройства открывают плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера с первым по направлению движения газа запорным устройством и медленно вводят в полость трубы первую по направлению движения газа головку запорного устройства;

- давление между запорными головками сбрасывают через трубную обвязку запорных устройств и свечи, врезаемые по концам участка проведения огневых работ, освобождая участок газопровода, подлежащий ремонту, от газа.

10.3.9 Для повышения герметичности ремонтируемого участка перед проведением огневых работ после установки запорных устройств могут дополнительно устанавливаться ВГУ (см. 10.2.9).

10.3.10 Ремонт (замену) дефектных труб, ТПА, СДТ производят в соответствии с 10.2.10.

10.3.11 После ремонта участка газопровода удаляют ВГУ (в случае их использования), заваривают технологические отверстия и вытесняют воздух из отремонтированного участка и выравнивают давление по обе стороны запорных головок каждого запорного устройства через перепускные патрубки трубной обвязки.

10.3.12 Запорную головку расположенную первой по направлению движения потока газа, выводят вначале, затем вторую.

10.3.13 Отремонтированный участок трубы испытывают (см. 10.2.13).

10.3.14 Демонтаж запорных устройств и байпаса производят в следующем порядке:

- плоские задвижки перепускных патрубков закрывают, трубную обвязку между ними и корпусами запорных устройств демонтируют;
- закрывают плоские задвижки вертикальных ответвлений фланцевых адаптеров, выпускают газ из корпусов запорных устройств и демонтируют запорные устройства;
- закрывают плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров и демонтируют байпас.

Работы проводят одновременно на двух концах отремонтированного участка.

10.3.15 Монтаж двух пробок герметизирующих, демонтаж плоских задвижек с вертикальных и боковых ответвлений фланцевых адаптеров, демонтаж двух фланцевых адаптеров и монтаж двух глухих фланцев на вертикальных ответвлениях равнопроходных (стопльных) тройников производят в следующем порядке:

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

- закрепляют на пробке герметизирующей вырезанный темплет для предотвращения застревания очистных устройств и дефектоскопов, предварительно очистив его от наплавленных прихваток;
- машину для врезки устанавливают на плоскую задвижку фланцевого адаптера, открывают плоскую задвижку, вытесняют воздух из адаптера машины и выравнивают давление в адаптере машины по обе стороны задвижки и в газопроводе;
- опускают пробку герметизирующую в соответствующий фланец равнопроходного (стопльного) тройника и устанавливают ее в стопорном кольце фланца с последующим закреплением во фланце пробки герметизирующей;
- задвигают сверлильный вал в адаптер машины, стравливают газ из адаптера и демонтируют машину, плоскую задвижку и фланцевый адаптер;
- устанавливают глухой фланец с прокладкой на фланец с закрепленной пробкой герметизирующей равнопроходного (стопльного) тройника и закрепляют его болтами.

Аналогичные работы производят последовательно на другом конце участка.

10.3.16 При использовании способа подсоединения байпаса и перекрытия полости газопровода через фланцевые адаптеры с боковым ответвлением на газопроводе после демонтажа байпаса вместо четырех равнопроходных (стопльных) тройников (см. рисунок 22) остаются два равнопроходных (стопльных) тройника.

10.3.17 По завершении работ поднимают давление на отремонтированном участке до уровня проходного рабочего давления газопровода и проводят испытание отремонтированного участка проходным рабочим давлением.

10.3.18 Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные сварные соединения.

10.4 Врезка вновь построенного участка и перекрытие полости газопровода через тройники с боковым ответвлением

10.4.1 Реконструкция газопровода с подсоединением вновь построенного участка и перекрытием полости трубы через тройники с боковым ответвлением выполняют с помощью вертикальной врезки перпендикулярно поверхности земли через плоские задвижки, установленные на фланцах, предусматривающих их герметизацию с применением пробки герметизирующей, вертикальных ответвлений тройников.

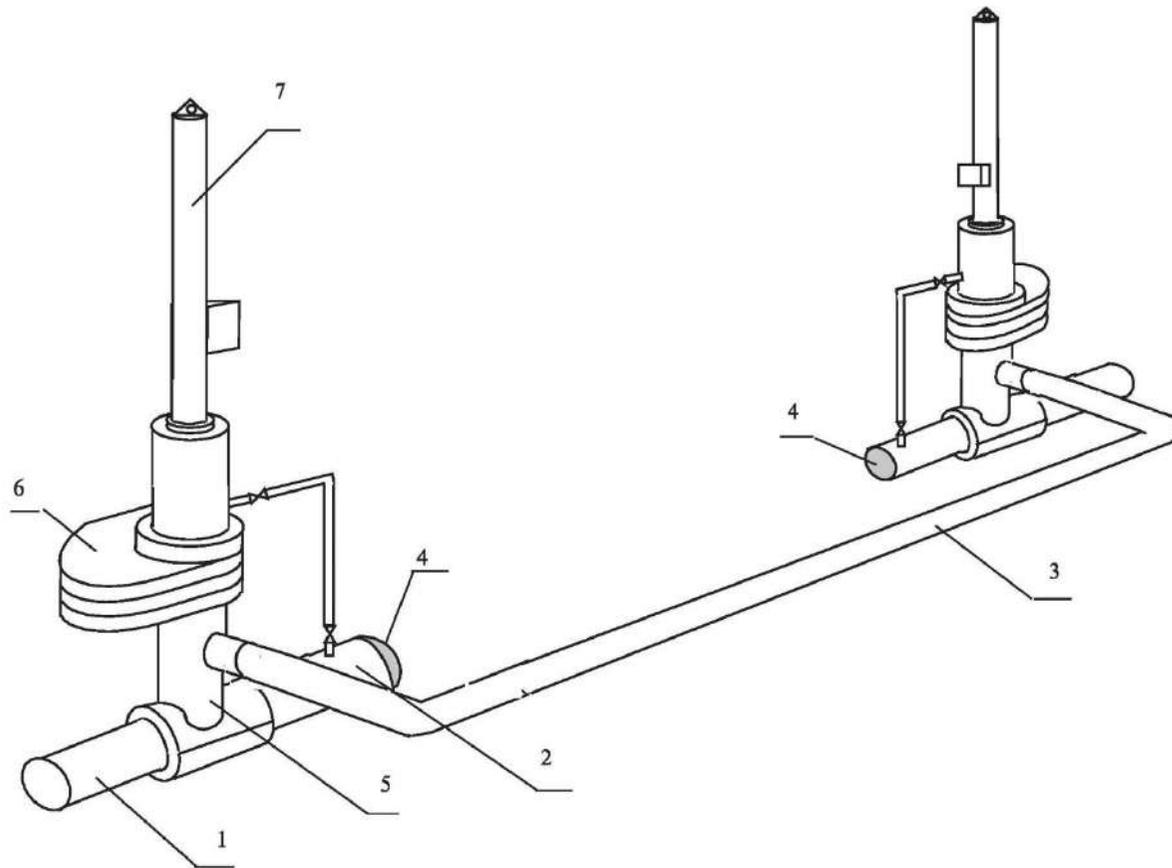
Вновь построенный участок газопровода подсоединяют к боковым ответвлениям тройников сварным соединением, как показано на рисунке 27. Замененный участок газопровода демонтируют.

10.4.2 Приварку двух равнопроходных тройников типа V с боковым ответвлением производят в местах предполагаемого перекрытия полости трубы газопровода и двух перепускных патрубков для монтажа трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств и стравливания газа. При врезках с условным диаметром вырезаемого отверстия Ду 600 и более в спиральношовные и прямошовные трубы следует использовать ребра жесткости (см 7.9). Монтаж, приварку тройников и контроль качества сварных швов приварки производят в соответствии с положениями разделов 7 и 8.

10.4.3 Под тройники с боковым ответвлением устанавливают поддерживающие трубу газопровода временные опоры (см. 9.1.3.2).

10.4.4 Проводят подготовку вновь построенного участка газопровода в соответствии со СП 86.13330.2014 [18], а на территории Республики Беларусь в соответствии с СНиП III-42-80 [19].

10.4.5 На вертикальных ответвлениях тройников монтируют плоские задвижки. Приваривают новый участок газопровода к боковым ответвлениям тройников.



- 1 – магистральный газопровод; 2 – ремонтируемый участок; 3 – вновь построенный участок газопровода; 4 – сферические заглушки; 5 – разрезной тройник с боковым ответвлением (тип V);
6 – плоская задвижка запорного устройства; 7 – запорное устройство

Рисунок 27 – Врезка вновь построенного участка и перекрытие полости газопровода через тройники с боковым ответвлением

10.4.6 Врезку вновь построенного участка газопровода и запорных устройств производят в следующем порядке:

- на машину для врезки монтируют адаптер и фрезу для вырезания равнопроходных отверстий;
- машину для врезки устанавливают на плоскую задвижку вертикального ответвления тройника, закрепляют шпильками, задвижку открывают, проводят проверку герметичности фланцевых соединений стыковочного узла и испытание тройника;
- вырезают отверстие в стенке газопровода, закрывают плоскую задвижку и демонтируют машину (аналогично 10.2.4).
- для монтажа трубной обвязки запорных устройств на резьбовой фитинг перепускного патрубка устанавливают ручной сверлильный станок, вырезают отверстие в стенке трубы, закрывают фитинг и демонтируют станок.

Аналогичную работу производят последовательно на другом конце участка, подлежащего ремонту.

10.4.7 Проверку на герметичность и испытание лупинга проводят под давлением перекачиваемого газа, равным допустимому рабочему на период проведения работ по врезке на газопроводе под давлением. Общее время выдержки лупинга под испытательным давлением, должно быть не менее 24 ч. Монтаж запорных устройств и перекрытие полости трубы газопровода производят аналогично 10.3.8.

10.4.8 Для повышения герметичности локализации ремонтируемого участка перед проведением огневых работ после установки запорных устройств могут дополнительно устанавливать ВГУ аналогично 10.2.9.

10.4.9 Замененный участок демонтируют, к трубе ремонтируемого газопровода приваривают сферические заглушки.

10.4.10 По окончании работ удаляют ВГУ и заваривают технологические отверстия, выравнивают давление по обе стороны запорных

головок каждого запорного устройства через перепускные патрубки трубной обвязки.

10.4.11 Демонтаж запорных устройств производят аналогично 10.3.14 одновременно на двух концах отремонтированного участка.

10.4.12 Монтаж пробок герметизирующих, демонтаж плоских задвижек и монтаж глухих фланцев производят последовательно на одном, затем на другом конце ремонтируемого участка аналогично 10.3.15.

10.4.13 При ремонте методом врезки вновь построенного участка и перекрытия полости газопровода через тройники с боковым ответвлением на газопроводе по завершении работ вместо четырех разрезных тройников (см. рисунок 22) остаются два разрезных тройника с боковым ответвлением.

10.4.14 По завершении работ поднимают давление во вновь построенном участке до уровня проходного рабочего давления газопровода, проводят испытание вновь построенного участка проходным рабочим давлением.

10.4.15 Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные сварные соединения.

11 Заключительные работы

11.1 При врезке газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода) заключительные работы включают:

- присоединение газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода),
- очистку и изоляцию трубы магистрального газопровода, узла врезки и газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода),
- засыпку котлована и траншеи, обустройство ограждения крановых узлов.

11.2 Подсоединение газопроводов-отводов, перемычек между системами газопроводов, лупингов, переходов

11.2.1 В случае подсоединения газопроводов-отводов, перемычек между системами газопроводов, лупингов, переходов используют компенсаторы, которые монтируют с помощью сварного или фланцевого соединения:

а) с применением сварки:

- 1) компенсатор приваривают к переходному патрубку шарового крана;
- 2) производят монтаж и приварку к компенсатору газопровода-отвода (перемычки, лупинга);

б) с применением фланцевого соединения:

- 1) к компенсатору приваривают трубу-отвод с фланцем;
- 2) ответный фланец переходного патрубка шарового крана состыковывают с фланцем компенсатора и закрепляют соединение шпильками (болтами);
- 3) производят монтаж и приварку к компенсатору газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода).
- 4) В случае монтажа газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода) без компенсатора выполняют сварное соединение переходного патрубка шарового крана и газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода) либо фланцевое соединение ответного фланца переходного патрубка шарового крана и фланца газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода);
- 5) Сборку и сварку кольцевых стыковых соединений производят согласно разделу 7, контроль качества - согласно разделу 8.

Гарантийные сварные соединения контролируют согласно разделу 8.

11.3 Окончательную очистку поверхности трубы магистрального газопровода, узла врезки и газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода) производят только вручную металлическими щетками или электро-, пневмоинструментом со щетками. Очищенная поверхность должна быть серого цвета с характерным металлическим блеском.

11.4 Изоляцию трубы магистрального газопровода, узла врезки и газопровода-отвода (перемычки, лупинга, перехода) производят в соответствии с нормативными документами ОАО «Газпром».

11.4.1 Трубы газопровода (перемычки, лупинга, перехода), узла врезки и шаровой кран изолируют вручную покрытиями, установленными проектом на магистральный газопровод и газопровод-отвод (перемычку, лупинг).

11.4.2 Для изоляции подземной части шарового крана и узла врезки (при использовании тройника с боковым ответвлением), их поверхностей на расстоянии не менее 15 см над землей и отвода (перемычки, лупинга) применяют изоляцию усиленного типа.

Надземную часть шарового крана, узла врезки и отвода (перемычки, лупинга) изолируют покрытием для защиты от атмосферных осадков.

11.4.3 Контроль качества изоляционных покрытий на сплошность производят по всей поверхности, особенно нижней части, визуально и дефектоскопом, толщину покрытия - толщиномером, прилипаемость (адгезию) - адгезиметром.

11.5 Засыпку котлована и траншеи производят:

- вручную вокруг трубы, узла врезки, шарового крана насыпают мягкий грунт слоем не менее 20 см и уплотняют его;
- производят окончательную засыпку грунта в котлован и траншею бульдозером, исключая наезд бульдозера на трубы, узел врезки и повреждение наземной части шарового крана;
- засыпанный грунт планируют и наносят плодородный слой грунта, перемещая его бульдозером из отвала временного хранения.

Примечание – Для особых природно-климатических условий дополнительно учитываются требования к проведению земляных работ по СТО Газпром 2-2.2-382.

11.6 При использовании шаровых кранов, тройников с боковым ответвлением и устройств для перекрытия полости газопровода типа с целью исключения их повреждения производят обустройство наземных ограждений. Размеры ограждений и порядок производства работ вокруг них

регламентируют Правила [21], а на территории Республики Беларусь регламентируют Правила охраны магистральных трубопроводов [22].

11.7 При подсоединении к магистральному газопроводу перемычки, лупинга, перехода заключительный этап работ выполняют в двух местах их подключения.

11.8 При ремонте участка газопровода, ТПА, СДТ с врезкой временного байпаса или вновь построенного участка газопровода под давлением заключительный этап работ включает:

- изоляцию отремонтированного или вновь построенного участка трубы магистрального газопровода, разрезных тройников (отводных, стопльных, с боковым ответвлением), перепускных патрубков, ТПА, СДТ;
- засыпку котлована;
- обустройство наземных ограждений аналогично 11.6.

Приложение А

(обязательное)

**Определение химического состава металла труб
на газопроводах под давлением**

А.1 Химический анализ выполняют в трассовых условиях с применением переносных (мобильных) приборов или в лабораторных условиях атомно-эмиссионными и/или другими методами, регламентированными действующими нормативными документами и обеспечивающими необходимую точность, соответствующую требованиям нормативной документации на трубы нефтегазового сортамента и прокат для их изготовления. Идентификацию металла труб проводят согласно требованиям ВРД 39-1.11-014-2000 [10].

А.2 Для проведения анализа химического состава металла труб, находящего под давлением, применяют портативные анализаторы, обеспечивающую необходимую точность, соответствующим требованиям нормативной документации, имеющих свидетельство об утверждении типа средств измерений (например, портативные оптико-эмиссионные анализатор Spectorport производства фирмы SPECTRO (Германия), ARCMET производства фирмы Metorex (Финляндия)). Анализ поверхности площадью 20x40 мм, зачищенной от следов загрязнения, защитных покрытий, окалины и зашлифованной до металлического блеска.

А.3 Допускается проведение анализа химического состава металла труб, находящихся под давлением, в лабораторных условиях методом рентгеноспектрального микроанализа. Микропробы (металлическая стружки, опилки) отбирают с поверхности анализируемой трубы, зачищенной от следов загрязнения, защитных покрытий, окалины, в трех местах на расстоянии от 5 до 10 мм друг от друга при размере частиц стружки площадью в пределах от 0,25 до 1,0 мм² и толщиной от 0,01 до 0,20 мм. Места отбора микропроб выбирают на расстоянии не менее 20 мм от имеющихся сварных швов, мест ремонта, приварки и других, где структура металла может быть искажена. Для отбора микропроб используют шабер или другие приспособления. Место соскоба микропробы должно иметь плавные края, не иметь царапин с острыми углами и не выходить за минусовой допуск трубы. После снятия соскоба остаточную толщину стенки трубы контролируют ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 с использованием толщиномеров по ГОСТ 28702.

Приложение Б

(обязательное)

Аттестация технологии сварки и допускные испытания сварщиков

Б.1 Требования к производственной аттестации технологий сварки и допускным испытаниям сварщиков

Группы однотипных конструкций узлов врезки, сварных соединений приведены в таблицах Б.1—Б.4.

Таблица Б.1 - Группы однотипных конструкций узлов врезки

Тип конструктивного исполнения узла врезки	Наименование	Область распространения
I	Отводной патрубок с усиливающей накладкой	I, Ia, Ib
Ia	Отводной патрубок усиленный, без накладки	Ia
Ib	Фланцевый отводной патрубок с накладкой и боковым ответвлением	I, Ia, Ib
II	Разрезная муфта с отводным патрубком	I*, Ia, Ib*, II, III*, IIIa*, , IV*, IVa*, IVb*
III	Разрезной тройник приварной штампованной с цельноштампованным ответвлением или литой	III, IIIa, IV, IVa, V
IIIa	Тройник штампованной с фланцем	III, IIIa, IV, IVa, V
IV	Разрезной тройник приварной сварной	III, IIIa, IV, IVa, V
IVa	Разрезной тройник приварной сварной и фланцем	III, IIIa, IV, IVa, V
V	Разрезной тройник приварной с боковым ответвлением и фланцем	III, IIIa, IV, IVa, V
* При условии выполнения кольцевых нахлесточных сварных соединений		

Таблица Б.2 - Группы сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки по классам прочности материалов свариваемых элементов

Номер группы (индекс однотипности) по классу прочности материалов	Диапазон классов прочности	Область распространения
1 (M01)	До K54 включ.	1 (M01)
2 (M03)	Св. K54 до K60 включ.	2 (M03), 1 (M01) + 2 (M03)
3 (M03)	Св. K60 до K65 включ.	3 (M03), 1 (M01) + 3 (M03), 2 (M03) + 3 (M03)
1 (M01) + 2 (M03)	-	1 (M01) + 2 (M03)
1 (M01) + 3 (M03)	-	1 (M01) + 3 (M03)
2 (M03) + 3 (M03)	-	1 (M01) + 3 (M03), 2 (M03) + 3 (M03)

Таблица Б.3 - Группы сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки по номинальным диаметрам свариваемых элементов

Номер группы (индекс однотипности) по диаметру	Диапазон номинальных диаметров*, мм	Область распространения
2	Св. 57 до 530 включ.	Св. 57 до 530 включ.
3	Св. 530	Св. 530

* За номинальный диаметр разрезных муфт и тройников условно принимают значение наружного диаметра газопровода.

Таблица Б.4 - Группы сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки по номинальным толщинам стенки свариваемых элементов

Номер группы (индекс однотипности)	Диапазон номинальных толщин стенки, мм	Область распространения
2	От 6,2 до 15,0 мм включ.	От 6,2 до 15,0 мм включ.
3	Св. 15,0 до 32,0 мм включ.	Св. 12,0 до 32,0 мм включ.
4	Св. 32,0 до 50,0 мм включ.	Св. 32,0 до 50,0 мм включ.
5	Св. 50,0	Св. 50,0

Б.2 Виды механических испытаний для аттестации технологий сварки узлов врезки в газопровод под давлением

Б.2.1 Для определения механических свойств образцов КСС узлов и/или деталей узлов врезки проводят испытания на статическое растяжение, статический изгиб, ударный изгиб, излом с надрезом и измерение твердости.

Виды испытаний и необходимое количество образцов КСС приведены в таблице Б.5.

Т а б л и ц а Б.5 – Виды механических испытаний и количество образцов КСС при аттестации технологий сварки при врезке узлов в газопровод

Толщина стенки мм	Тип шва свариваемого элемента	Виды испытаний, количество образцов							
		Статическое растяжение	Статический изгиб			Ударный изгиб КСV*		Излом с надрезом	Металлографический анализ и твердость
			корнем наружу	корнем внутрь	корнем на ребро	по шву	по ЗТВ		
До 12,5	Продольный стыковой	2	2	2	-	3	3	-	-
	тройника, муфты, накладки	2	2	2	-	3	3	-	-
	Угловой патрубка	-	-	-	-	-	-	-	2
	Нахлесточный кольцевой накладки, тройника	-	-	-	-	-	-	4	4
Св. 12,5	Продольный стыковой	2	-	-	4	3**	3**	-	-
	Угловой патрубка	-	-	-	-	-	-	-	2
	Нахлесточный кольцевой накладки, тройника	-	-	-	-	-	-	4	4

* Испытание на образцах типа IX по ГОСТ 6996 при толщине стенок 11 мм и более.
** При толщине стенок свыше 19 мм испытания проводятся на удвоенном количестве образцов.

Схемы вырезки образцов КСС приведены на рисунках Б.1, Б.2. Образцы для проведения механических испытаний, испытаний на ударную вязкость, излом с надрезом и замеров твердости вырезают из сварных соединений перпендикулярно оси сварного шва.

Б.2.2 Испытания на статическое растяжение

Б.2.2.1 Испытания следует проводить на образцах типа XII или XIII по ГОСТ 6996. Размеры образца приведены в таблице Б.6.

Форма образца приведена на рисунке Б.3.

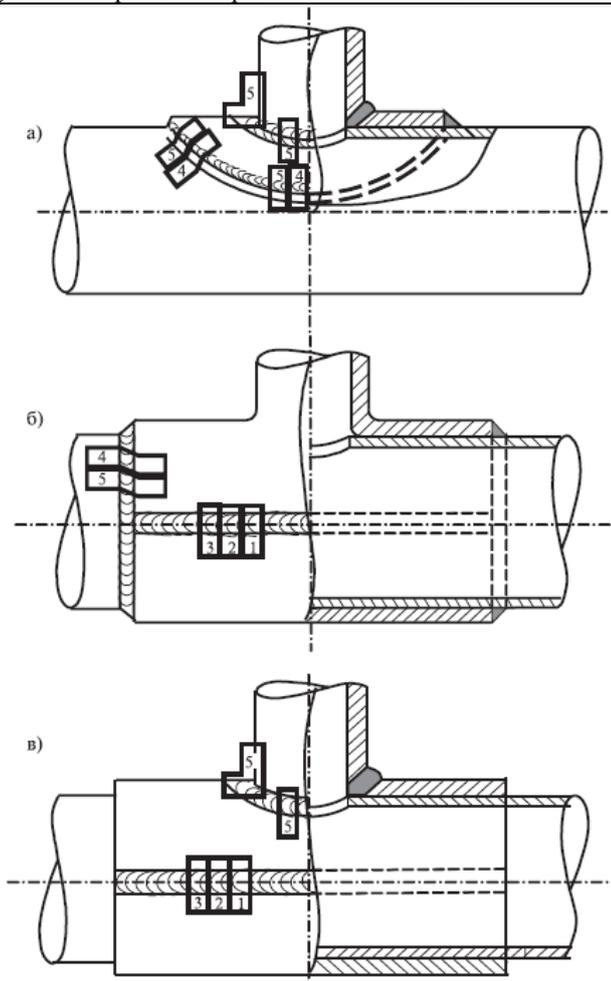
Б.2.2.2 Усиление шва на образцах должно быть снято механическим способом до уровня основного металла, при этом допускается удалять основной металл по всей поверхности образца на глубину до 15 % от толщины стенки трубы, но не более 4 мм.

Таблица Б.6 - Плоские образцы для испытаний на статическое растяжение

Толщина стенки, мм	Толщина образца, мм	Ширина рабочей части образца b , мм	Ширина захватной части образца b_1 , мм	Длина рабочей части образца l , мм	Общая длина образца L , мм
Св. 6 до 10 включ.	Равна толщине стенки трубы	$20 \pm 0,5$	30	60	$l + 2h$
Св. 10 до 25 включ.		$25 \pm 0,5$	35	100	
Св. 25 до 50 включ.		$30 \pm 0,5$	40	160	

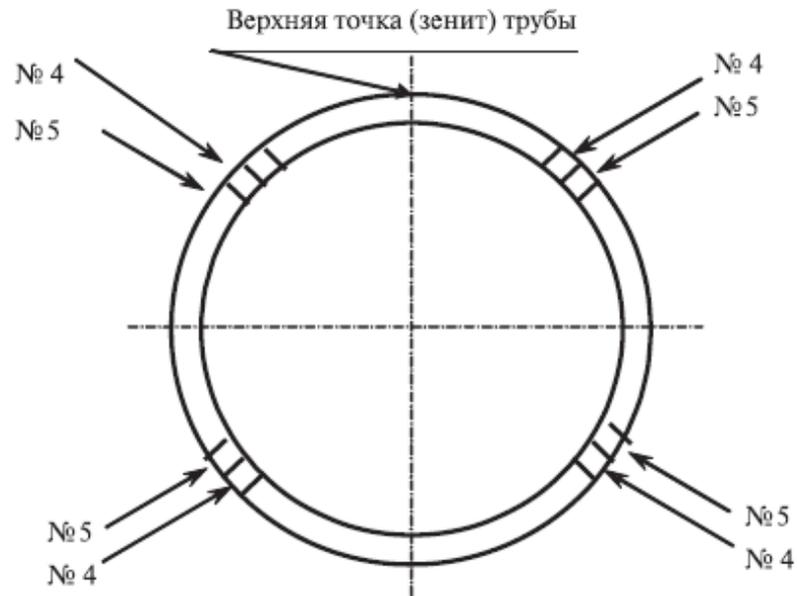
Примечания

- 1 Длину захватной части образца h устанавливают в зависимости от конструкции испытательной машины.
- 2 Скорость погружения образцов в процессе испытаний должна составлять не более 15 мм/мин.



а) конструкций типа 1; б) конструкций типов III, IV, IVa, V; в) конструкций типа II
 1 – образцы для испытаний на статическое растяжение; 2 – образцы для испытаний на статический изгиб; 3 – образцы для испытаний на ударный изгиб; 4 – образцы испытаний на излом с надрезом; 5 – образцы для металлографического анализа и определения твердости

Рисунок Б.1 – Схема вырезки образцов для механических испытаний сварных соединений узлов врезки



Образцы для испытаний: № 4 – излом с надрезом; № 5 – металлографический анализ и определение твердости

Рисунок Б.2 – Схема вырезки образцов КСС для механических испытаний нахлесточных кольцевых швов при аттестации технологий узлов врезки газопроводов

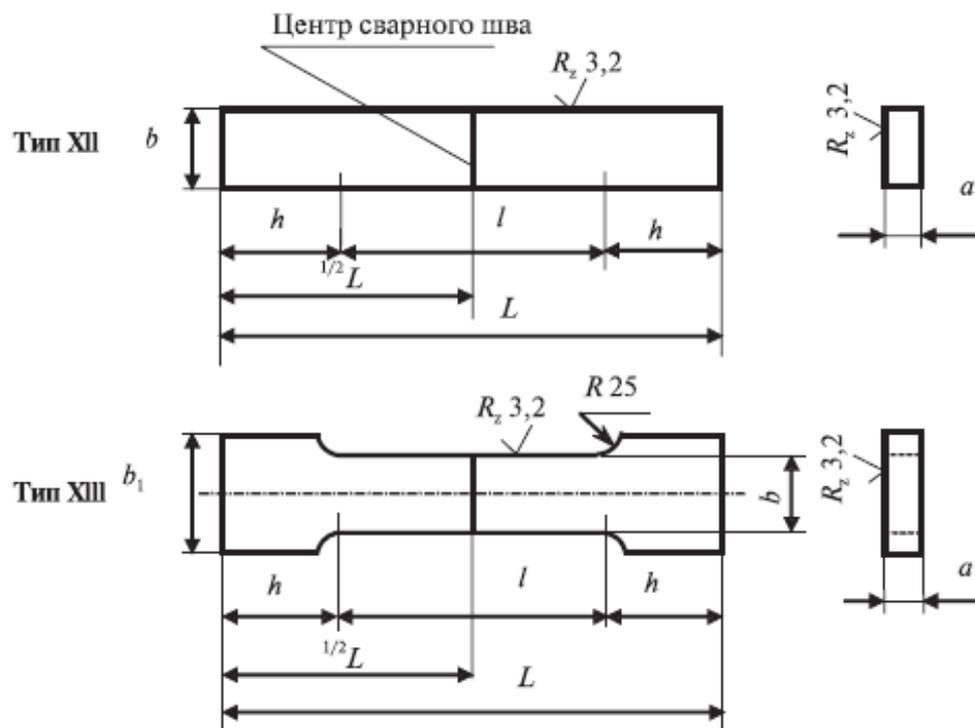


Рисунок Б.3 – Форма и размеры образцов (типы XII и XIII) для испытаний сварного соединения на статическое растяжение

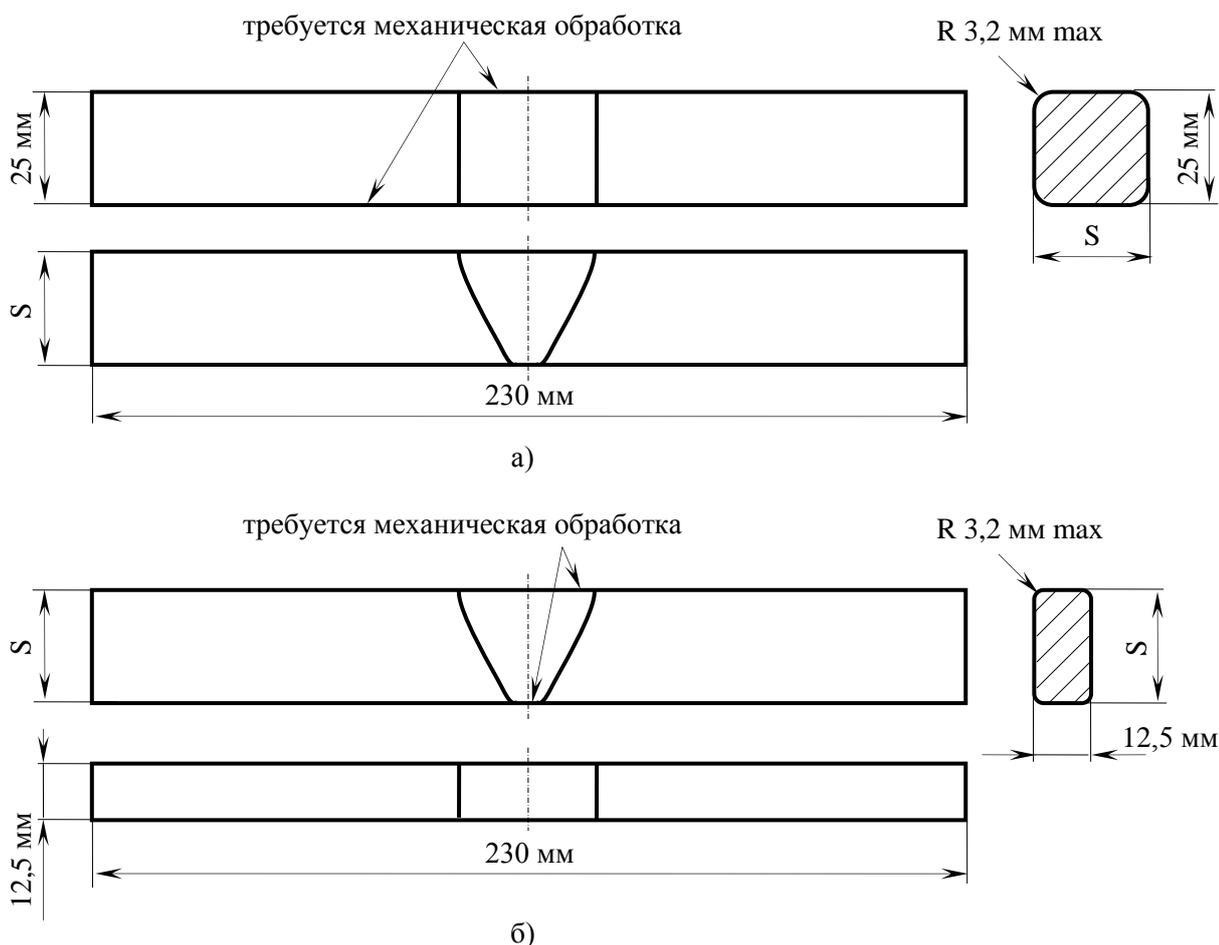
Удаление основного металла с поверхности образца производят только с той стороны, с которой снимают усиление шва. Стругать усиление следует поперек шва. Острые кромки плоских образцов в пределах рабочей части должны быть закруглены радиусом не более 1,0 мм путем сглаживания напильником вдоль кромки. Разрешается стругать усиление вдоль продольной оси шва с последующим удалением рисок. Шероховатость поверхности R_z в местах удаления усиления должна быть не более 6,3 мкм.

Б.2.2.3 Временное сопротивление разрыву, определяемое на плоских образцах со снятым усилением, должно быть не ниже нормативного значения временного сопротивления разрыву основного металла труб, регламентированного техническими условиями на их поставку или национальным стандартом на трубы.

Б.2.3 Испытания на статический изгиб

Б.2.2.4 Испытания на статический изгиб сварных соединений элементов с классом прочности К65

Испытания на статический изгиб сварных соединений элементов с классом прочности К65 проводятся согласно API 1104 на образцах, геометрические параметры которых приведены на рисунке Б.4.



- а) образец для изгиба корнем шва наружу или внутрь;
- б) образец для изгиба на ребро;
- S – толщина стенки трубы, мм

Рисунок Б.4 – Геометрические параметры образцов для испытаний на статический изгиб по API 1104

Усиление сварного шва по обеим сторонам образца снимается механическим способом до уровня основного металла, при этом механическую обработку (строгание) усиления сварного шва следует выполнять в поперечном направлении к сварному шву, либо в произвольном направлении с последующим удалением рисок.

Кромки образцов в пределах их рабочей части должны быть закруглены напильником, при этом радиус обработанных кромок должен быть не менее 0,1 толщины образца (S), но не более 3,2 мм.

Каждый образец при испытаниях должен устанавливаться на опоры (ролики), при этом ось образца (сварного шва) должна находиться по середине расстояния между внутренними поверхностями опор.

Радиус нагружающей оправки при испытаниях должен составлять 44 мм, расстояние между внутренними поверхностями опор (роликов) – 117 мм, ширина опор (роликов) – 51 мм, радиус закругления опор (радиус роликов) – 20 мм.

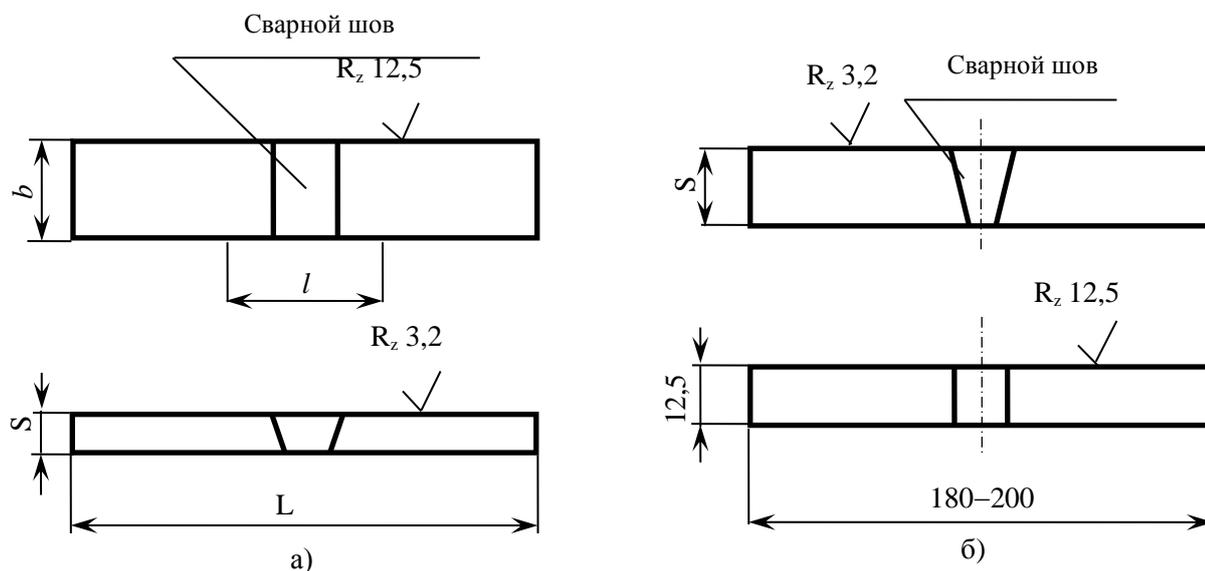
Скорость нагружения не должна превышать 15 м/мин.

Испытания выполняются до придания образцу U-образной формы (угол изгиба – 180 °).

Б.2.2.5 Испытания на статический изгиб сварных соединений элементов с классом прочности до K60 включ.

Испытания на статический изгиб сварных соединений элементов с классом прочности до K60 включ. проводятся на образцах (рисунок Б.5), геометрические параметры которых определяются по таблицам Б.7, Б.8.

Толщина образцов должна равняться толщине основного металла. Усиление шва по обеим сторонам образца снимается механическим способом до уровня основного металла. Разрешается строгать усиление шва в любом направлении с последующим удалением рисок. Кромки образцов в пределах их рабочей части должны быть закруглены радиусом не менее 0,1 толщины образца, но не более 2,0 мм, путем сглаживания напильником вдоль кромки.



а) образец для испытаний на статический изгиб корнем шва наружу или внутрь ($S \leq 12,0$ мм);

б) – образец для испытаний на статический изгиб на ребро ($S > 12,0$ мм).

Рисунок Б.5 – Геометрические параметры образцов для испытаний на статический изгиб

Т а б л и ц а Б.7 – Размеры образцов для испытаний на статический изгиб

Вид изгиба	Толщина основного металла (S), мм	Ширина образца (b), мм	Общая длина образца (l), мм	Расстояние между опорами, мм
Корнем шва наружу или внутрь	до 12,0 включ.	$1,5 \cdot S$, но не менее 10	$2,5D + 80$	$2,5 \cdot D$
Боковой поверхностью (на ребро)	более 12,0	$12,5 \pm 0,2$	180 – 200	80

* D – диаметр нагружающей оправки, определяемый по таблице Б.8 настоящего приложения.

Т а б л и ц а Б.8 – Диаметр нагружающей оправки для испытаний на статический изгиб

Класс прочности трубной стали	Толщина основного металла, мм	Диаметр нагружающей оправки, мм
До К50 включ.	до 12,0 мм включ.	$2 \cdot S \pm 2$
	более 12,0	30 ± 2
Св. К50 до К54 включ.	до 12,0 мм включ.	$3 \cdot S \pm 2$
	более 12,0	40 ± 2
Св. К55 до К60 включ.	до 12,0 мм включ.	$4 \cdot S \pm 2$
	более 12,0	50 ± 2

Пр и м е ч а н и е – Принято обозначение толщины стенки – S, мм.

Обязательным условием проведения испытаний является плавность возрастания нагрузки на образец. Испытания проводят со скоростью не более 15 мм/мин до достижения угла изгиба 120° или угла изгиба, при котором образуется первая трещина, являющаяся браковочным признаком. Угол изгиба при образовании первой трещины

измеряют на образце, находящемся в ненапряженном состоянии, с погрешностью $\pm 2,0^\circ$.

При подсчете среднего арифметического значения угла изгиба все углы более 150° следует принимать равными 150° .

Трещины, имеющие длину в растянутой зоне не более 20 % от ширины образца, но не более 5,0 мм, не являются браковочным признаком.

Б.2.4 Испытания на ударный изгиб

Б.2.4.1 При испытании на ударный изгиб определяют ударную вязкость металла шва на образцах Менаже типа VI (для толщины основного металла 11 мм и более) и типа VII (для толщины металла от 6 до 11 мм) по ГОСТ 6996, если проектная документация не регламентирует более жестких требований. Форма и размеры образцов приведены на рисунке Б.6.

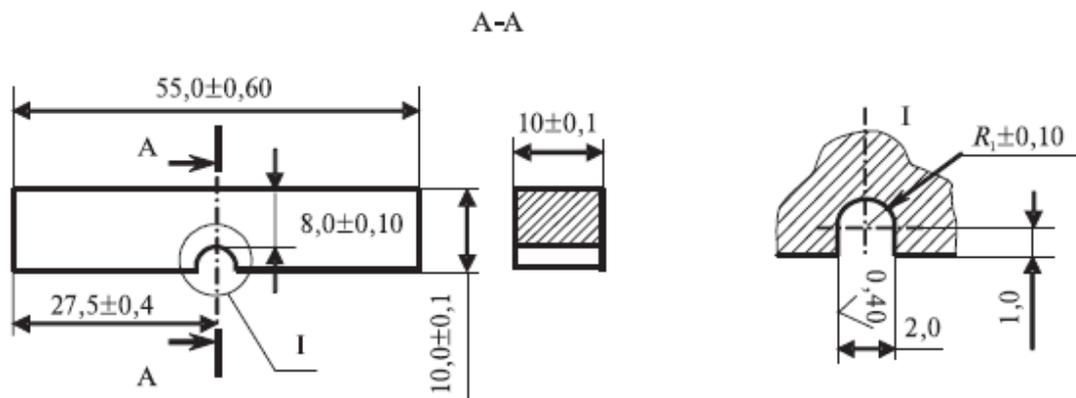


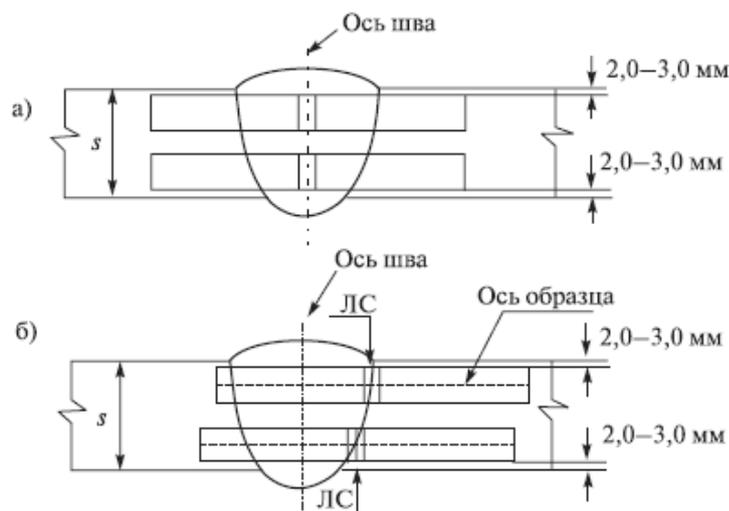
Рисунок Б.6 – Форма и размеры образцов на ударный изгиб

Б.2.4.2 Вырезку и изготовление двух комплектов образцов (по шву и по ЗТВ) следует производить таким образом, чтобы одна из чистовых поверхностей каждого образца (после окончательной обработки) располагалась на расстоянии от 2,0 до 3,0 мм внутренней поверхности трубы. При номинальной толщине стенки трубы от 6 до 11 мм допускается наличие необработанного основного металла на двух поверхностях образца.

При номинальной толщине стенки трубы свыше 19 мм для испытаний на ударный изгиб следует изготовить два дополнительных комплекта образцов (по шву и по ЗТВ) таким образом, чтобы одна из чистовых поверхностей каждого образца располагалась на расстоянии от 2,0 до 3,0 мм от наружной поверхности трубы.

Каждый комплект должен включать в себя не менее трех образцов.

Надрез наносят перпендикулярно поверхности трубы, как показано на рисунке Б.7. При испытании ЗТВ линия надреза должна пересекать линию сплавления сварного шва в середине образца.



а – по металлу сварного шва; б – по металлу в зоне термического влияния

Рисунок Б.7 – Схема выполнения надреза на образцах для испытаний на ударный изгиб

Б.2.4.3 Испытания на ударную вязкость проводятся при температуре минус 60 °С для районов Крайнего Севера и минус 40 °С – для остальных районов, если проектная документация не регламентирует более жестких требований.

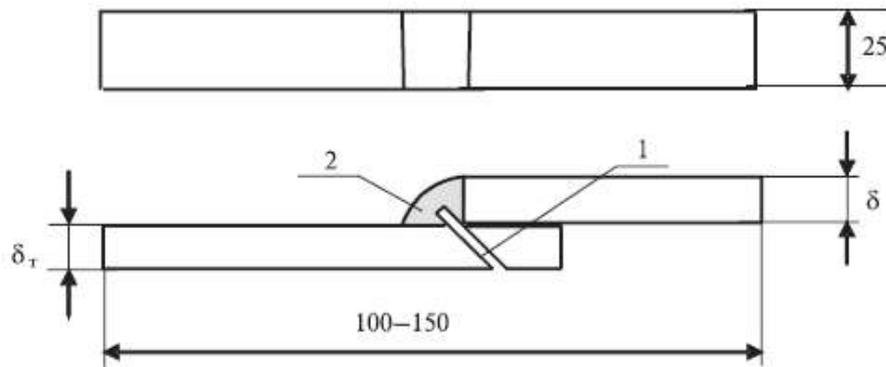
Б.2.4.4 Ударная вязкость при принятой температуре испытаний должна быть не менее 24,5 Дж/см² (2,5 кгс·м/см²) при номинальной толщине стенки труб от 6 до 10 мм, не менее 29,4 Дж/см² (3,0 кгс·м/см²) при номинальной толщине стенки труб свыше 10 до 15 мм, не менее 39,2 Дж/см² (4,0 кгс·м/см²) при номинальной толщине стенки труб свыше 15 до 25 мм, если проектная документация не регламентирует более жестких требований. Ударная вязкость определяется как среднее арифметическое значение по результатам испытаний трех образцов каждого комплекта, при этом на одном образце допускается снижение ударной вязкости на 9,8 Дж/см².

Б.2.5 Испытания сварного соединения на излом с надрезом

Б.2.5.1 Образцы для испытания металла шва нахлесточного сварного соединения должны иметь ширину 25 мм и длину от 100 до 150 мм. Надрез ножовкой по оси сварного шва выполняют со стороны, противоположной усилению сварного шва. Форма и размеры образцов, показаны на рисунке Б.8.

Б.2.5.2 При испытании металла шва на излом образцы разрушают ударом по свободному участку образца при закрепленном другом участке. Удар наносится со стороны корневого слоя шва.

Б.2.5.3 Образцы для испытания металла шва на излом должны иметь параллельные гладкие кромки.



1 – надрез ножовкой по оси шва глубиной δ_t плюс половина высоты поперечного сечения сварного шва; 2 – сварной шов; δ_t – толщина трубы, мм; δ – толщина тройника, муфты, накладки, мм

Рисунок Б.8 – Форма и размеры образцов для испытания металла шва нахлесточного соединения на излом

Б.2.5.4 Поверхность излома каждого образца должна продемонстрировать полный провар и сплавление между слоями шва. Максимальный размер любой газовой поры не должен превышать 2,0 мм, а суммарная площадь всех газовых пор не должна быть более 2 % площади излома образца. Глубина шлаковых включений – не более 1,0 мм, а их длина – не более 3,5 мм. Расстояние между соседними шлаковыми включениями должно быть не менее 13 мм. Любые трещины являются браковочным признаком. Не являются браковочным признаком дефекты типа флокенов.

Б.2.6 Металлографический анализ и определение твердости металла различных участков сварных соединений

Б.2.6.1 Образцы (макрошлифы) для металлографического анализа и определения твердости вырезают из угловых соединений «патрубок-труба-накладка» и кольцевых нахлесточных соединений «тройник-труба».

Образцы вырезают таким образом, чтобы были охвачены все участки сварного соединения (шов, зона термического влияния, основной металл). Размеры образцов составляют: длина от 50 до 70 мм, ширина 25 мм, высота (для угловых соединений) от 50 до 70 мм.

Перед проведением металлографического анализа производят травление образцов.

Б.2.6.2 При металлографическом анализе оценивают качество проплавления кромок, размеры углового шва и его дефектность.

Металлографический анализ поперечного сечения сварного соединения должен показать:

- проплавление кромок сварного соединения;
- сплавление между слоями шва;
- отсутствие трещин.

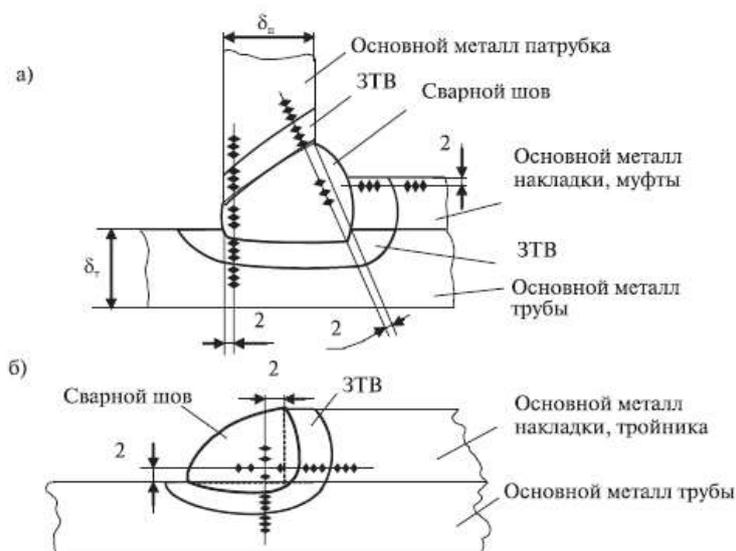
Б.2.6.3 Образцы для определения твердости должны иметь обработанную поверхность в местах замеров твердости с шероховатостью Rz не более 0,80 мкм.

Схемы замера твердости сварных соединений приведены на рисунке Б.9. В каждой зоне замера должно быть не менее трех отпечатков (для ЗТВ и основного металла - с двух сторон от оси шва). Значения твердости не должны превышать 350 HV₁₀.

Образцы должны иметь параллельные поверхности сечений шлифа.

Перед проведением металлографического анализа производится травление образцов.

При металлографическом анализе оценивают качество проплавления кромок, размеры углового шва и его дефектность.

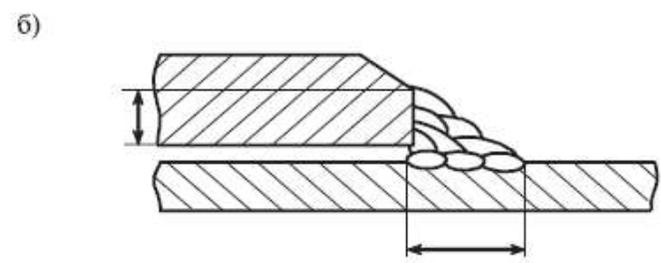
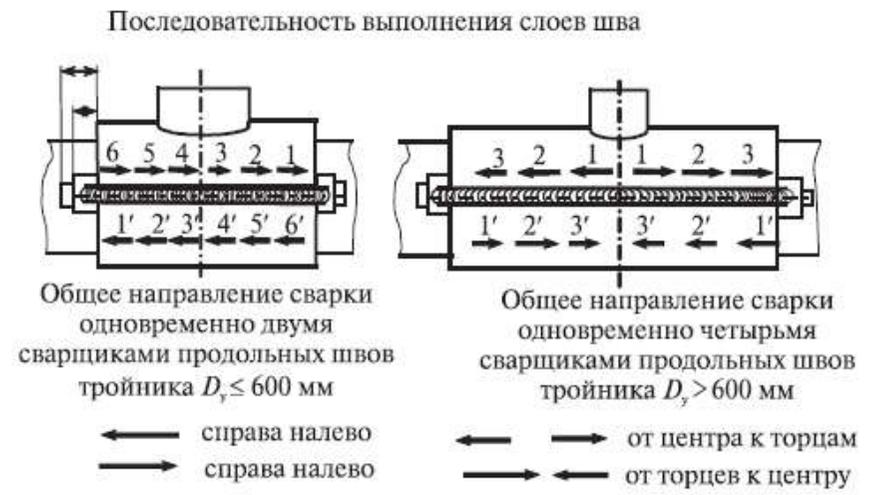
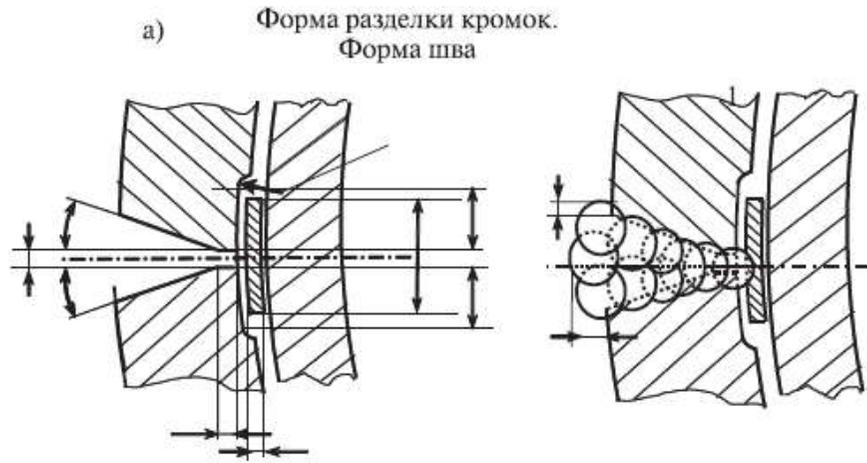


а – угловое соединение конструкций типов I, II; б – угловое (нахлесточное) соединение конструкций типов I, III, IV, IVa, V

Рисунок Б.9 – Схема замера твердости сварного шва, ЗТВ и основного металла

Б.3 Форма типовой Операционной технологической карты сборки и сварки узлов и/или деталей улов врезки

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА (ТИПОВАЯ)						
сборки и ручной дуговой сварки разрезного тройника (конструкция типа Ш, IV, Y)						
Организация		Наименование газопровода		Диаметр, толщина стенки, мм		Тип конструкции
						Разрезной тройник
						Пространственное положение
						Вертикальная врезка
						Шифр карты
						Вертикальная врезка узла (тип конструкции «б») в газопровод ВВУ («б»)
Характеристики труб газопровода				Дополнительные требования и рекомендации		
Марка стали, № ТУ	Диаметр, мм	Толщина стенки, δ_t , мм	Класс прочности	Нормативный предел прочности, МПа, (кгс/мм ²)	Эквивалент углерода, %	<ul style="list-style-type: none"> • Выполнить визуальный и измерительный контроль полного периметра очищенной поверхности газопровода в месте врезки разрезного тройника в газопровод. • Выполнить неразрушающий контроль ультразвуковым сплошным сканированием полного периметра очищенной поверхности газопровода, включая участки на расстоянии не менее _____ мм в каждую сторону от границ предполагаемых угловых швов разрезного тройника.
						<ul style="list-style-type: none"> • Выполнить неразрушающий радиографический или ультразвуковой контроль полной длины продольного заводского шва очищенной поверхности газопровода, включая участки на расстоянии не менее ___ мм в каждую сторону от границ предполагаемых угловых швов разрезного тройника. • Расслоения и другие недопустимые дефекты не допускаются. Толщина стенки трубы не должна быть меньше минусового допуска по ТУ на трубу. При наличии расслоений, других недопустимых дефектов, толщины стенки, выходящей за минусовой допуск, необходимо изменить место установки ройника. • Разрезной тройник должен монтироваться на газопроводе при допустимом давлении газа, ограниченном с учетом потери прочности нагретого металла трубы газопровода в месте сварки угловых швов разрезного тройника.
Характеристики разрезного тройника						



Подготовка под сварку, последовательность сварки, параметры сварного шва

Режимы сварки

Наименование слоя шва	Тип электродов	Марка электродов	Диаметр электродов	Сила сварочного тока, положение при сварке			Род тока, полярность	Напряжение на дуге, В
				Нижнее	Вертикальное	Потолочное		
Первый (корневой)								
Заполняющие								
Облицовочные								

ПЕРЕЧЕНЬ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ СБОРКИ И СВАРКИ

№ пп	Операция	Содержание операций	Оборудование и инструмент
<i>Подготовка участка газопровода к сварке узлов врезки</i>			
1	Подготовка участка газопровода	<ul style="list-style-type: none"> Удалить изоляционное покрытие и очистить поверхность механическим способом на ширину не менее _____ мм от предполагаемых границ установки разрезного тройника. Устранить шлифованием царапины, риски, задиры более ___ мм, но не более ___% от толщины стенки, при этом толщина стенки не должна выходить за пределы минусового допуска по ТУ. Удалить механическим способом усиление продольных заводских швов «заподлицо» с наружной поверхностью газопровода на расстояние не менее _____ мм в каждую сторону от торцев разрезного тройника с плавным переходом на наружную поверхность заводских швов. 	Скребок, металлическая щетка, шаблон УШС-3, линейка, рулетка, штангенциркуль, шлифмашинка, дисковые проволочные щетки, абразивные круги.
<i>Сборка разрезного тройника</i>			
2	Сборка разрезного тройника	<ul style="list-style-type: none"> Выполнить сборку разрезного тройника на газопроводе на _____ центраторе. Выполнить прихватки подкладных пластин к внутренней поверхности половин разрезного тройника по всей длине свариваемых кромок со стороны разделки, концы подкладных пластин должны выступать за торцы тройника на _____ мм в каждую сторону. Продольные швы тройника должны располагаться не ближе _____ мм от продольных швов газопровода. Кольцевые швы тройника должны располагаться не ближе _____ мм от кольцевых швов газопровода. Величина зазора между газопроводом и тройником не должна превышать _____ мм. Величина зазора между свариваемыми кромками продольных стыковых соединений должна быть _____ мм. Величина внутреннего смещения кромок не должна превышать _____ мм. 	Шаблон УШС-3, линейка, рулетка, штангенциркуль, наружный центратор _____, трубокладчик, шлифмашинка.
№ пп	Операция	Содержание операций	Оборудование и инструмент

<i>Сварка продольных стыковых соединений (рисунок а)</i>			
3	Предварительный подогрев	<ul style="list-style-type: none"> • Произвести просушку и предварительный подогрев свариваемых кромок продольного стыкового соединения и поверхности газопровода в месте сварки до температуры не ниже _____°С. Ширина зоны нагрева должна быть _____ мм от оси сварного соединения. • Замерить температуру не менее чем в _____ точках, равномерно по периметру разделки, на расстоянии _____ мм от свариваемых кромок. • В процессе производства работ температуру подогрева в месте сварки не ниже _____°С обеспечивать установками способом индукционного нагрева, способом электросопротивления, комбинированным способом, обеспечивающими мощность электронагревателей не менее 8-9 Вт/см², с периодичностью не реже _____ с, установленной по результатам производственной аттестации. Допускается дополнительно применять газонагревательные устройства (кольцевые нагреватели, газовые горелки). 	Установка _____, прибор замера температуры _____.
4	Сварка	<ul style="list-style-type: none"> • Выполнить равномерно по длине прихватки длиной _____ мм электродами для сварки корневого слоя шва не менее _____ шт. Прихватки зачистить от шлака, брызг, устранить видимые дефекты. • Начало и окончание каждого слоя шва выполнять на временных выводных технологических планках длиной _____ мм, предварительно прихваченных к подкладной пластине под углом скоса кромок продольного стыкового соединения. • Сварку всех слоев шва необходимо выполнять одновременно с обеих сторон в противоположных направлениях _____ сварщиками на постоянном токе обратной полярности. • Сварку корневого и первого, двух заполняющих слоев рекомендуется выполнять обратноступенчатым способом, с послынным смещением мест начала и окончания сварки на величину _____ мм. • Сварку корневого слоя шва выполнить электродами с основным видом покрытия марки _____ диаметром _____. • _____ центратор снять после сварки _____ % корневого и первых двух заполняющих слоев шва. Зачистить от шлака, брызг сваренные участки швов. • Провести визуальный контроль качества корневого сварного шва. Устранить шлифованием обнаруженные дефекты сварки. • Сварку последующих заполняющих и облицовочного слоев выполнить методом непрерывной сварки в тех же направлениях с началом или окончанием сварки на технологических планках электродами _____. 	
№ пп	Операция	Содержание операций	Оборудование и инструмент

		<ul style="list-style-type: none"> • Сварку последующих заполняющих слоев шва выполнить параллельными валиками с перекрытием _____ мм электродами с основным видом покрытия марки _____ диаметром _____ с послойной зачисткой механическим способом. • Сварку облицовочного слоя выполнить тремя параллельными валиками с перекрытием _____ мм электродами с основным видом покрытия марки _____ диаметром _____ методом непрерывной сварки. Сначала накладывается нижний валик, далее средний, затем верхний. • Провести визуальный контроль качества сварного шва. Устранить шлифованием обнаруженные дефекты сварки. • Общее количество слоев не менее _____. • Удалить технологические планки механическим способом вместе с подкладной пластиной. • Накрыть теплоизолирующим материалом продольные швы. • Не допускаются перерывы в работе при сварке продольных швов. 	Сварочный источник тока _____, шлифмашинка, дисковые проволочные щетки, абразивные круги, теплоизолирующий пояс, шаблон сварщика, линейка, штангенциркуль.
<i>Сварка кольцевых нахлесточных соединений тройника с газопроводом (рисунок б)</i>			
5	Предварительный подогрев	<ul style="list-style-type: none"> • Произвести просушку и предварительный подогрев свариваемых кромок кольцевого нахлесточного соединения и поверхности газопровода в месте сварки до температуры не ниже _____ °С. Ширина зоны нагрева должна быть _____ мм от оси сварного соединения. • Произвести контроль температуры не менее чем в _____ точках, равномерно по периметру разделки, на расстоянии _____ мм от свариваемых кромок. • В процессе производства работ температуру подогрева в месте сварки не ниже _____ °С обеспечивать установками способом индукционного нагрева, способом электросопротивления, комбинированным способом, обеспечивающими мощность электронагревателей порядка 8-9 Вт/см² с периодичностью не реже _____ с, установленной по результатам производственной аттестации. Допускается дополнительно применять газонагревательные устройства (кольцевые нагреватели, газовые горелки). 	Электрические нагревательные устройства (или с использованием индукционного метода), газовые подогреватели, газовые горелки, прибор замера температуры _____.
6	Сварка	<ul style="list-style-type: none"> • Сварку кольцевых нахлесточных швов тройника к газопроводу должна производиться в строгой последовательности: сначала первое сварное соединение по направлению движения потока газа, затем второе. • Сварку всех слоев шва выполнять обратноступенчатым способом одновременно двумя сварщиками в противоположных четвертях окружности, при этом соблюдать правила смещения мест начала и окончания сварки на величину _____ мм. • Выполнить наплавку одного слоя дополнительных _____ параллельных валиков на поверхность газопровода в количестве не менее _____ шт. электродами с основным видом покрытия марки _____ диаметром _____. При необходимости для достижения необходимого зазора выполнить сварку второго слоя дополнительных _____ 	Сварочный источник тока _____, шлифмашинка, дисковые проволочные щетки, абразивные круги, теплоизолирующий пояс, шаблон сварщика, линейка, штангенциркуль.

Б.4 Форма протокола допускных испытаний

УТВЕРЖДАЮ:

(подпись)

«__» _____ 200_г.

(М.П.)

ПРОТОКОЛ ДОПУСКНЫХ ИСПЫТАНИЙ № _____ от _____

Объект:

1. Общие сведения о сварщике (операторе)

1.1. Фамилия, имя, отчество

1.2. Год рождения

1.3 Стаж работы по сварке

1.4 Квалификационный разряд по ОК

1.5 Клеймо

1.6. Номер аттестационного удостоверения,
срок действия

2. Данные о сварке (наплавке) КСС

2.1. Вид (способ) сварки

2.2. Шифр нормативной документации по

сварке, технологической карты
аттестованной технологии сварки

2.3. Клеймо КСС

--	--	--

2.4. Группа и марка свариваемого
материала

--	--	--

2.5. Вид свариваемых деталей

--	--	--

2.6. Тип шва

--	--	--

2.7. Слой шва

--	--	--

2.8. Диаметр, мм

--	--	--

2.9. Толщина, мм

--	--	--

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

- 2.10. Тип и вид соединения
- 2.11. Положение при сварке
- 2.12. Вид покрытия и марка электродов
- 2.13. Марка присадочной сварочной проволоки
- 2.14. Марка защитного газа, флюса и др.
- 2.15. Дополнительная информация о КСС

3. Контроль качества КСС

3.1. Нормативный документ по контролю

3.2. Результаты контроля качества КСС:

Вид контроля	Результат и номер Заключения		
Клеймо КСС			
Визуальный и измерительный			
Радиографический			
Ультразвуковой			
Испытания на статический изгиб			
Анализ макрошлифов			

4. Область распространения КСС

Параметры сварки	Обозначение условий сварки	Область распространения
Способ сварки		
Вид деталей		
Типы швов		
Слой шва		
Группа свариваемого материала		
Сварочные материалы		
Толщина деталей, мм		
Наружный диаметр, мм		
Положения при сварке		
Вид соединения		

Допускной лист № _____ выдан _____

(подпись, дата)

Представитель отдела главного сварщика

(организация, должность)_____
(подпись, дата)_____
(Ф.И.О.)

Представитель службы контроля качества

(организация, должность)_____
(подпись, дата)_____
(Ф.И.О.)

Начальник службы (участка) врезки под давлением

(организация, должность)_____
(подпись, дата)_____
(Ф.И.О.)

Примечания

1 В п.1.5 указывают личное клеймо сварщика, присвоенное приказом по организации, в п.2.3 указывают клеймо, присвоенное КСС при допусковых испытаниях сварщика.

2 В п.1.4 указывают общий стаж работы по сварке.

3 В п. 2 и 3 вносят сведения о каждом контрольном сварном соединении, сварку которого выполнял сварщик при допусковых испытаниях по конкретной технологической карте аттестованной технологии сварки.

4 В п. 2.7 указывают слой шва (корневой (К), заполняющий (Зп), облицовочный (О), который выполнялся сварщиком при допусковых испытаниях.

5 В п. 2.17 вносят дополнительные сведения о контрольных сварных соединениях, необходимых для правильного определения области распространения (например, толщина слоя, выполненного ручной сваркой при комбинированной сварке и т.п.).

6 В п.3.1 вносят наименования методов контроля качества, которые применялись при допусковых испытаниях в соответствии с требованиями нормативных документов и результатов производственной аттестации технологии сварки.

7 Результаты контроля (п.3.2) указывают словами «удовлетворительно» и «неудовлетворительно» с указанием номера и даты акта, заключения и т.п.

8 Область распространения определяют в соответствии с требованиями нормативной документации и технологической карты аттестованной технологии сварки.

9 Если при допусковых испытаниях выполнено несколько контрольных сварных соединений, области распространения которых не перекрываются, то в таблице «Область распространения» отдельно указывают диапазон параметров области распространения с учетом выполненных контрольных сварных соединений.

10 Информацию об области распространения допускается указывать условными обозначениями, принятыми в РД 03-615-03.

11 Протокол оформляют в двух экземплярах, один из которых хранят в специализированной организации, выполняющей сварочные работы, другой передают в составе исполнительной документации.

12 Регистрацию допускового листа выполняет служба контроля качества.

Б.5 Форма допускного листа сварщика

УТВЕРЖДАЮ:

(подпись)

«__» _____ 200_г.

(М.П.)

ДОПУСКНОЙ ЛИСТ СВАРЩИКА № _____ от _____

Объект:

Общие сведения о сварщике (операторе)

1. Фамилия, имя, отчество

2. Год рождения

4. Стаж работы по сварке

5. Квалификационный разряд по ОК

6. Клеймо

7. Номер аттестационного

удостоверения, срок действия

8. Номер и дата протокола допускных

испытаний, срок действия

Параметры сварки	Область распространения
Способы сварки	
Шифр нормативной документации по сварке, технологической карты аттестованной технологии сварки	
Шифр нормативной документации по контролю качества КСС допускных испытаний	

Характер выполняемых работ	
Группы (марки) основного материала	
Сварочные материалы	
Типы швов	
Типы сварных соединений	
Виды сварных соединений	
Форма разделки кромок	
Диапазон диаметров свариваемых деталей, мм	
Диапазон толщин свариваемых деталей	
Положения при сварке	
Наличие подогрева	
Наличие термической обработки	
Вид, тип (марка) сварочного оборудования	

Представитель отдела главного сварщика

(организация, должность)

(подпись, дата)

(Ф.И.О.)

Представитель службы контроля качества

(организация, должность)

(подпись, дата)

(Ф.И.О.)

Б.6 Способы, параметры и оборудование для предварительного и сопутствующего подогрева

Б.6.1 Сварные соединения узлов и/или деталей узлов врезки (далее - узлов врезки) по условиям тепловложения подразделяют на два вида:

1) кольцевые нахлесточные и угловые соединения, свариваемые непосредственно с поверхностью газопроводов, находящихся под давлением, без прекращения транспорта газа;

2) стыковые продольные соединения (половин разрезных тройников и муфт), свариваемые между собой на подкладных пластинах, не имеющие непосредственного контакта с поверхностью газопроводов.

Б.6.2 Последовательность выполнения процедур подогрева, температура предварительного и сопутствующего (межслойного) подогрева, периодичность, режимы и параметры подогрева, с применением типов и марок специального оборудования и

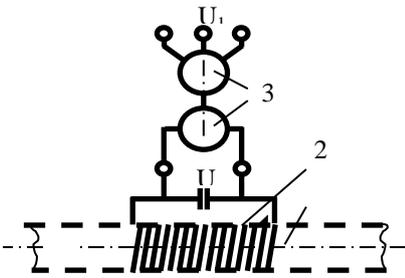
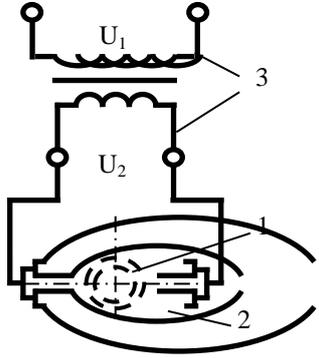
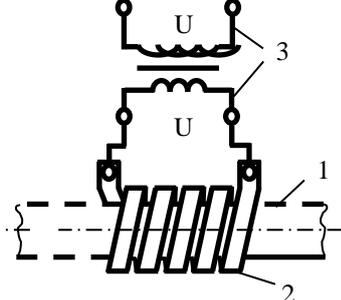
материалов для подогрева отражают в Операционных технологических картах сборки и сварки узлов и/или деталей узлов врезки, разработанных по результатам производственных аттестаций технологий сварки.

Б.6.3 При выполнении подогрева сварных соединений узлов врезки в газопроводы, находящиеся под давлением, без прекращения транспорта газа, необходимо учитывать следующие особенности:

- ограниченность участков узлов врезки, на которых возможна установка нагревательных устройств и теплоизоляционных материалов;
- необходимость значительной мощности на ограниченных участках узлов врезки, что требует применения нагревательных устройств с удельной мощностью порядка от 8 до 9 Вт/см².

Б.6.4 Способы предварительного и сопутствующего подогрева приведены в таблице Б.9.

Таблица Б.9- Способы предварительного и сопутствующего подогрева

Способ нагрева	Схема	Условные обозначения
Газопламенный	-	-
Индукционный (токами средней частоты, 2500 Гц)		U_1 – первичное напряжение; U_2 – вторичное напряжение; 1 – труба; 2 – индуктор; 3 – преобразователь
Радиационный (электрическим сопротивлением)		U_1 – первичное напряжение; U_2 – вторичное напряжение; 1 – труба; 2 – электронагреватель; 3 – трансформатор
Электронагреватель комбинированного действия типа КЭН		U_1 – первичное напряжение; U_2 – вторичное напряжение; 1 – труба; 2 – нагреватель комбинированного действия; 3 – трансформатор

При выборе способов и оборудования для предварительного и сопутствующего (межслойного) подогрева учитывают параметры технологического режима работы газопровода:

- допустимое рабочее давление;
- скорость потока газа;
- температура газа.

Б.6.5 Величину необходимой мощности нагрева $W_{сс}$ для подогрева сварных соединений узлов врезки в газопровод под давлением определяют на этапе производственной аттестации технологий сварки узлов врезки.

Б.6.6 Мощность нагрева, необходимая для подогрева соединений узлов врезки, свариваемых непосредственно с поверхностью газопроводов диаметром 1420 мм, находящихся под давлением, должна быть в пределах от 180 до 200 кВт.

Б.6.7 Мощность нагрева, необходимая для подогрева соединений узлов врезок, свариваемых непосредственно с поверхностью газопроводов диаметром от 325 до 1420 мм, приведена в таблице Б.10. При определении необходимой мощности учтено, что толщина стенки узлов врезки в 1,25-1,50 раза превышает толщину стенки газопровода.

Таблица Б.10 – Распределение необходимой мощности нагрева

Диаметр газопровода D_g , мм	Необходимая мощность $W_{сс}$, кВт	Распределение мощности $W_{сс}$, кВт	
		на стенке газопровода W_T , кВт	на узлах врезки W_d , кВт
От 1020 до 1420 включ.	180 - 200	135 - 150	45 - 50
От 720 до 820 включ.	140 - 160	105 - 120	35 - 40
От 426 до 530 включ.	100 – 120	75-90	25 - 30
От 325 до 377 включ.	80 – 90	60-68	20 - 22

Б.6.8 Распределение необходимой мощности нагрева, приведенное в таблице Б.10, определяется условиями:

$$W_T \geq (0,67 - 0,75) \cdot W_{сс} ; \quad (Б.1)$$

$$W_d \leq (0,33 - 0,25) \cdot W_{сс} , \quad (Б.2)$$

где $W_{сс}$ – мощность, необходимая для нагрева сварного соединения, кВт;

W_T - мощность, необходимая для нагрева стенки газопровода, кВт;

W_d - мощность, необходимая для нагрева стенок узлов врезки, кВт.

Величины W_T и W_d определяют в зависимости от параметров технологического режима работы газопровода (допустимое рабочее давление, скорость потока газа, температура газа), их значения уточняют при производственной аттестации технологий сварки и непосредственно при производстве работ.

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

Б.6.9 Для выполнения предварительного и сопутствующего подогрева сварных соединений узлов врезки на газопроводах под давлением применяют оборудование, приведенное в таблице Б.11:

Таблица Б.11 – Оборудование для предварительного и сопутствующего подогрева сварных соединений узлов врезки на газопроводах под давлением

Тип	Марка, производитель	Мощность, кВт	Вид электронагревателя	Примечание
Установка индукционного нагрева токами средней частоты	Установки типа «Интерм» производства ООО «НПП Курай» (Россия) с преобразователями ППЧ Интерм 63-2,4 Интерм 100-2,4 Интерм 160-2,4 Интерм 200-2,4 Интерм 250-2,4	63 100 160 200 250	Индукторы из оголенного медного провода типа М, МГ (ОАО «Москабель») или водоохлаждаемыми индукторами типа ВГИК (ООО НПП «Унитех»)	Установки с водоохлаждаемыми индукторами применяются при условии их дополнительной комплектации системой охлаждения: в летнее время - водой, в зимнее – тосолом
Установка индукционного нагрева токами средней частоты	Установка с преобразователями ППЧ марки УТИ-250/2,4 производства ООО НПП «УНИТЕХ» (Россия)	250	Индукторы из оголенного медного провода типа М, МГ (ОАО «Москабель») или водоохлаждаемыми индукторами типа ВГИК (ООО НПП «Унитех»)	Установки с водоохлаждаемыми индукторами применяются при условии их дополнительной комплектации системой охлаждения: в летнее время - водой, в зимнее – тосолом
Установка индукционного нагрева токами средней частоты	Установки марки УИТ производства ООО НПП «Элтерм» (Россия) 50-2,4 100-2,4 200-2,4	50 100 2×100	Индукторы из оголенного медного провода типа М, МГ (ОАО «Москабель»)	Применяются без дополнительной комплектации системой охлаждения
Установка для нагрева с применением электронагревателей сопротивления	Установки для нагрева марки ST производства «Sokol-Therm» (Германия)	2 × 35	Электронагреватели сопротивления типа нагревательных матов стандартной и повышенной мощности, имеющие от 6 до 24 автономных каналов нагрева с программными устройствами	-

Б.6.10 Перечень оборудования, приведенный в Б.6.9, может дополняться в соответствии с процедурой и требованиями СТО Газпром 2-3.5-046.

Б.6.11 Подогрев кольцевых нахлесточных сварных соединений индукционным способом.

Б.6.11.1 Установки индукционного нагрева токами средней частоты 2500 Гц,

предназначенные для предварительного и сопутствующего подогрева кольцевых нахлесточных сварных соединений при ремонте газопроводов сварными муфтами и врезкой под давлением, должны обеспечивать:

- контроль температуры в зоне сварки в четырех точках по периметру действующего газопровода с использованием термопар и записью температуры на диаграмме автоматического регистрирующего потенциометра;

- автоматическое отключение установки при нагреве свыше 350 °С в месте установки термопары под индуктором в верхней части действующего газопровода.

Б.6.11.2 При индукционном способе нагрева токами средней частоты 2500 Гц используют схему нагрева от одной индукционной установки по одной цепи с размещением на кольцевом нахлесточном сварном соединении одного индуктора, состоящего из двух секций с перемычкой между секциями участком самого индуктора, приведенную на рисунке Б.10, с параметрами, приведенными в таблице Б.12.

Б.6.11.3 Для обеспечения заданной температуры подогрева сварного соединения мощность нагрева участка газопровода должна быть больше мощности нагрева узлов врезки, что достигается намоткой увеличенного количества витков на газопровод.

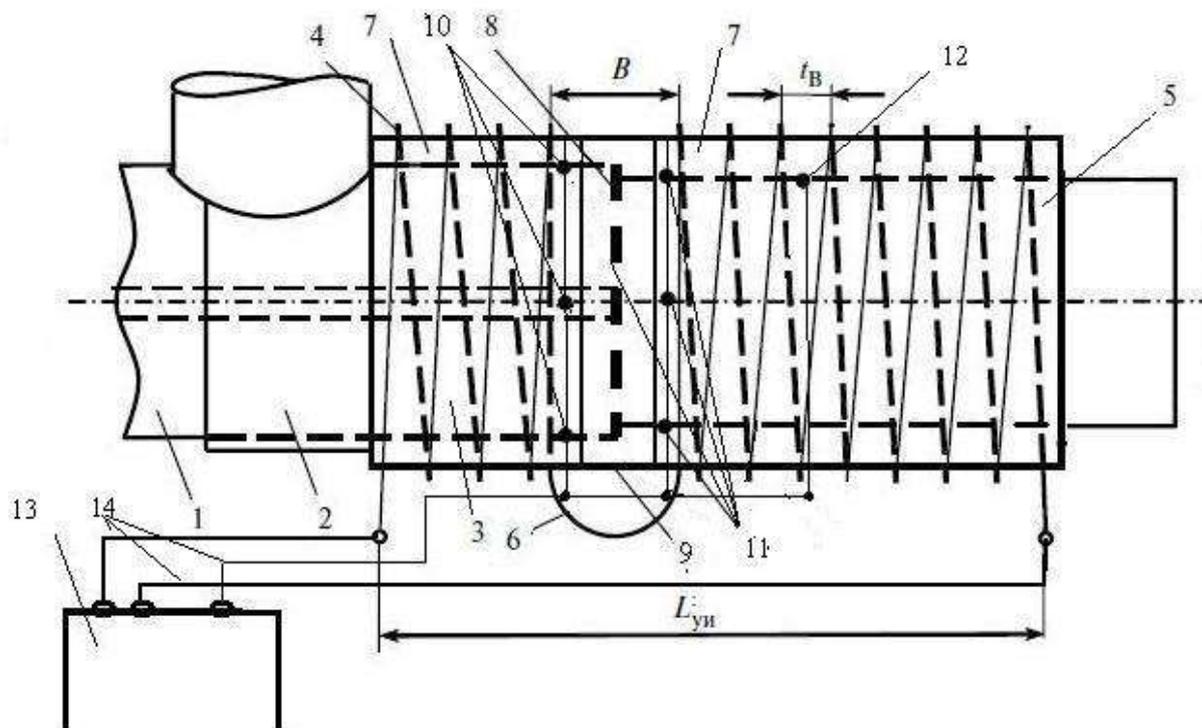
Б.6.11.4 При индукционном способе нагрева величина коэффициента мощности $\cos\varphi$ должна быть в пределах 0,9 - 1,0.

Б.6.11.5 Размещение (намотка) индукторов из оголенного медного провода на сварном соединении производят в следующей последовательности:

- проводят внешний осмотр сварного соединения;
- устанавливают термопары в соответствии с Б.7.17, кроме этого, одна термопара должна быть установлена в верхней части газопровода под индуктором;

- определяют общую длину индуктора из оголенного медного провода, включая длину индуктора с учетом количества витков на газопроводе и тройниках (муфтах) узлов врезки, длину перемычки между двумя секциями индуктора (примерно 0,5 м) и длины двух участков индуктора примерно по 1 м, необходимых для подключения токоподводящих проводов от установки подогрева, на концах индуктора устанавливают медные наконечники, индуктор должен состоять из одного отрезка провода, перемычка не должна мешать при сварке;

- устанавливают теплоизоляционные материалы на сварное соединение толщиной не менее 20 мм на ширину намотки индуктора так, чтобы между ними оставался свободный для сварки участок шириной от 80 до 100 мм;



- 1 – разрезной тройник; 2 – первый съемный теплоизолятор, расположенный на корпусе 3 тройника; 4 – гибкий индуктор в виде навитого вокруг корпуса 3 тройника 1 оголенного медного провода, который разделен на секции на корпусе 3 тройника 1 и на трубопроводе 5, соединенные между собой перемычкой 6; 7 – второй съемный теплоизолятор, размещенный в зоне корпуса 3 тройника 1 и в зоне трубопровода 5; 8 – кольцевое нахлесточное сварное соединение; 9 – съемный теплоизоляционный мат между секциями гибочного индуктора на корпусе 3 тройника 1 и на трубопроводе 5; 10 – термопары, установленные в четырех точках по периметру на корпусе 3 тройника 1; 11 – термопары, установленные в четырех точках по периметру на на трубопроводе 5; 12 – термопара, размещенная в верхней части на на трубопроводе 5; 13 – блок управления электропитанием и регистрации температуры; 14 – провода, соединяющие блок 13 управления источником питания и регистрации температуры с гибким индуктором 4 и термопарами 10, 11 и 12
- $L_{ун}$ – установочная длина индуктора; B – расстояние между двумя секциями индуктора ($B = 80 \div 100$ мм); $t_в$ – шаг витков индуктора

Рисунок Б.10 – Схема установки гибочного индуктора из оголенного медного провода на кольцевое нахлесточное сварное соединение для подогрева

Таблица Б.12 - Параметры нагрева индукционным способом токами средней частоты 2500 Гц кольцевых нахлесточных сварных соединений

Диаметр газопроводов Dг, мм	Ширина намотки индуктора на трубе не более, мм		Ширина намотки индуктора на муфтах или тройниках не более, мм	Параметры индуктора					Сила тока, А	Напряжение на индукторе, В	Емкость конденсатора, Мкф	Мощность, кВт		
				сечение оголенного медного, мм ²	диаметр водоохлаждаемого, мм	Число витков						индуктора	на газопроводе	на муфтах или тройниках
	общее	на газопроводе				на муфтах или тройниках								
От 1020 до 1420 включ.	400	200	200	от 70 до 95 включ.	от 25 до 30 включ.	18-20	13-15	5	450	420	от 55 до 60 включ.	180 - 200	135 -150	45- 50
От 820 до 720 включ.	400	200	200	от 70 до 95 включ.	от 25 до 30 включ.	16-18	11-13	5	420	380	от 65 до 70 включ.	140-160	105-120	35-40
От 530 до 426 включ.	350	200	200	от 50 до 70 включ.	от 25 до 30 включ.	16-18	12-13	4-5	330	340	от 80 до 90 включ.	100-120	75-90	25-30
От 377 до 325 включ.	300	200	200	от 50 до 70 включ.	от 25 до 30 включ.	14-16	10-12	4	300	300	от 95 до 100 включ.	80 -90	60-68	20-22

П р и м е ч а н и е - Электрические параметры нагрева индукционным способом в процессе проведения работ уточняют в зависимости от реальных условий нагрева.

- устанавливают теплоизоляционные материалы на участки газопровода и тройники (муфты) узлов врезки, находящиеся за установленной ранее теплоизоляцией, толщиной от 8 до 10 мм на ширину от 300 до 400 мм;

- наматывают витки индуктора на газопроводе и тройниках (муфтах) узлов врезки, начиная с одного участка нагрева, далее перемычкой на вторую секцию, далее - на втором участке нагрева, при этом витки должны быть намотаны плотно с обстукиванием (деревянными молотками), согласованно (в одну сторону – по часовой или против часовой стрелки), с необходимым шагом (от 25 до 35 мм);

- закрепляют индуктор в местах начала и конца намотки медной проволокой через асбестовую прокладку;

- размещают съемный теплоизоляционный материал (теплоизоляционный мат) на свободном участке шириной от 80 до 100 мм между двумя секциями индуктора и закрепляют медной проволокой.

Б.6.11.6 Последовательность размещения водоохлаждаемых индукторов на сварном соединении аналогична размещению индукторов из оголенного медного провода.

Намотку витков производят без зазора, согласованно, при необходимости, в два, три слоя. Учитывая трудности в намотке гибких индукторов из оголенного медного провода, предпочтительно применять водоохлаждаемые индукторы.

Б.6.11.7 Подогрев сварного соединения производят в следующей последовательности:

- подключают индукторы к установке индукционного нагрева и подбирают необходимый режим нагрева на программных устройствах;

- производят предварительный подогрев до достижения заданной температуры;

- отключают установку, удаляют теплоизоляционные маты с места сварки и производят сварку, не допуская замыкания сварочного электрода на индуктор;

- производят, при необходимости, сопутствующий (межслойный) подогрев с установкой на место сварки теплоизоляционного мата.

Б.6.11.8 В случае достижения в процессе подгрева температуры более 350 °С в точке установки термопары под индуктором в верхней части действующего газопровода, подогрев должен быть прекращен для корректировки технологии или схемы нагрева (уменьшение мощности подгрева, изменения схемы намотки индуктора и т.п.).

Б.6.12 Подогрев кольцевых нахлесточных сварных соединений с использованием электронагревателей комбинированного действия типа КЭН.

Б.6.12.1 Для нагрева электронагревателями комбинированного действия типа КЭН используют схему нагрева от одной установки с несколькими (до шести)

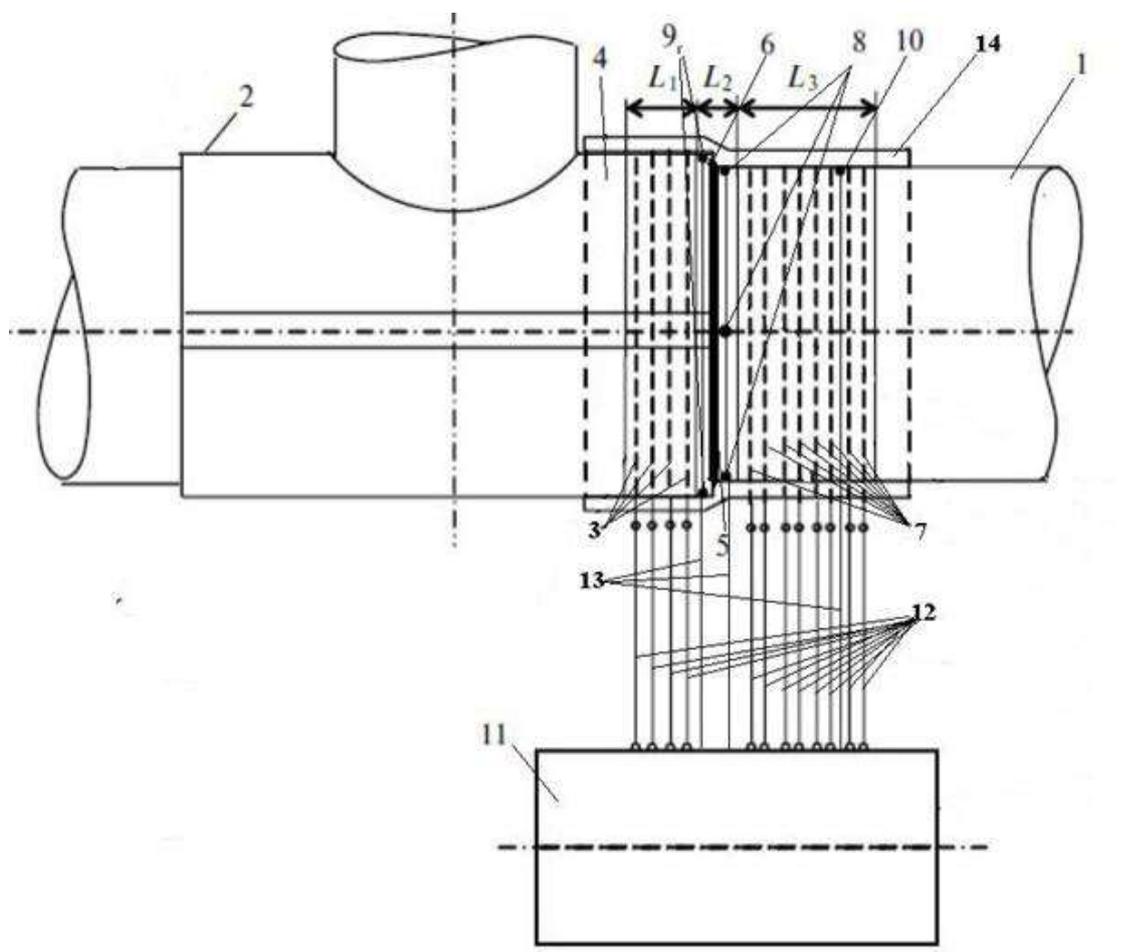
электронагревателями с автономным питанием каждого из них по отдельному каналу нагрева, приведенную на рисунке Б.11.

Устройство для подогрева кольцевых нахлесточных сварных соединений с использованием нагревателей комбинированного действия включает в себя первые 3 и вторые 7 электронагреватели, термодары 8, 9, 10, блок 11 управления электропитанием и регистрации температуры, а также первые провода 12, соединяющие первые 3 и вторые 7 электронагреватели с блоком 11 управления, и вторые провода 13, соединяющие термодары 8, 9 и 10 с блоком 11 управления электропитанием и регистрации температуры. L1 – ширина установки электронагревателей на разрезном тройнике; L3 – ширина установки электронагревателей на газопроводе; L2 – ширина зоны сварки

Б.6.12.2 Для обеспечения заданной температуры подогрева сварного соединения мощность нагрева участка газопровода, приведенная в таблице Б.12, должна быть больше мощности нагрева тройников (муфт) узлов врезки, что достигается намоткой увеличенного количества витков на газопровод.

Б.6.12.3 Размещение (намотку) электронагревателей типа КЭН на сварное соединение производят в следующей последовательности:

- производят внешний осмотр сварного соединения;
- устанавливают термодары в соответствии с Б.7.17;
- производят подбор электронагревателей и теплоизоляционных материалов;
- выполняют намотку секций электронагревателей на газопроводе и тройниках (муфтах) узлов врезки, намотка должна быть согласованной (в одну сторону – по часовой или против часовой стрелки), изоляционные кольца (керамические изоляторы) равномерно распределены по длине электронагревателей, расстояние между секциями должно составлять от 80 до 100 мм для проведения сварки;
- закрепляют каждую секцию электронагревателя в местах начала и конца намотки с помощью бандажной ленты;
- устанавливают теплоизоляционные материалы (теплоизоляционные маты) толщиной не менее 20 мм на секции электронагревателей и на свободный для сварки участок шириной от 80 до 100 мм;
- устанавливают теплоизоляционные материалы (теплоизоляционные маты) на участки газопровода и тройники (муфты) узлов врезки, находящиеся за установленными секциями электронагревателей типа КЭН, толщиной 8-10 мм на ширину от 300 до 400 мм.



1 – трубопровод; 2 – разрезной тройник, охватывающий трубопровод 1; 3 – первые электронагреватели, расположенные на поверхности по периметру корпуса 4 тройника 2, 5 – кольцевое нахлесточное сварное соединение, расположенное по периметру на поверхности газопровода 1 в зоне сварки вблизи торца 6 корпуса 4 тройника 2; 7 – вторые электронагреватели, расположенные на поверхности по периметру газопровода 1; 8 – термопары, установленные на поверхности газопровода 1 в зоне сварки; 9 – термопары, установленные по периметру на поверхности корпуса 4 тройника 2; 10 – термопара, размещенная в верхней части на трубопроводе 1; 11 – блок управления электропитанием и регистрации температуры; 12 – первые провода, соединяющие первые 3 и вторые 7 электронагреватели с блоком 11 управления; 13 – вторые провода, соединяющие термопары 8, 9 и 10 с блоком 11 управления; 14 – съемный изолятор, расположенный на первых 3 и вторых 7 электронагревателях и на сварном соединении 5, при этом L_1 – ширина установки электронагревателей 3 на корпусе 4 разрезного тройника 2; L_2 – ширина зоны сварки; L_3 – ширина установки электронагревателей 7 на газопроводе 1.

Рисунок Б.11 – Схема проведения подогрева с использованием нагревателей

комбинированного действия кольцевых нахлесточных сварных соединений узлов врезки с газопроводом

Т а б л и ц а Б.12 –Параметры нагрева электронагревателями комбинированного действия типа КЭН кольцевых нахлесточных сварных соединений тройников (муфт) узлов врезки с газопроводом

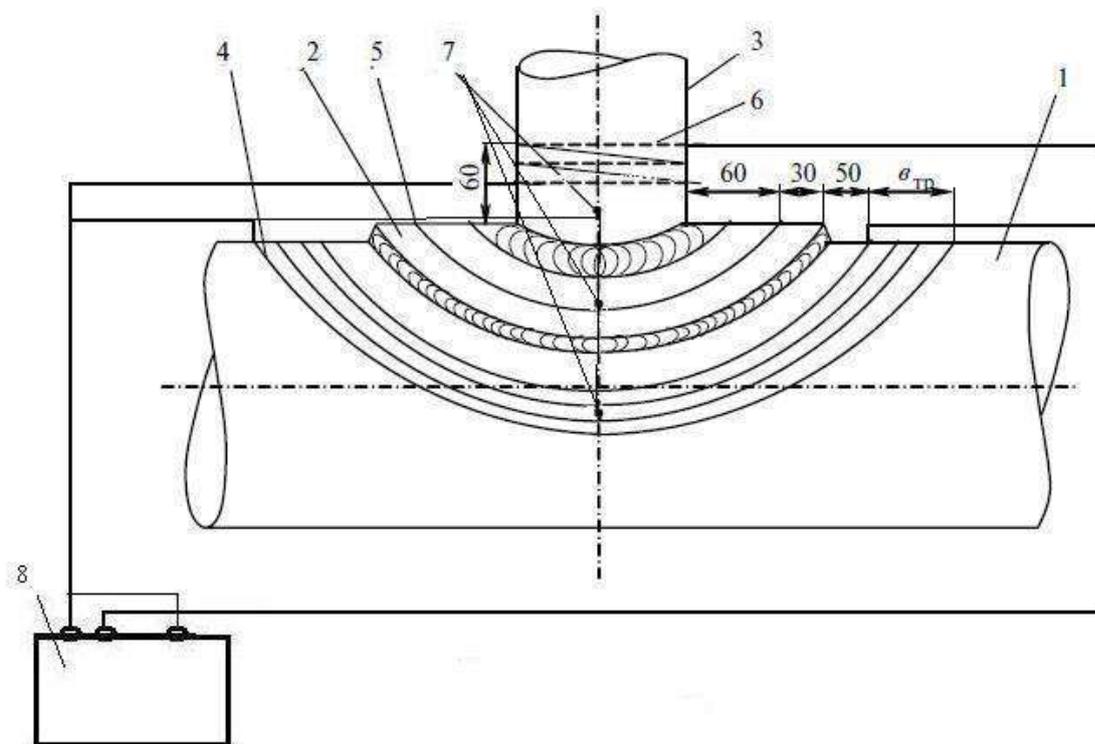
Диаметр газопроводов Dг, мм	Характеристика КЭН				Ширина намотки КЭН, мм		Число витков КЭН		Мощность нагрева, кВт		Распределение мощности, кВт		Сила тока, А	Напряжение, В
	тип	число всего	число на газопроводе	число на муфтах или тройниках	на трубе не более	на муфтах или тройниках	на газопроводе	на муфтах или тройниках	расчетная	получаемая	на газопроводе	на муфтах или тройниках		
От 1420 до 1020 включ.	КЭН-4-3	6	4	2	300	не более 180	8 - 10	4-6	180-200	195	130	65	1800	80
От 820 до 720 включ.	КЭН-4-3	6-5	4-3	2	360	180-240	10-12	6-8	140-160	150-180	90-120	60	1500-1800	80
От 530 до 426 включ.	КЭН-4-3	4-3	3-2	2-1	360	180-240	10-12	6-8	100-120	90-120	60-90	30-60	900-1200	80
От 377 до 325 включ.	КЭН-4-3	3-2	2-1	1	360	180-240	10-12	6-8	80-90	65-90	32-65	30	600-900	80

П р и м е ч а н и е - Электрические параметры нагрева КЭН в процессе работы уточняют в зависимости от реальных условий нагрева.

Б.6.12.4 Подогрев сварного соединения производят в следующей последовательности:

- подключают электронагреватели типа КЭН к установке для нагрева с использованием электронагревателей комбинированного действия и подбирают необходимый режим нагрева;
- производят предварительный подогрев до достижения заданной температуры;
- отключают установку, удаляют теплоизоляционные маты с места сварки и производят сварку;
- производят, при необходимости, сопутствующий (межслойный) подогрев с установкой на место сварки теплоизоляционного мата.

Б.6.12.5 При использовании для сопутствующего (межслойного) подогрева электронагревателей и нагревателей комбинированного действия одновременно проводят нагрев и сварку.



1 – газопровод; 2 – накладка; 3 – отводной патрубок; 4, 5, 6 – электронагреватели; 7 – термопара; 8 – блок управления электропитанием и регистрации температуры

Рисунок Б.12 – Схема установки электронагревателей комбинированного действия для нагрева кольцевых нахлесточных сварных соединений накладки с газопроводом

Таблица Б.13 – Параметры нагрева электронагревателями комбинированного действия типа КЭН кольцевых нахлесточных сварных соединений накладки с газопроводом

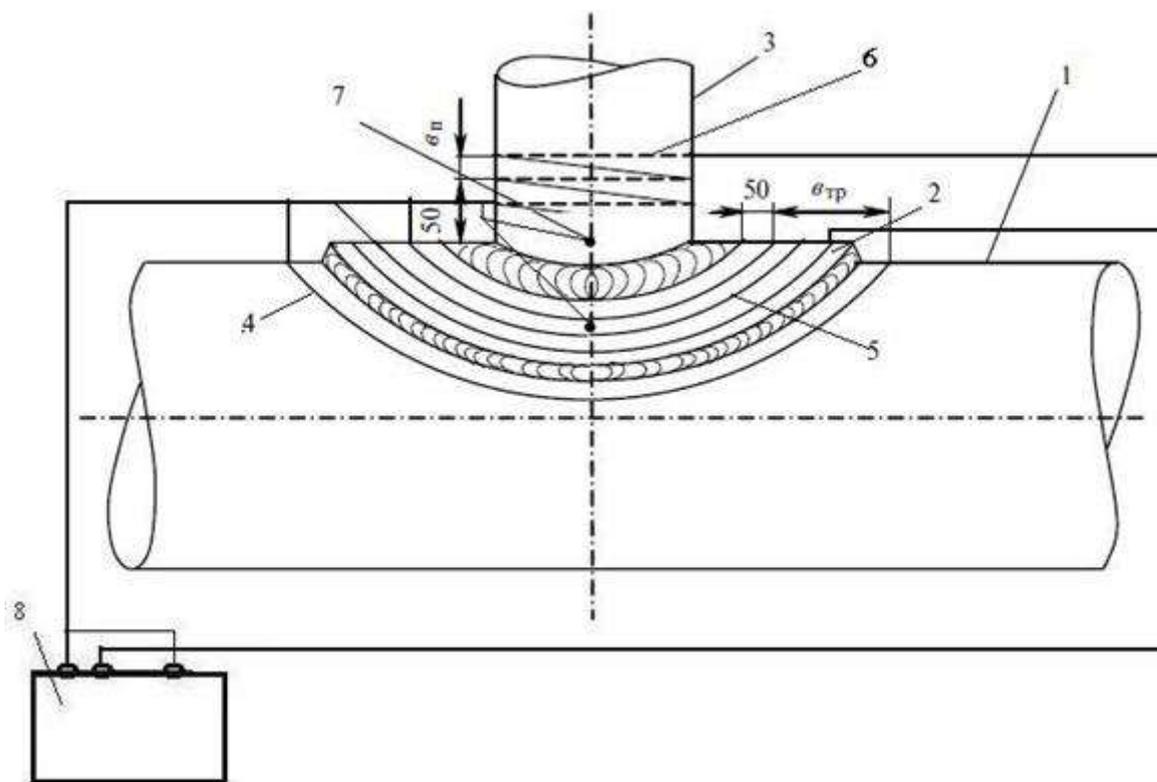
Диаметр патрубка Дп, мм	Диаметр накладки Дн, мм	Характеристика КЭН на накладке			Характеристика КЭН на газопроводе				Мощность нагрева, кВт		Распределение мощности, кВт	
		тип КЭН	количество	число витков в КЭН	тип КЭН	количество	ширина установки «В _{тр} », мм	число витков КЭН	расчетная	получаемая	на накладке	на газопроводе
От 57 до 89 включ.	от 237 до 269 включ.	КЭН-3	1	4	КЭН-4-3	2	350-400	10-12	65-70	72	7-8	58-62
От 108 до 114 включ.	от 288 до 294 включ.	КЭН-3	1	4	КЭН-4-3	3	450-500	13-14	75-80	75-80	9-10	66-72
От 159 до 219 включ.	от 339 до 399 включ.	КЭН-3	1	4	КЭН-4-3	3	450-500	13-14	80-90	90-100	12-15	80-88
От 273 до 325 включ.	от 453 до 505 включ.	КЭН-4-3	1	4	КЭН-4-3	3	400-450	11-13	100-120	110-115	18-20	90-96
377	557	КЭН-4-3	1	4	КЭН-4-3	4	400	12	130-140	120-130	22-24	100-105
<p>Примечание 1 Учитывая небольшую ширину накладки (90 мм) дополнительно два витка устанавливают на патрубок. 2 Электрические параметры нагрева КЭН в процессе работы уточняют в зависимости от реальных условий нагрева.</p>												

Б.6.12.6 Для нагрева электронагревателями комбинированного действия сварных нахлесточных соединений накладки с газопроводом используют схему нагрева, приведенную на рисунке Б.11, количество витков электронагревателя приведено в таблице Б.13.

Б.6.12.7 Для облегчения изгиба витков допускается проводить подогрев нихромовой проволоки газопламенным нагревом до температуры 500 °С.

Б.6.13 Подогрев угловых сварных соединений электронагревателями комбинированного действия типа КЭН.

Б.6.13.1 Для нагрева электронагревателями комбинированного действия типа КЭН угловых сварных соединений патрубка с газопроводом и с накладкой используют схему нагрева, приведенную на рисунке Б.13 с количеством витков, приведенным в таблице Б.14.



1 – газопровод; 2 – накладка; 3 – патрубок; 4, 5, 6 – электронагреватели; 7 – термопары;
8 – блок управления электропитанием и регистрации температуры $B_{тр}$ – ширина установки электронагревателей на газопроводе, мм;

B_n – ширина установки электронагревателей на патрубке, мм

Рисунок Б.13 – Схема установки электронагревателей комбинированного действия при нагреве сварных соединений патрубка с газопроводом и накладкой

Таблица Б.14 –Параметры нагрева электронагревателями комбинированного действия типа КЭН угловых сварных соединений патрубка с газопроводом и накладкой

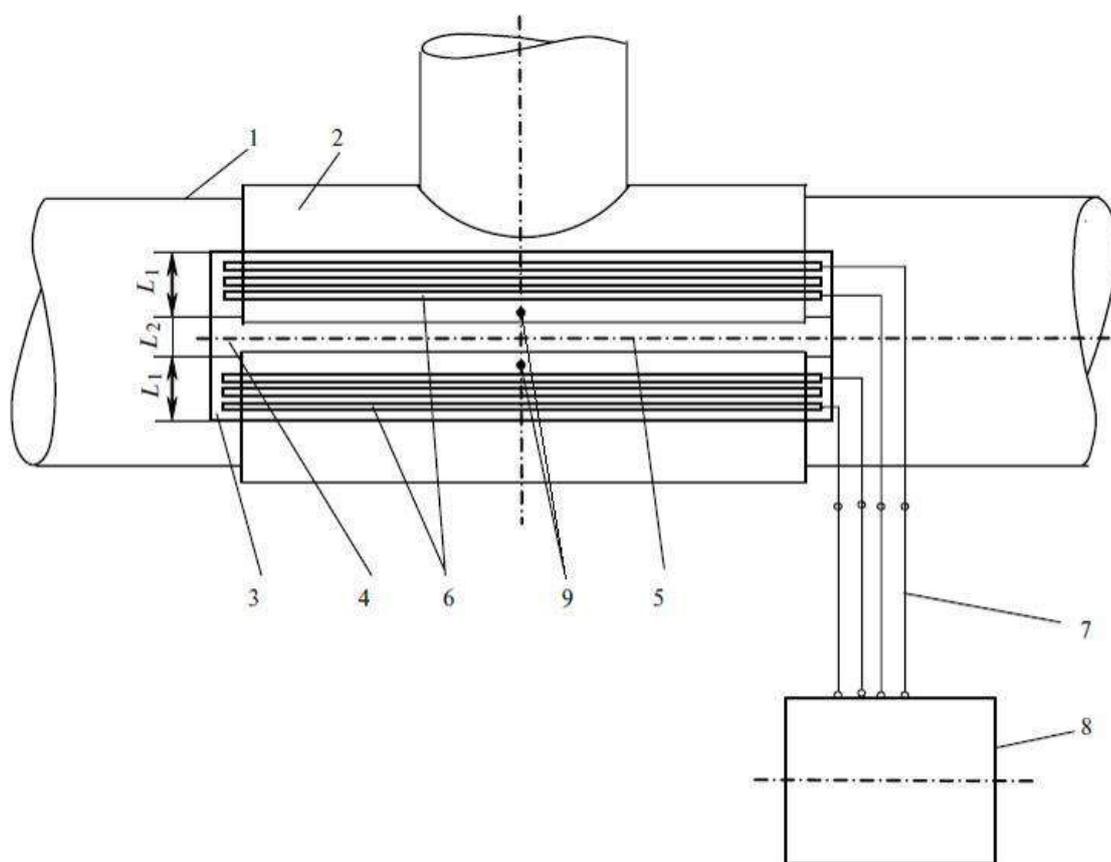
Диаметр патрубка Dп, мм	Диаметр газопровода, Dг, мм	Характеристика КЭН на патрубке				Характеристика КЭН на газопроводе с накладкой				Мощность нагрева, кВт		Распределение мощности, кВт	
		тип КЭН	количество	ширина установки Вп, мм	число витков КЭН	тип КЭН	количество	ширина установки Втр, мм	число витков КЭН	расчетная	получаемая	на патрубке	на газопроводе с накладкой
от 57 до 89 включ.	от 325 до 1420 включ.	КЭН-3	1	135	4	КЭН-4-3	1	280-320	8-9	20-25	28-30	4-6	24
от 108 до 114 включ.	от 377 до 1420 включ.	КЭН-3	1	135	4	КЭН-4-3	1	280-320	8-9	20-25	28-30	4-6	24
от 159 до 219 включ.	от 720 до 1420 включ.	КЭН-3	1	135	4	КЭН-4-3	1	270	8	25-30	30-36	6	25-30
от 273 до 325 включ.	от 1020 до 1420 включ.	КЭН-3	1	170	4	КЭН-4-3	1	200	8	33-36	35-38	8	30
377	1420	КЭН-3	1	170	4	КЭН-4-3	2	400	12	36-40	40-45	10	32

П р и м е ч а н и е - Электрические параметры нагрева КЭН в процессе работы уточняют в зависимости от реальных условий нагрева.

Б.6.13.2 Последовательность размещения электронагревателей на угловом сварном соединении аналогична размещению электронагревателей на кольцевом нахлесточном сварном соединении. Для облегчения изгиба витков допускается проводить подогрев нихромовой проволоки газопламенным нагревом до температуры 500 °С.

Б.6.14 Подогрев продольных стыковых сварных соединений электронагревателями комбинированного действия типа КЭН

Б.6.14.1 Для нагрева электронагревателями комбинированного действия типа КЭН продольных стыковых сварных соединений тройников (муфт) узлов врезки необходимо использовать схему нагрева, приведенную на рисунке Б.14, с количеством витков, приведенным в таблице Б.15.



- 1 – газопровод; 2 – разрезная муфта с отводным патрубком или тройник;
 3 – теплоизоляция на электронагревателях; 4 – съемная теплоизоляция на месте сварки;
 5 – место сварки; 6 – электронагреватели; 7 – провода между электронагревателями и установкой; 8 – установка для подогрева; 9 – термопары; L_1 – ширина установки электронагревателей с каждой стороны разрезной муфты или тройника; L_2 – ширина зоны сварки

Рисунок Б.14 – Схема проведения подогрева продольных стыковых сварных соединений разрезных муфт или тройников узлов врезок с использованием электронагревателей комбинированного действия

Таблица Б.15 – Параметры нагрева электронагревателями комбинированного действия типа КЭН продольных стыковых сварных соединений разрезных муфт и тройников узлов врезок

Диаметр патрубка (ответвления) Дп, мм	Диаметр тройника или муфты Дтм, мм	Характеристика КЭН					Мощность КЭН в одной секции, кВт		Общая мощность, кВт	
		тип КЭН	число КЭН на секции	общее количество КЭН	число витков КЭН в секции	ширина установки КЭН на секции L ₂ , мм	расчетная	получаемая	расчетная	получаемая
От 57 до 89 включ.	От 325 до 1420 включ.	КЭН-3	1	2	4	400	8	8	16	16
От 108 до 114 включ.	От 377 до 1420 включ.	КЭН-3	1	2	4	400	8	8	16	16
От 159 до 219 включ.	От 720 до 1420 включ.	КЭН-3	1	2	4	400	9-10	9-10	18-20	18-20
От 273 до 325 включ.	От 1020 до 1420 включ.	КЭН-3	1	2	4	400	12-13	12-13	24-26	24-26
377	1420	КЭН-3	1	2	3	300	14-15	14-15	28-30	28-30

Б.6.14.2 Последовательность размещения электронагревателей на продольном стыковом сварном соединении аналогична размещению электронагревателей на кольцевом нахлесточном сварном соединении.

Установку электронагревателей, согнутыми в виде плоской спирали, проводят двумя отдельными секциями. Допускается для облегчения изгиба витков проводить подогрев нихромовой проволоки газопламенным нагревом 500°C , расстояние между секциями должно составлять от 80 до 100 мм для проведения сварки, длина витков должна быть больше длины разрезных муфт и тройников узлов врезки на 200 мм (по 100 мм в каждую сторону).

Б.6.15 Подогрев стыковых, кольцевых нахлесточных и угловых сварных соединений радиационным способом электронагревателями сопротивления

Б.6.15.1 Для нагрева электронагревателями сопротивления стыковых, кольцевых нахлесточных и угловых сварных соединений узлов врезки рекомендуется применять гибкие электронагреватели сопротивления с удельной мощностью W_u порядка $8-9 \text{ Вт/см}^2$.

Б.6.15.2 Последовательность размещения электронагревателей сопротивления с удельной мощностью W_u порядка $8-9 \text{ Вт/см}^2$ и подогрев сварных соединений аналогична последовательности размещения электронагревателей комбинированного действия и проводится в соответствии с Б.7.14, Б.7.15.

Б.6.15.3 Допускается для нагрева применять электронагреватели сопротивления с удельной мощностью W_u менее 8 Вт/см^2 . Последовательность размещения электронагревателей, подогрев сварных соединений проводят по технической документации на оборудование и методикам, разработанным организациями, применяющими данное оборудование.

Б.6.16 Контроль температуры подогрева

Б.6.16.1 Процесс контроля температуры подогрева включает три этапа:

1) предварительный, на котором производят выбор и установку средств контроля температуры (термопар, проводов и т.д.), настройку программ режима подогрева на установках нагрева;

2) текущий, на котором производят контроль за температурой сварного соединения, запись показаний температуры с помощью автоматического регистрирующего потенциометра;

3) заключительный, на котором удаляют средства нагрева, производят проверку их состояния и вносят данные по подогреву в сварочный журнал.

Б.6.16.2 Процесс подогрева сварных соединений установками индукционного нагрева, нагрева способом электросопротивления и нагрева с использованием

электронагревателей комбинированного действия контролируют в автоматическом режиме.

Б.6.16.3 Если в установках нагрева не предусмотрена возможность контролировать температуру подогрева сварных соединений в автоматическом режиме, допускается температуру нагрева сварных соединений контролировать контактными термометрами, бесконтактными (оптическими) пирометрами.

Б.6.16.4 Контроль температуры при подогреве сварных соединений указанными установками проводят термоэлектрическими пирометрами, в которых элементы цепи измерения имеют одинаковую номинальную статическую характеристику (градуировку) — ХА (хромель-алюмель, международное обозначение — К), являющуюся основным определяющим фактором возможности применения этих элементов.

Б.6.16.5 До начала подогрева каналы с программными устройствами установок нагрева настраивают на необходимый цикл нагрева (температуру, скорость нагрева).

Б.6.16.6 Контроль температуры стыковых, угловых, нахлесточных сварных соединений выполняют в зависимости от диаметра газопровода не менее чем в 4-8 точках (уточняется при разработке ППР), равномерно расположенных по периметру, с применением термопар и записью температуры нагрева на диаграмме автоматического регистрирующего потенциометра, при этом одна из этих термопар должна быть регулирующей и устанавливаться в зените газопровода. Места крепления термопар располагают на расстоянии не более 25 мм от края предполагаемого сварного шва вне зоны сварочной дуги.

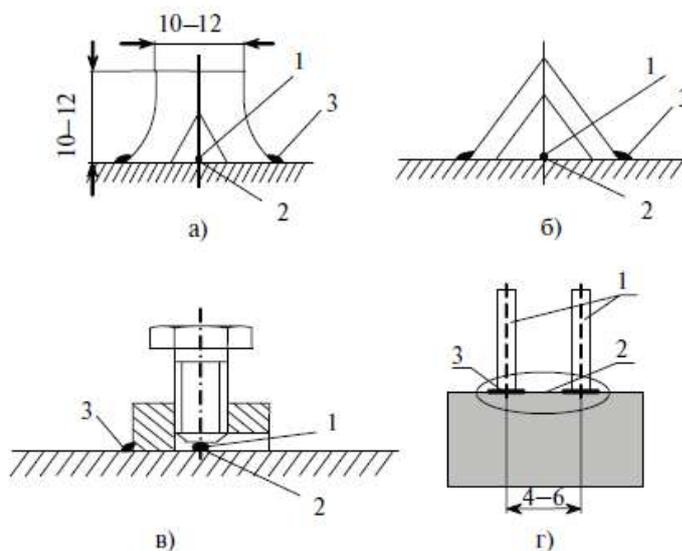
Б.6.16.7 Установка термопар проводится с креплением термопары к телу трубы, при этом крепление термопары при индукционном нагреве производится под теплоизоляционный материал, при нагреве электронагревателями сопротивления и электронагревателями комбинированного действия - между витками электронагревателя под теплоизоляционным материалом с исключением непосредственного контакта горячего спая термопары с проводником электронагревателя.

Б.6.16.8 Крепление регулирующих термопар выполняют с помощью бобышек, гайки с болтом, прихваченных ручной дуговой сваркой электродами с основным видом покрытия диаметром 2,0 мм к зачищенному месту газопровода, в прорезь которых устанавливают горячий спай термопары, после чего горячий спай термопары прижимают к металлу трубы при расплющивании бобышки либо при закручивании болта, как показано на рисунке Б.15.

Б.6.16.9 Бобышки или гайки после выполнения сварных швов удаляются. Места приварки зачищаются механическим способом (шлифмашинками с набором абразивных

кругов и дисковых проволочных щеток). Шероховатость поверхности после зачистки должна составлять не более $R_z 32$. Крепление термопар допускается выполнять с использованием специальных конденсаторных устройств, которые должны входить в комплект установок нагрева.

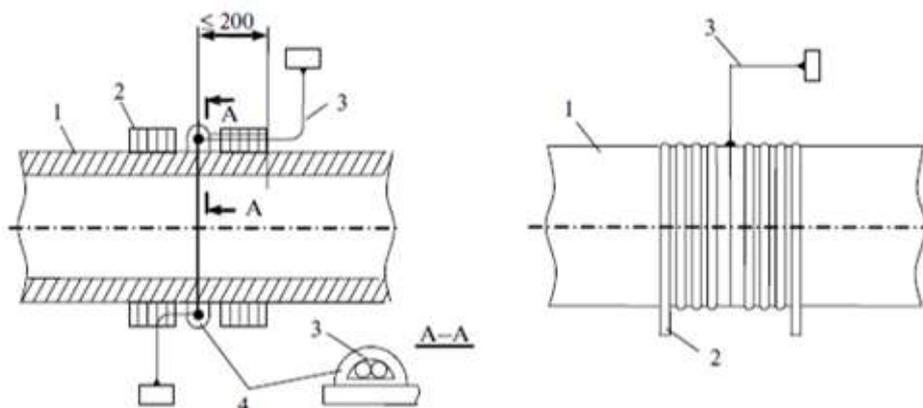
Б.6.16.10 Способы установки термоэлектрических преобразователей при индукционном способе нагрева и нагрева с использованием электронагревателей сопротивления и комбинированного действия приведены на рисунке Б.16.



а) бобышка с прорезью; б) Л-образная бобышка; в) гайка с болтом;

г) приварка термоэлектродов; 1 – термоэлектроды; 2 – горячий спай; 3 – место сварки

Рисунок Б.15 Схема крепления горячего спая термопары



а) при нагреве электронагревательными устройствами

б) при индукционном нагреве и нагреве с использованием электронагревателей комбинированного действия

1 – труба; 2 – электронагреватели; 3 – преобразователи; 4 – теплоизоляция горячего спая

Рисунок Б.16 – Способы установки термоэлектрических преобразователей при индукционном способе нагрева и нагрева с использованием электронагревателей сопротивления и комбинированного действия

Б.7 Сварочные материалы для сварки узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением

Таблица Б.16 Сварочные материалы для сварки узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением

Назначение	Марка электродов	Тип электродов	Диаметр, мм	Производитель
<p>Для наложения наплавленных швов на газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву до 589 МПа (60 кгс/мм²) включ.</p> <p>Для сварки первого (корневого) слоя шва стыковых продольных сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву до 589 МПа (60 кгс/мм²) включ.</p> <p>Для сварки первого (корневого) слоя шва кольцевых угловых, нахлесточных сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву до 529 МПа (54 кгс/мм²)</p>	СЗСМ-01К	Э50А по ГОСТ 9467	2,5; 3,0	ООО «СЗСМ» (Россия)
	АНО-ТМ	Э50А по ГОСТ 9467	2,5; 3,0	ЗАО «ЕСАБ-СВЭЛ» (Россия)
	ЭЛЗ-52U	Э50А по ГОСТ 9467	2,5; 3,0	ЗАО «Электродный завод» (Россия)
	Pipeliner 16P	E7016 H4 по AWS A 5.1/A 5.1M (2003) [23]	2,5; 3,2	The Lincoln Electric Company, США
	LB-52U	Э50А по ГОСТ 9467, E 7016 по AWS A 5.1/A 5.1M (2003) [23]	2,6; 3,2	Kobe-Steel (Япония)
	Fox EV Pipe	Э50А по ГОСТ 9467, E 7016-1 H4R по AWS A 5.1/A 5.1M (2003) [23]	2,5; 3,2	Bohler - Schweisstechnik Welding (Австрия)
	OK 53.70	Э50А по ГОСТ 9467, E 7016-1 по AWS A 5.1/A 5.1M (2003) [23]	2,5; 3,2	ESAB AB (Швеция)
	Nittetsu-16W	Э50А по ГОСТ 9467	2,6; 3,2	Nippon Steel & Sumikin Welding Co., Ltd. (Япония)

Продолжение таблицы Б.16

Назначение	Марка электродов	Тип электродов	Диаметр, мм	Производитель
<p>Для сварки заполняющих, облицовочного слоев шва стыковых продольных сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву до 529 МПа (54 кгс/мм²) включ.</p> <p>Для сварки заполняющих, облицовочного слоев шва кольцевых угловых, нахлесточных сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву до 529 МПа (54 кгс/мм²) включ.</p>	СЗСМ-01К	Э50А по ГОСТ 9467	3,0	ООО «СЗСМ» (Россия)
	СЗСМ-02	Э50А по ГОСТ 9467	4,0	ООО «СЗСМ» (Россия)
	ЭЛЗ-52U	Э50А по ГОСТ 9467	3,0; 4,0	ЗАО «Электродный завод» (Россия)
	SE-08-00	Э50А по ГОСТ 9467	3,0; 4,0	ЗАО «СИБЕС» (Россия)
	АНО-ТМ	Э50А по ГОСТ 9467	3,0; 4,0	ЗАО «ЕСАБ-СВЭЛ» (Россия)
	LB-52U	Э50А по ГОСТ 9467, Е 7016 по AWS А 5.1/А 5.1М (2003) [23]	3,2; 4,0	Kobe-Steel (Япония)
	OK 53.70	Э50А по ГОСТ 9467, Е 7016-1 по	3,2; 4,0	ESAB AB (Швеция)
	Fox EV Pipe	Э50А по ГОСТ 9467, Е 7016-1 Н4R по AWS А 5.1/А 5.1М (2003) [23]	3,2; 4,0	Bohler- Schweisstechnik Welding (Австрия)
	Pipeliner 16P	Е7016 Н4 по AWS А 5.1/А 5.1М (2003) [23]	3,2	The Lincoln Electric Company, США
	Nittetsu L-55SN	Э50А по ГОСТ 9467	3,2; 4,0	Nippon Steel & Sumikin Welding Co., Ltd.

Продолжение таблицы Б.16

Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва стыковых продольных сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву св. 529 МПа (54 кгс/мм ²) до 589 МПа (60 кгс/мм ²) включ.	СЗСМ-03	Э60 по ГОСТ 9467	3,0; 4,0	ООО «СЗСМ» (Россия)
	SE-10-00	Э60 по ГОСТ 9467	3,0; 4,0	ЗАО «СИБЕС» (Россия)
	ЭЛЗ-74.70	Э60 по ГОСТ 9467	3,0; 4,0	ЗАО «Электродный завод» (Россия)
	LB-62D	Е 9018-G по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2; 4,0	Kobe-Steel (Япония)
	OK 74.70	Э60 по ГОСТ 9467, Е 8018-G по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,25; 4,0	ESAB AB (Швеция)
	Fox EV 65	Е 8018-GH4R по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2; 4,0	Bohler- Shcweisstechnik Welding (Австрия)
	Fox EV 60	Е 8018-C3H4R по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2; 4,0	Bohler- Shcweisstechnik Welding (Австрия)
	Pipeliner 18P	Е8018-G H4R по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2; 4,0	The Lincoln Electric Company, США
	Nittetsu L-60LT	Э60 по ГОСТ 9467	3,2; 4,0	Nippon Steel & Sumikin Welding Co., Ltd. (Япония)

Окончание таблицы Б.16

Для сварки корневого слоя шва стыковых продольных сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву 640 МПа (65 кгс/мм ²)	LB-62U	E9016-G по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2	Kobe-Steel (Япония)
	Fox EV 60 Pipe	E8016-G H4R по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2	Bohler- Shcweisstechnik Welding (Австрия)
	Pipeweld 8018	E8018-G по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2	ESAB AB (Швеция)
Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва стыковых продольных сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки в газопровод под давлением из сталей с нормативным значением временного сопротивления разрыву 640 МПа (65 кгс/мм ²)	OK 74.86 Tensitrode	E10018-D2 по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2; 4,0	ESAB AB (Швеция)
	Pipeliner 19P	E10018-G-H4R по AWS A 5.5/A 5.5M (2006) [24]	3,2; 4,0	The Lincoln Electric Company, США
	Nittetsu L-74S	Э70 по ГОСТ 9467	3,2; 4,0	Nippon Steel & Sumikin Welding Co., Ltd. (Япония)

Приложение В

(рекомендуемое)

Определение режима сварки и технологического режима работы участка газопровода на период проведения сварочных работ под давлением

В.1 Для газопроводов с толщиной стенки $6,5 < \delta < 13$ мм значения сварочных параметров и параметров технологического режима работы участка газопровода уточняют на момент проведения работ по приварке узла врезки под давлением по величине допустимой погонной энергии сварки $Q_{вх}$.

В.2 Величину погонной энергии сварки на конце дуги $Q_{вх}'$, кДж/мм, вычисляют по формуле

$$Q_{вх}' = 0,06 \cdot 0,06 \cdot \frac{IU}{V_{св}} - \Delta Q, \quad (B.1)$$

где I, U — значения, соответственно, сварочного тока, А, и напряжения, В;

$V_{св}$ — скорость сварки, м/ч;

ΔQ — величина потерь погонной энергии на сварочном кабеле, кДж/мм.

В.3 Величина погонной энергии сварки на конце дуги $Q_{вх}'$, должна быть не меньше величины допустимой погонной энергии сварки $Q_{вх}$. Величину допустимой погонной энергии $Q_{вх}$ определяют по графическим зависимостям, приведенным на рисунках В.1—В.7 для данного типоразмера газопровода (наружного диаметра D_n и толщины стенки δ), химического состава металла трубы (эквивалента углерода $[C]_э$), режима работы газопровода (допустимого рабочего давления $P_r = P_{доп}$ и скорости потока газа V_r). Интерполяцию между графиками на рисунках В.1—В.7 производят по внутреннему диаметру газопровода $D_{вн} = D_n - 2\delta$.

Примеры

1 Определить параметры режима приварки кольцевых швов разрезного тройника на газопроводе диаметром 720 мм с толщиной стенки 9,5 мм при следующих исходных данных: $P_{доп} = 4,5$ МПа, $[C]_э = 0,39$, $\sigma_{вр} = 54$ кгс/мм², $V_r = 3$ м/с.

По рисунку В.4 для $[C]_э = 0,39$ между кривыми 2 ($P_r = 3,5$ МПа, $V_r = 3$ м/с, $Q_{вх} = 1,45$ кДж/мм) и 3 ($P_r = 7,0$ МПа, $V_r = 3$ м/с, $Q_{вх} = 1,55$ кДж/мм) находят условную кривую ($P_r = 4,5$ МПа, $V_r = 3$ м/с), для которой допустимую погонную энергию сварки $Q_{вх}$ определяют пропорцией:

$$\frac{4,5 - 3,5}{7,0 - 3,5} = \frac{Q_{вх} - 1,45}{1,55 - 1,45}; \quad Q_{вх} = 1,48 \text{ кДж/мм.}$$

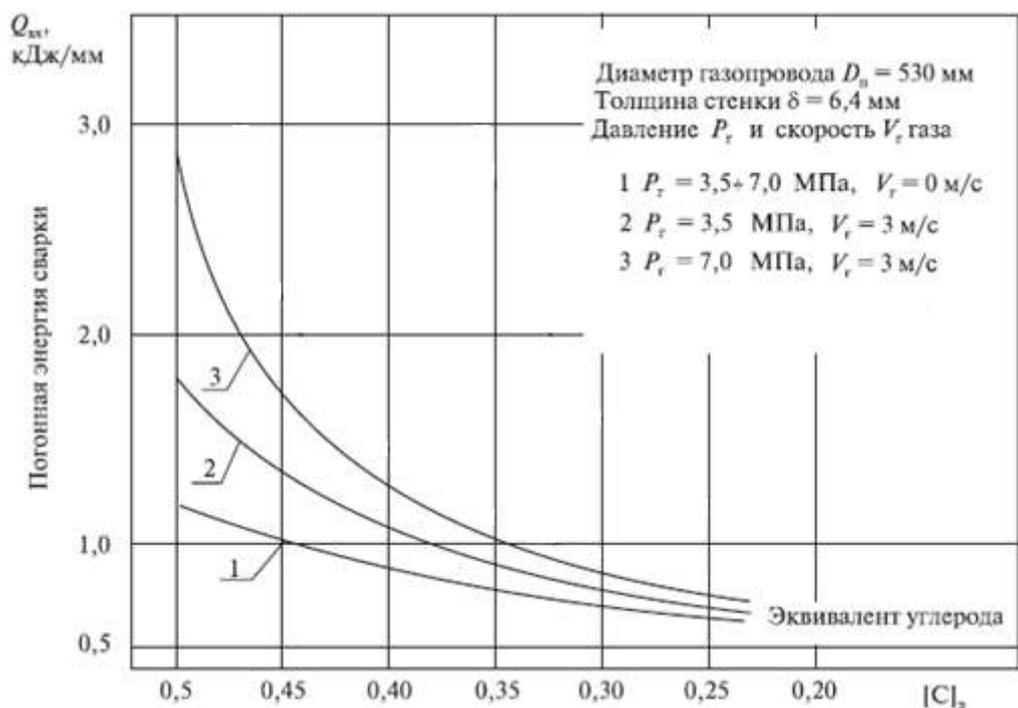


Рисунок В.1 – Определение погонной энергии приварки узла врезки на газопроводе $D 530 \times 6,4$ мм* под давлением

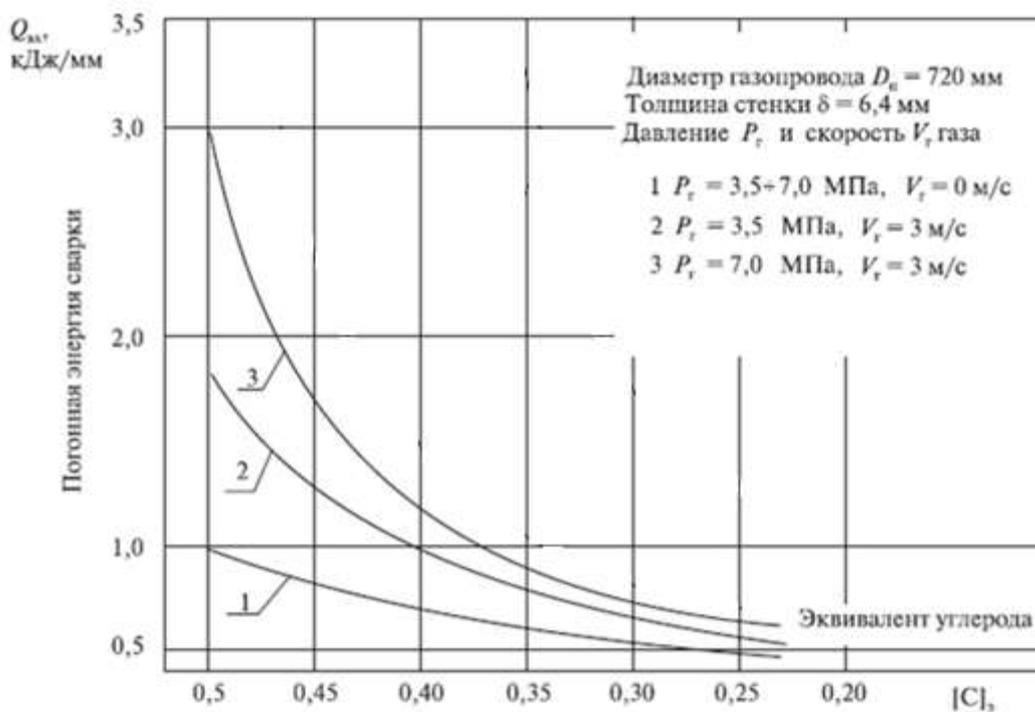


Рисунок В.2 – Определение погонной энергии приварки узла врезки на газопроводе $D 720 \times 6,4$ мм под давлением

* В пределах приложения В типоразмер труб газопровода приведен условно

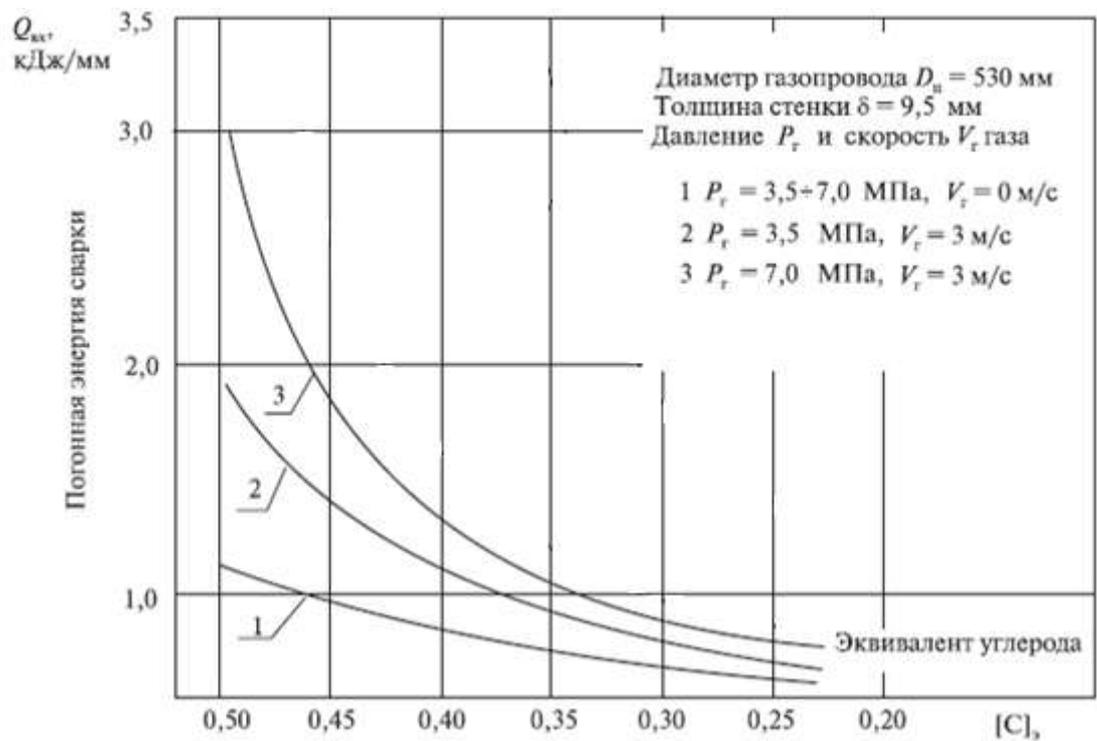


Рисунок В.3 – Определение погонной энергии приварки узла врезки на газопроводе D 530 x 9,5 мм под давлением

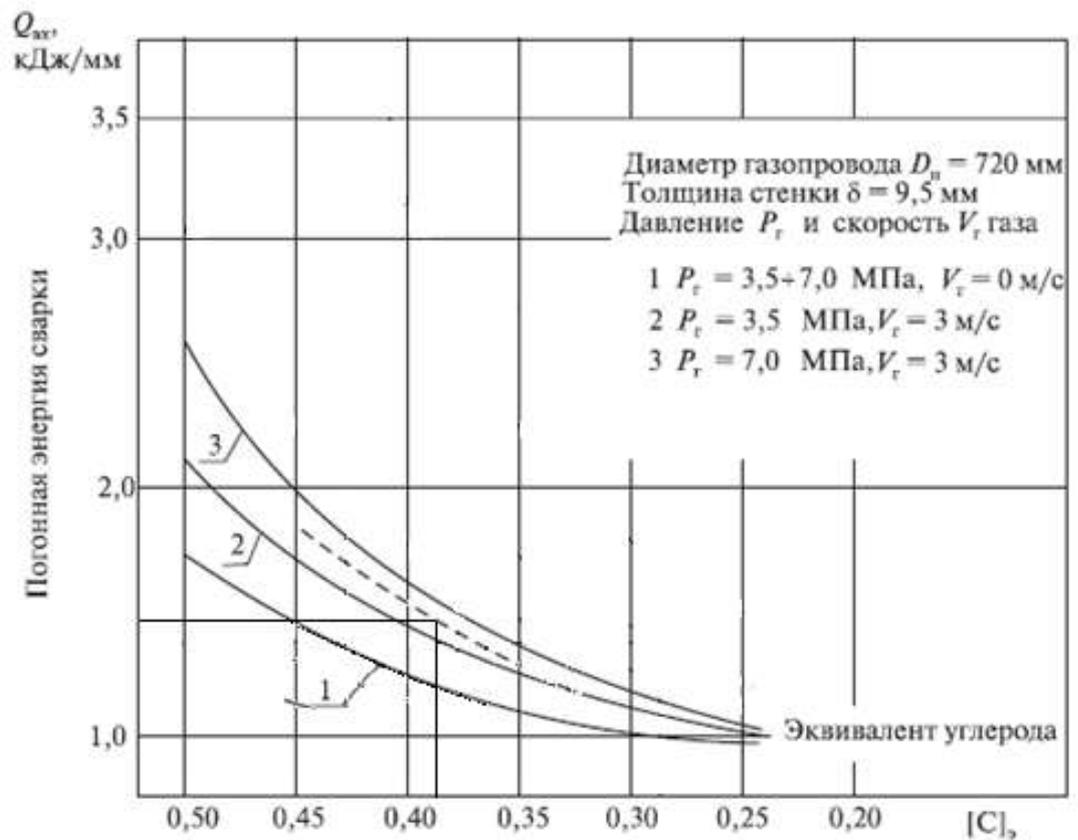


Рисунок В.4 – Определение погонной энергии приварки узла врезки на газопроводе D 720 x 9,5 мм под давлением

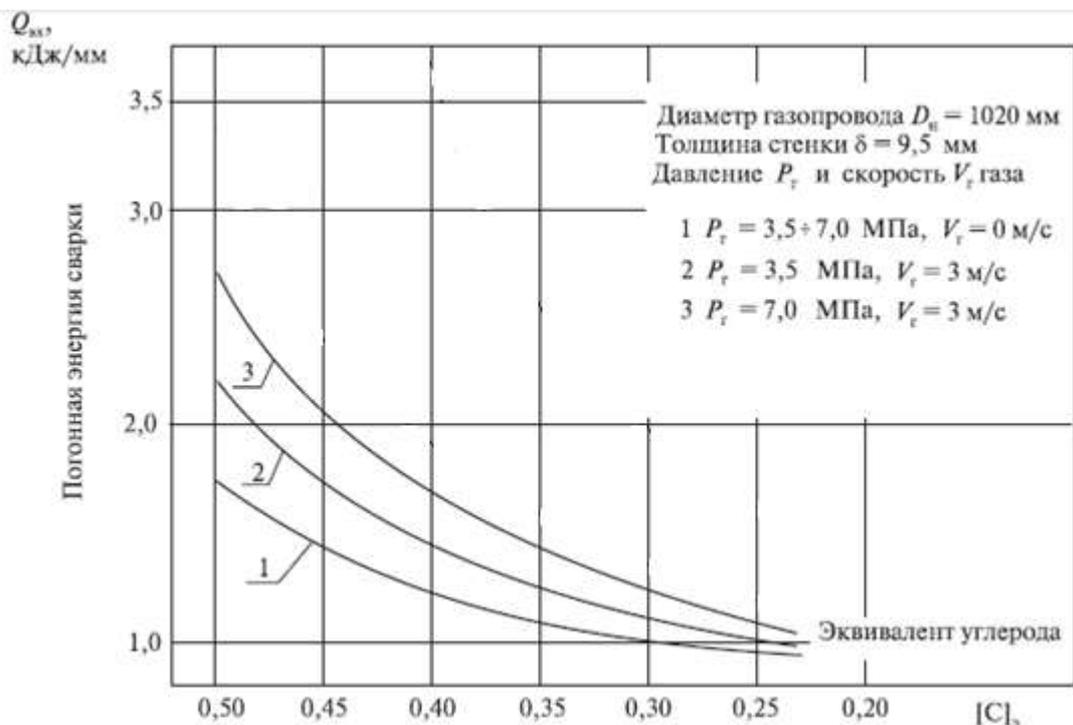


Рисунок В.5 – Определение погонной энергии приварки узла врезки на газопроводе D 1020 x 9,5 мм под давлением

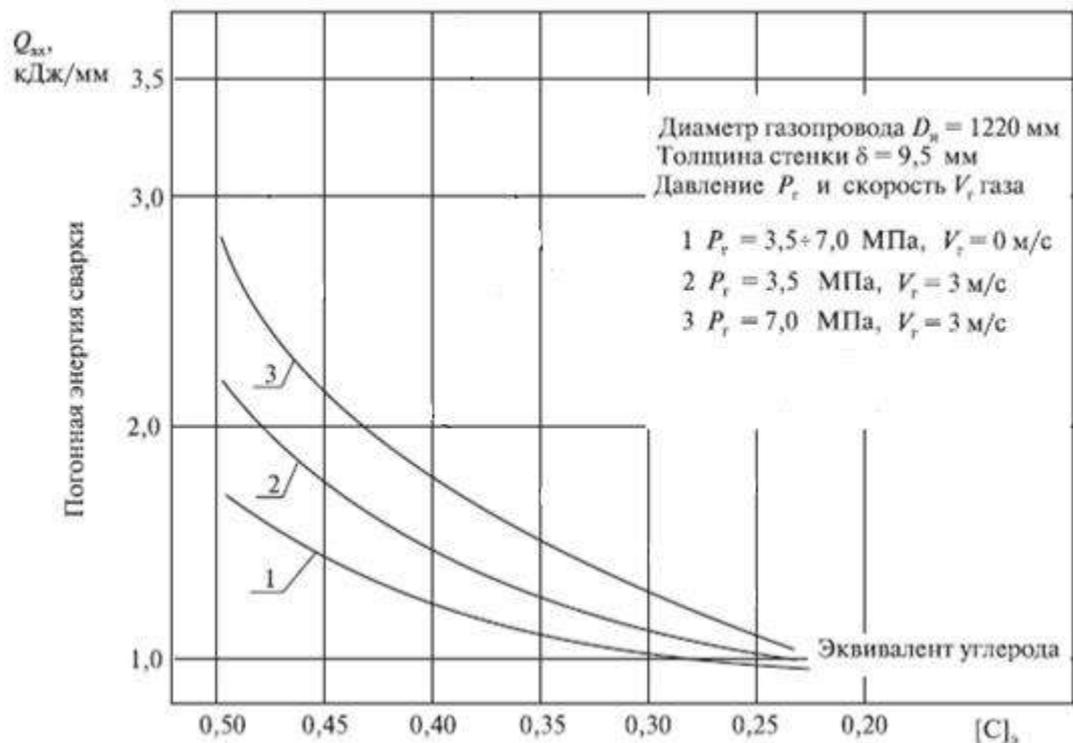


Рисунок В.6 – Определение погонной энергии приварки узла врезки на газопроводе D 1220 x 9,5 мм под давлением

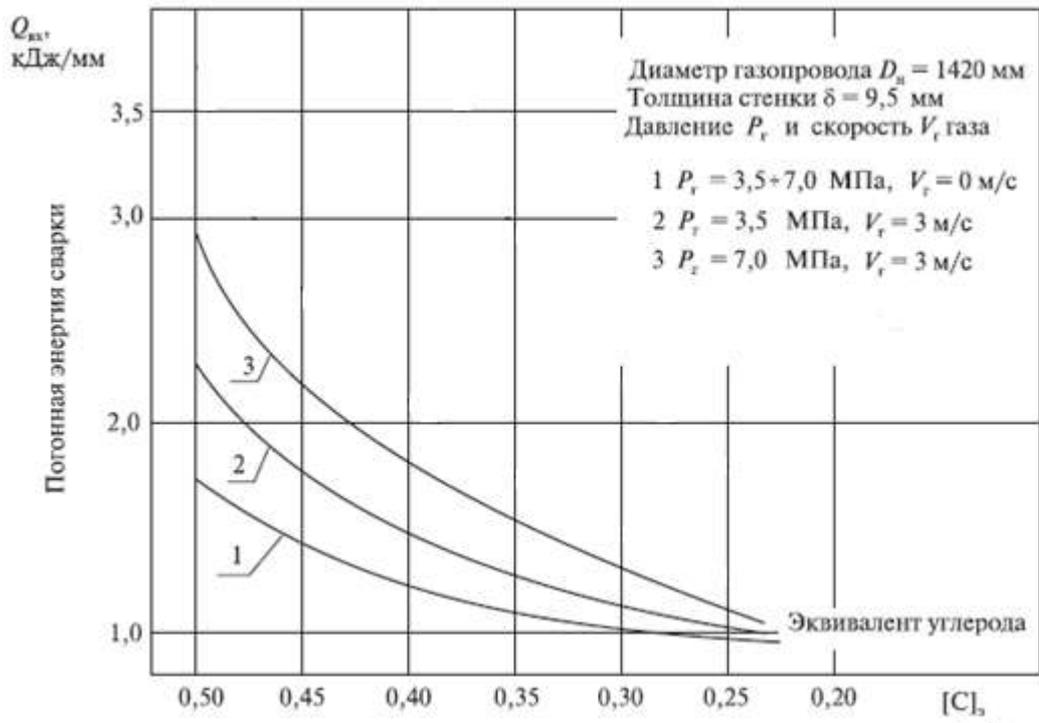


Рисунок В.7 – Определение погонной энергии приварки узла врезки на газопроводе $D 1420 \times 9,5$ мм под давлением

С учетом потерь на сварочном кабеле (принимают в размере 15 %) для первого и второго проходов кольцевого шва по формуле (В.1) получают следующие параметры:

$$I = 105 - 115 \text{ А}, \quad U = 22 - 24 \text{ В}, \quad V_{св} = 4,88 - 5,83 \text{ м/ч.}$$

2 Определить параметры режима приварки кольцевых швов разрезного тройника газопровода диаметром 1220 мм толщиной стенки 9,5 мм при следующих исходных данных: $P_{доп} = 4,5$ МПа, $[C]_{\text{экв}} = 0,43$, $\sigma_{вр} = 54$ кгс/мм², $V_2 = 3$ м/с.

Между кривыми 3 ($P_2 = 7,0$ МПа, $V_2 = 3$ м/с, $Q_{вх} = 1,9$ кДж/мм) и 2 ($P_2 = 3,5$ МПа, $V_2 = 3$ м/с, $Q_{вх} = 1,65$ кДж/мм) находят условную кривую ($P_2 = 4,5$ МПа, $V_2 = 3$ м/с), для которой $Q_{вх}$ определяют пропорцией:

$$\frac{4,5 - 3,5}{7,0 - 3,5} = \frac{Q_{вх} - 1,65}{1,9 - 1,65}; \quad Q_{вх} = 1,72 \text{ кДж/мм.}$$

С учетом потерь на сварочном кабеле (принимают в размере 15 %) для первого и второго проходов кольцевого шва по формуле (В.1) получают следующие параметры:

$$I = 105 - 115 \text{ А}, \quad U = 22 - 24 \text{ В}, \quad V_{св} = 4,2 - 5,02 \text{ м/ч.}$$

Приложение Г (рекомендуемое)

Применение ребер жесткости и центрирующих устройств при врезке на газопроводах под давлением

Г.1 Стенки трубы со спиральным швом, а также прямошовной трубы могут находиться под действием остаточных напряжений. При врезке в такую трубу остаточные напряжения могут вызвать деформацию темплета, вырезаемого из трубы. При диаметре отверстия Ду 600 и более деформация темплета может привести к заклиниванию машины для врезки, так как вырезаемый темплет может застрять во фрезе и препятствовать тем самым завершению операции врезки.

Г.2 Для обеспечения центровки сверла фрезы при высверливании отверстий должны применять центрирующие устройства. Конструктивное исполнение центрирующих устройств бывает с подшипниками и без них (см. рисунок Г.1).



а) центрирующее устройство обычного исполнения; б) центрирующее устройство с подшипником

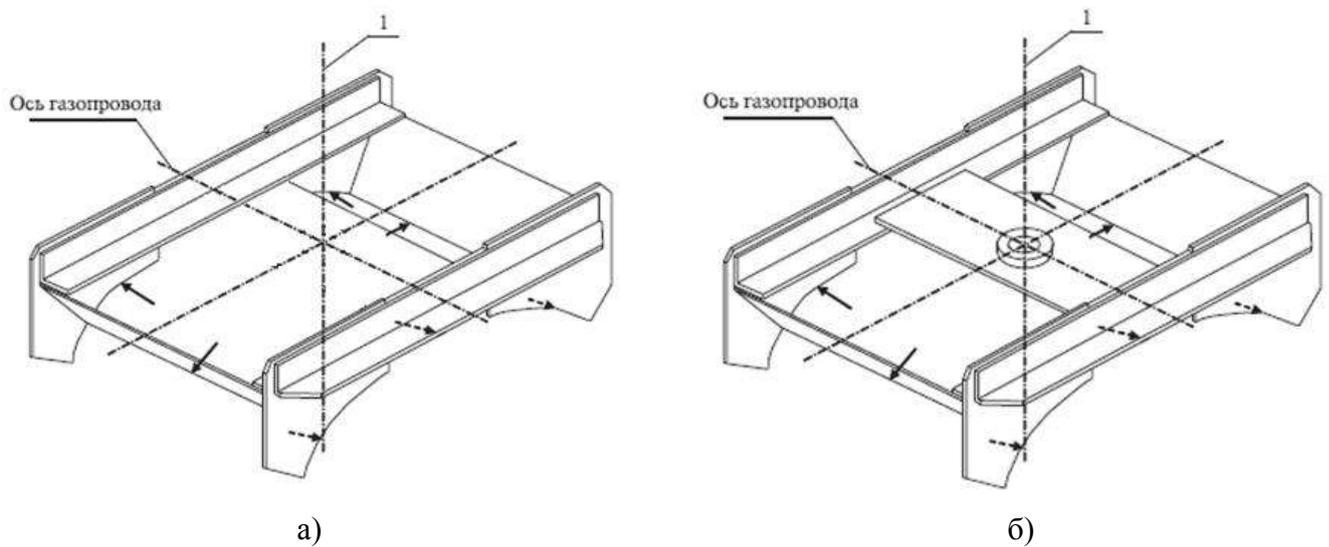
Рисунок Г.1 – Конструктивное исполнение центрирующих устройств

Центрирующие устройства должны применять:

- при вертикальных и горизонтальных врезках диаметром Ду 600 и более в спиральношовные и прямошовные трубы;
- при горизонтальных врезках диаметром менее Ду 600 в спиральношовные и прямошовные трубы;
- при вылете сверлильного вала машины для врезки более чем на 50% от полного его хода;
- центрирующие устройства с подшипниками используются на всех врезках с машинами для врезки моделей ТМ 2400 (ТМ 2400XL, ТМ 2460XXL, ТМ 2490XXL).

Г.3 Для предотвращения возможной деформации вырезаемого темплета и повреждения фрезы при врезках диаметром Ду 600 и более в спиральношовные и 200

прямошовные трубы в области вырезаемого темплета следует установить ребра жесткости. Пример конструктивного исполнения приведен на рисунке Г.2.



а) ребра жесткости без центрирующих устройств; б) ребра жесткости с центрирующими устройствами

→ - стрелки указывают кромки ребер жесткости, прикрепляемые к стенке трубы прихватками с внутренней стороны ребра, направление прихваток; 1 – ось положения центра трубы, центра ребер жесткости и направления движения направляющего сверла машины для врезки

Рисунок Г.2 – Конструктивное исполнение ребер жесткости

Ребра жесткости без центрирующих устройств применяют при всех вертикальных и горизонтальных врезках диаметром менее Ду 600 в спиральношовные трубы.

Ребра жесткости с центрирующими устройствами применяют при всех вертикальных и горизонтальных врезках диаметром Ду 600 и более в спиральношовные трубы.

Ребра жесткости с центрирующими устройствами должны применять при всех вертикальных и горизонтальных врезках диаметром Ду 600 и более в прямошовные трубы, а также когда диаметр врезок превышает на $0,75D_u$ трубопровода в соответствии с таблицей Г.1.

Г.4 При установке должны соблюдаться следующие условия:

- ребра жесткости по длине должны быть меньше на 6 мм внутреннего диаметра фрезы, так чтобы они умещались внутри фрезы;
- центр трубы должен располагаться в точности на одной оси с направляющим сверлом; середина ребер жесткости должна оставаться свободной, чтобы не препятствовать движению направляющего сверла;

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

– высота ребер жесткости должна быть небольшой, чтобы можно было вырезать темплет полностью и зафиксировать его на U-образных стержнях направляющего сверла, а также должна обеспечивать свободную зону выше фрезы (см. рисунок Г.3).

Максимальную высоту ребер жесткости определяют по разности между глубиной сверления С и расстоянием от конца сверла до верхней внутренней плоскости корпуса фрезы, как показано на рисунке Г.4.

Таблица Г.1 – Условия применения ребер жесткости совместно с центрирующими устройствами при врезках в прямошовные трубы

Диаметр врезки, мм		Диаметр трубопровода, мм											
		630		720		820	920		1020		1120	1220	1420
		609	660	711	762	812	914	965	1016	1066	1168	1219	1422
630	609	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
	660	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
720	711	-	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-
	762	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-
820	812	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-
920	914	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-
	965	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-
1020	1016	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+
	1066	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
1120	1168	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
1220	1219	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
1420	1422	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+

Г.5 Ребра жесткости для разрезных тройников поставляют в комплекте с тройниками в зависимости от диаметра и толщины стенки трубы, диаметра фрезы и размеров направляющего сверла применяемой машины для врезки.

Ребра жесткости для разрезных тройников и муфт отечественного производства, изготовленных в заводских условиях, поставляются в комплекте с тройниками и муфтами. Допускается изготовление ребер жесткости в комплекте с разрезными муфтами в условиях стационарных баз специализированных организаций и предприятий ОАО «Газпром» при соответствующей технической оснащённости.

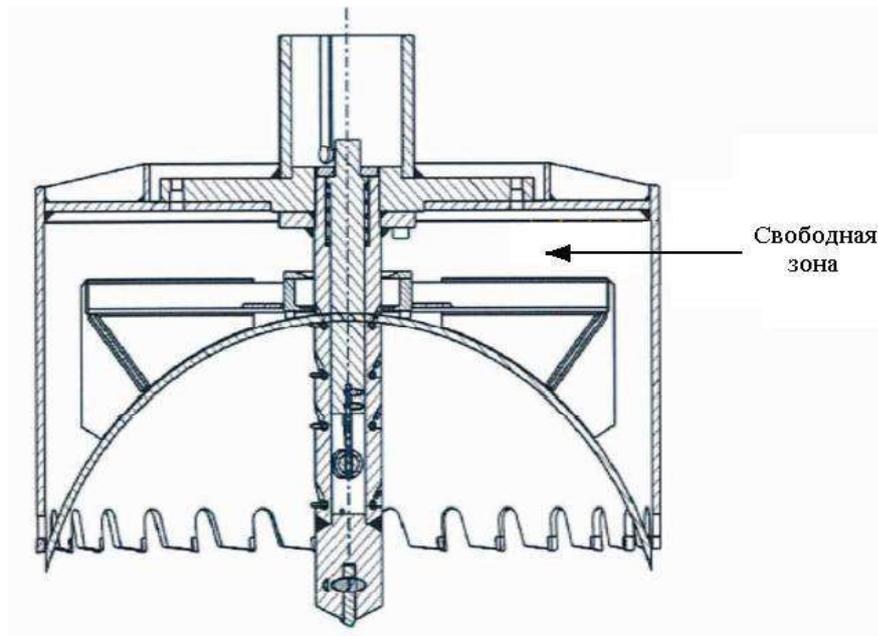
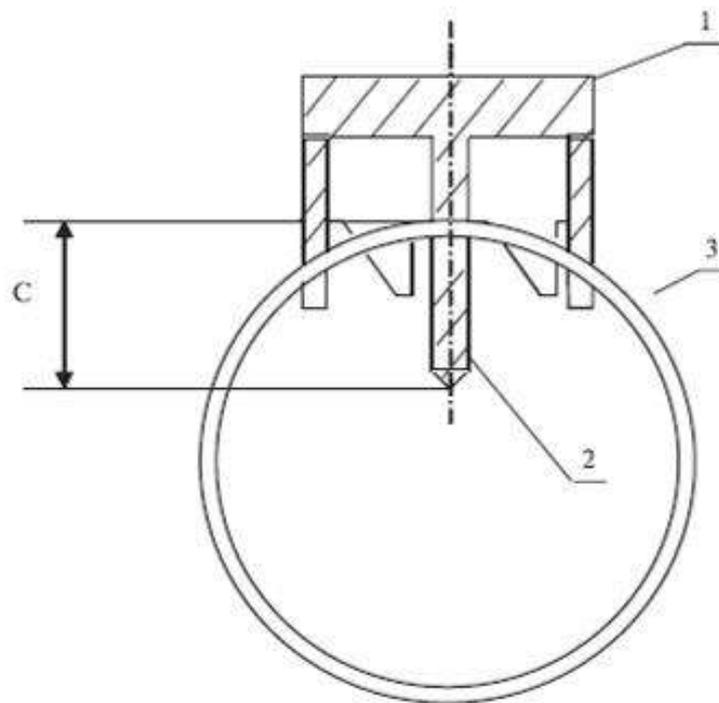


Рисунок Г.3 – Свободная зона выше фрезы



1 – фреза машины для врезки; 2 – направляющее сверло; 3 – стенка трубы газопровода;
 С – глубина сверления

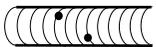
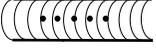
Рисунок Г.4 – Определение глубины сверления

Приложение Д
(обязательное)

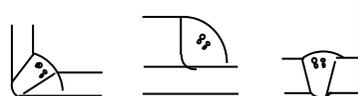
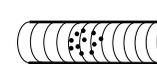
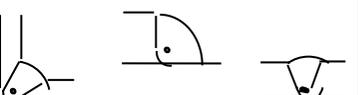
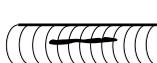
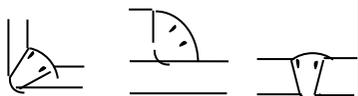
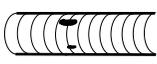
Допустимые размеры дефектов сварных швов узла врезки на газопроводе под давлением

Допустимые размеры дефектов сварных швов узла врезки на газопроводе под давлением приведены в таблице Д.1.

Т а б л и ц а Д.1 - Допустимые размеры дефектов сварных швов узла врезки на газопроводе под давлением

Наз-вание де-фекта	Условное обозначение дефекта	Схематическое изображение дефектов		Вид дефекта	Допустимые размеры дефектов сварных соединений по уровням качества				
		в сечении	вдоль шва		«А»	«В»	«С»		
Поры	Аа	1) 	2) 	3) 		Единичные (сферические)	при $L \geq 3d$: $d, h, l_1, l_t \leq 0,1 \delta$, но $\leq 2\text{мм}$; $\Sigma D \leq 30\text{мм}$	при $L \geq 3d$: $d, h, l_1, l_t \leq 0,2 \delta$, но $\leq 2,5\text{мм}$ при $L \geq 5d$: $d, h, l_1, l_t \leq 0,25 \delta$, но $\leq 3,0\text{мм}$ $\Sigma D \leq 50\text{мм}$	при $L \geq 3d$: $d, h, l_1, l_t \leq 0,2 \delta$, но $\leq 3,0\text{мм}$ при $L \geq 5d$: $d, h, l_1, l_t \leq 0,25 \delta$, но $\leq 3,5\text{мм}$ $\Sigma D \leq 50\text{мм}$
									
	Ав					Цепочки	$d, h, l_t \leq 0,1 \delta$, но $\leq 1,5\text{мм}$; $l_1 \leq \delta$, но $\leq 30\text{мм}$ $\Sigma D \leq 30\text{мм}$	$d, h, l_t \leq 0,15 \delta$, но $\leq 2,0\text{мм}$; $l_1 \leq \delta$, но $\leq 30\text{мм}$; $\Sigma D \leq 30\text{мм}$	$d, h, l_t \leq 0,2 \delta$, но $\leq 2,5\text{мм}$; $l_1 \leq 2 \delta$, но $\leq 30\text{мм}$; $\Sigma D \leq 50\text{мм}$
						Общая площадь проекций пор на рентгенографическом снимке не более 2 % *			

Продолжение таблицы Д.1

Название дефекта	Условное обозначение дефекта	Схематическое изображение дефектов		Вид дефекта	Допустимые размеры дефектов сварных соединений по уровням качества		
		в сечении	вдоль шва		«А»	«В»	«С»
Поры	Ac			Скопления	$d, h \leq 0,1 \delta,$ $но \leq 1,5мм;$ $l_1, l_t \leq 0,5 \delta,$ $но \leq 12,5мм;$ $\Sigma D \leq 25мм$	$d, h \leq 0,1 \delta, но \leq 1,5мм;$ $l_1, l_t \leq 0,5 \delta, но \leq 15мм;$ $\Sigma D \leq 30мм$	Общая площадь проекций пор на рентгенографическом снимке не более 2 % *
	Ak			Канальные, в т.ч. “червеобразные”	Не допускаются		
Неметаллические (шлаковые) включения	Ba			Единичные компактные	$h \leq 0,1 \delta$ при $l_t \leq 2,5мм;$ $l_1 \leq 0,5 \delta,$ $но не более 5мм;$ $\Sigma D \leq 30мм$	$h \leq 0,1 \delta$ при $l_t \leq 3мм;$ $l_1 \leq 0,5 \delta, но не более 7мм;$ $\Sigma D \leq 30мм$	
	Bb	-	-	Цепочки	$d, h, l_t \leq 0,1 \delta,$ $но \leq 1,0мм;$ $l_1 \leq \delta, но \leq 15мм;$ $\Sigma D \leq 30 мм^{**}$	$d, h, l_t \leq 0,1 \delta, но \leq 1,5мм;$ $l_1 \leq 2 \delta, но \leq 25мм;$ $\Sigma D \leq 50 мм^{**}$	

	Вс	-	-	Скопления	$d, h \leq 0,1 \delta,$ но $\leq 1,0\text{мм};$ $l_1, l_t \leq 0,5 \delta,$ но $\leq 12,5\text{мм};$ $\Sigma D \leq 25\text{мм}$	$d, h \leq 0,1 \delta,$ но $\leq 1,5\text{мм};$ $l_1, l_t \leq 0,5 \delta,$ но $\leq 12,5\text{мм};$ $\Sigma D \leq 30\text{мм}$
--	----	---	---	-----------	--	--

Продолжение таблицы Д.1

Название дефекта	Условное обозначение дефекта	Схематическое изображение дефектов		Вид дефекта	Допустимые размеры дефектов сварных соединений по уровням качества		
		в сечении	вдоль шва		«А»	«В»	«С»
Неметаллические (шлаковые) включения		-	-		Общая площадь проекций пор на рентгенографическом снимке не более 2 % *		
	Bd ₁	-	-	Односторонние удлиненные	$h \leq 0,1 \delta,$ но $\leq 1,5$ при $l_t \leq 1,5\text{мм};$ $l_1 \leq \delta,$ но $\leq 15\text{мм};$ $\Sigma D \leq 30\text{мм}$	$h \leq 0,1 \delta,$ но $\leq 1,5$ при $l_t \leq 1,5\text{мм};$ $l_1 \leq 2 \delta,$ но $\leq 25\text{мм}; \Sigma D \leq 50\text{мм}$	
	Bd ₂	-	-	Двухсторонние удлиненные	Не допускаются		

Металлические включения	Mw	-	-	Вольфрамовые и включения других нерастворимых металлов	d, h, l _t ≤ 0,1 δ, но ≤ 1,5мм; l ₁ ≤ 3мм при L ≤ 50мм; количество включений: не более 1 для труб диаметром ≤ 219мм. не более 2 на 300мм шва для труб диаметром > 219мм	d, h, l _t ≤ 0,1 δ, но ≤ 3,0 мм; l ₁ ≤ 6 мм при L ≤ 50 мм; количество включений: не более двух для труб диаметром ≤ 219 мм. не более четырех на 300 мм шва для труб диаметром > 219мм
Непровары	Da ₁	-	-	В корне шва	Не допускаются	

Продолжение таблицы Д.1

Название дефекта	Условное обозначение дефекта	Схематическое изображение дефектов		Вид дефекта	Допустимые размеры дефектов сварных соединений по уровням качества		
		в сечении	вдоль шва		«А»	«В»	«С»
Непровары	Da ₂	-	-	В корне шва из-за смещения кромок	Не допускаются		
Несплавления	Db	-	-	Межслойные	Не допускаются		
	Dc ₁	-	-	По разделке кромок	Не допускаются		

	Dc ₂	-	-	По разделке кромок, выходящие на поверхность	Не допускаются	
Трещины	E	-	-	Любой длины и направления относительно сварного шва	Не допускаются	
Дефекты формы шва	Fa	-	-	Вогнутость корня шва (утяжина)	h ≤ 0,1 δ, но ≤ 1,25 мм; l ₁ ≤ δ, но ≤ 30 мм; ΣД ≤ 50 мм	h ≤ 0,2 δ, но ≤ 1,25 мм; l ₁ ≤ 2 δ, но ≤ 50 мм; ΣД ≤ 100 мм
	Fb	-	-	Превышение проплавления (провис)	Не допускаются	

Окончание таблицы Д.1

Название дефекта	Условное обозначение дефекта	Схематическое изображение дефектов		Вид дефекта	Допустимые размеры дефектов сварных соединений по уровням качества		
		в сечении	вдоль шва		«А»	«В»	«С»
Дефекты формы шва	Fc	-	-	Подрезы	Не допускаются		
	Fd	-	-	Смещение кромок	h ≤ 0,2 δ, но ≤ 3 мм – для труб δ > 10 мм h ≤ 0,2 δ, но ≤ 2 мм – для труб δ ≤ 10 мм		
* Для неразрушающего контроля сварных соединений тройников рентгенографическим методом в заводских условиях предприятия-изготовителя;							

** При расстоянии между смежными включениями менее двух длин наиболее длинного, общая длина парных включений не более δ .

П р и м е ч а н и я

1 Условные обозначения: типы сварных швов: 1) кольцевой угловой; 2) кольцевой нахлесточный; 3) продольный стыковой; «А» - категория качества сварных соединений на газопроводах категории В; «В» - на газопроводах категории I; «С» - на газопроводах категорий II, III, IV; d – диаметр дефекта; h – высота дефекта; l_1 – размер проекции дефекта вдоль шва; l_2 - размер проекции дефекта поперек шва; l – расстояние между соседними дефектами; δ – толщина стенки трубы; b – ширина сварного шва; ΣD – суммарная максимально допустимая протяженность дефекта (совокупности дефектов): для труб диаметром ≤ 530 мм оценивается на длине сварного шва равной 0,1 периметра; для труб диаметром > 530 мм оценивается на длине сварного шва равной 300 мм.

2 Суммарная протяженность допустимых по высоте внутренних дефектов на любые 300 мм сварного соединения не должна превышать 50 мм, но не более 0,1 периметра сварного соединения, кроме дефектов с условным обозначением Fd, протяженность которых не учитывается при подсчете суммарной протяженности всех дефектов.

3 Сварное соединение ремонтируется, если суммарная протяженность всех выявленных дефектов меньше 0,1 периметра сварного соединения, в противном случае сварное соединение подлежит вырезке.

4 Подрезы, смещения кромок и другие наружные дефекты швов измеряются в процессе визуального и измерительного контроля.

5 Внутренние подрезы и смещения кромок могут определяться физическими методами контроля.

6 На участке максимально допустимого смещения кромок любые дефекты не допускаются.

7 При оценке качества сварных соединений разнотолщинных элементов нормы оценки дефектов принимаются по элементу меньшей толщины.

Приложение Е

(обязательное)

Формы исполнительной документации по сварке, врезке и перекрытию полости трубы на газопроводах под давлением

Е.1 Форма наряда-допуска на выполнение работ по сварке на газопроводах под давлением

Эксплуатирующая организация _____

УТВЕРЖДАЮ

(должность, Ф.И.О.)

(подпись)

« ____ » _____ 20 ____ г.

НАРЯД-ДОПУСК № _____

на выполнение работ по сварке на газопроводах под давлением

1. Наименование газопровода, где проводятся работы _____

2. Место проведения работ _____

3. Содержание выполняемых работ _____

4. Ответственный за подготовительные работы _____

(должность, Ф.И.О.)

5. Ответственный за проведение работ по сварке под давлением _____

(должность, Ф.И.О.)

6. Планируемое время проведения работ:

начало _____ время _____ дата _____

окончание _____ время _____ дата _____

7. Организационные и технические меры безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к работам по сварке под давлением, при их проведении, средства коллективной и индивидуальной защиты, режим работы:

а) при подготовительных работах _____

б) при проведении работ по сварке под давлением _____

8. Руководитель (ЛПУ МГ), где проводятся работы, или лицо, его замещающее

(должность, Ф.И.О.)

9. Состав бригады и исполнителей (при большом количестве исполнителей ее состав и требуемые сведения приводятся в прилагаемом списке с отметкой об этом в настоящем пункте)

№ п/п	Ф.И.О. членов бригады	Выполняемая функция	Квалификация	С условиями работы ознакомлен, инструктаж получил	Инструктаж провел, должность, Ф.И.О., подпись

10. Результаты анализа воздушной среды

Дата и время отбора проб	Место отбора проб	Результаты анализа воздуха	Подпись лица, проводившего анализ

11. Организационные и технические меры безопасности при подготовке объекта и проведению работ по сварке под давлением согласно п. 7 наряда – допуска выполнены

(ответственный за подготовительные работы, фамилия, подпись, дата, время)

(ответственный за проведение работ по сварке под давлением, фамилия, подпись, дата, время)

12. Производство работ по сварке под давлением разрешаю

(дата, подпись руководителя (ЛПУ МГ), где должны проводиться работы, или лица, его замещающего)

13.Согласовано:

служба охраны труда _____

(фамилия представителя, подпись, дата)

служба пожарной безопасности _____

(фамилия представителя, подпись, дата)

взаимосвязанные участки (при необходимости) _____

(участок, фамилия руководителя (ЛПУ МГ), подпись, дата)

14.Срок действия наряда – допуска продлен

(срок продления, Ф.И.О., подпись лица, утвердившего наряд-допуск)

Дата и время проведения работ	Возможность производства работ подтверждаю (подпись)			
	Лицо, регистрирующее наряд-допуск	Ответственный за проведение работ	Представители служб охраны труда и пожарной безопасности	Руководители (ЛПУ МГ), где проводятся работы по сварке под давлением, и взаимосвязанных участков

15. Результаты анализа воздушной среды при продлении срока огневых работ

Дата и время отбора проб	Место отбора проб	Результаты анализа воздуха	Подпись лица, проводившего анализ

16. Работа выполнена в полном объеме, рабочие места приведены в порядок, инструмент и материалы убраны, люди выведены, наряд-допуск закрыт

(ответственный за проведение работ, фамилия, подпись, дата, время)

(начальник (ЛПУ МГ) или лицо его замещающее, фамилия, подпись, дата, время)

Е.2 Форма наряда-допуска на выполнение работ по врезке и перекрытию полости трубы на газопроводах под давлением

Эксплуатирующая организация _____

УТВЕРЖДАЮ
(должность, Ф.И.О.)

(подпись)
" ____ " _____ 20__ г.

НАРЯД-ДОПУСК № _____

**на выполнение работ по врезке и перекрытию полости трубы
на газопроводах под давлением**

1. Наименование газопровода, где проводятся работы _____

2. Место проведения работ _____

3. Содержание выполняемых работ _____

4. Ответственный за подготовительные работы _____

(должность, Ф.И.О.)

5. Ответственный за проведение работ по врезке и перекрытию полости трубы под давлением _____

(должность, Ф.И.О.)

6. Планируемое время проведения работ:

начало _____ время _____ дата _____

окончание _____ время _____ дата _____

7. Организационные и технические меры безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к работам по врезке и перекрытию полости трубы под давлением, при их проведении, средства коллективной и индивидуальной защиты, режим работы:

а) при подготовительных работах _____

б) при проведении работ по врезке под давлением _____

8. Руководитель (ЛПУ МГ), где проводятся работы, или лицо, его замещающее _____

(должность, Ф.И.О.)

9. Состав бригады и исполнителей (при большом количестве исполнителей ее состав и требуемые сведения приводятся в прилагаемом списке с отметкой об этом в настоящем пункте)

№ п/п	Ф.И.О. членов бригады	Выполняемая функция	Квалификация	С условиями работы ознакомлен, инструктаж получил	Инструктаж провел, должность, Ф.И.О., подпись

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

10. Результаты анализа воздушной среды

Дата и время отбора проб	Место отбора проб	Результаты анализа воздуха	Подпись лица, проводившего анализ

11. Организационные и технические меры безопасности при подготовке объекта и проведению работ по врезке и перекрытию полости трубы под давлением согласно п. 7 наряда – допуска выполнены

(ответственный за подготовительные работы, фамилия, подпись, дата, время)

(ответственный за проведение работ по врезке под давлением, фамилия, подпись, дата, время)

12. Производство работ по сварке, врезке и перекрытию полости трубы под давлением разрешаю _____

(дата, подпись руководителя (ЛПУ МГ), где должны проводиться работы, или лица, его замещающего)

13.Согласовано:

служба охраны труда _____

(фамилия представителя, подпись, дата)

служба пожарной безопасности _____

(фамилия представителя, подпись, дата)

взаимосвязанные участки (при необходимости) _____

(участок, фамилия руководителя (ЛПУ МГ) или лицо его замещающее, подпись, дата)

14.Срок действия наряда – допуска продлен _____

(срок продления, Ф.И.О., подпись лица, утвердившего наряд-допуск)

Дата и время проведения работ	Возможность производства работ подтверждаю (подпись)			
	Лицо, регистрирующее наряд-допуск	Ответственный за проведение работ	Представители служб охраны труда и пожарной безопасности	Руководители (ЛПУ МГ), где проводятся работы по врезке под давлением, и взаимосвязанных участков

15. Работа выполнена в полном объеме, рабочие места приведены в порядок, инструмент и материалы убраны, люди выведены, наряд-допуск закрыт

(ответственный за проведение работ, фамилия, подпись, дата, время)

(начальник (ЛПУ МГ) или лицо его замещающее, фамилия, подпись, дата, время)

Е.3 Форма журнала учета работ по сварке на газопроводах под давлением

Журнал учета работ по сварке на газопроводах под давлением

№ пп	Регистрация № наряда- допуска	Дата, время начала проведения работ по врезке	Место, Ф.И.О. ответствен ного за проведение работ	Наименование работ	Подпись лица, регистрир ующего документ, до начала работ	Подпись лица, регистрирующе го документ, после окончания работ. Время окончания
1	2	3	4	5	6	7

Е.4 Форма журнала учета работ по врезке на газопроводах под давлением

Журнал учета работ по врезке на газопроводах под давлением

№ пп	Регистрация № наряда- допуска	Дата, время начала проведения работ по врезке	Место, Ф.И.О. ответствен ного за проведение работ	Наименование работ	Подпись лица, регистрир ующего документ, до начала работ	Подпись лица, регистрирующе го документ, после окончания работ. Время окончания
1	2	3	4	5	6	7

Е.5 Форма журнала учета работ по перекрытию полости трубы на газопроводах под давлением

Журнал учета работ по перекрытию полости трубы на газопроводах под давлением

№ пп	Регистрация № наряда- допуска	Дата, время начала проведения работ по врезке	Место, Ф.И.О. ответствен ного за проведение работ	Наименование работ	Подпись лица, регистрир ующего документ, до начала работ	Подпись лица, регистрирующе го документ, после окончания работ. Время окончания
1	2	3	4	5	6	7

Е.6 Форма акта на гарантийное сварное соединение узла врезки на газопроводах под давлением[‡]

Эксплуатирующая организация _____

УТВЕРЖДАЮ
(должность, Ф.И.О.)

(подпись)

" ____ " _____ 200__ г.

АКТ
на гарантийное сварное соединение
УЗЛА ВРЕЗКИ НА ГАЗОПРОВОДАХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Мы, нижеподписавшиеся, ответственный за проведение работ по сварке и врезке на газопроводе под давлением _____,

(Ф.И.О., должность, организация)

представитель организации осуществляющей строительный

контроль _____,

(Ф.И.О., должность, организация)

специалист неразрушающего контроля качества (____) уровня _____

(Ф.И.О., должность, организация)

а также сварочно-монтажная бригада в составе:

электросварщик-резчик (бригадир) _____

(Ф.И.О., разряд, организация)

электросварщики _____

(Ф.И.О., разряд, организация, №№ клейма)

составили настоящий акт в том, что нами проведена сборка, сварка и контроль качества

сварных соединений узла врезки под давлением на

газопроводе _____

(наименование и подробная привязка мест сварных соединений узла врезки под давлением)

Сборка и сварка произведены в полном соответствии с требованиями нормативных документов _____,

[‡] Оформляют на каждое сварное соединение узла врезки

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

о чем произведены записи в журнале учета работ по сварке и врезке на газопроводах под давлением.

На основании высокого качества выполнения работ по резке, сборке, сварке стыков, а также операционного контроля, контроля качества сварки _____ методами,

(указать 2 метода: ультразвуковым и радиографическим (либо красящей цветной дефектоскопии)

качество сварных соединений приварки узла врезки под давлением гарантируется и стыки признаются годными. Стыки занесены в журнал учета работ по сварке и врезке на газопроводах под давлением под номерами _____

(указать номера стыков)

Приложение: Исполнительная схема гарантийных стыков узла врезки на газопроводах под давлением на ___ листах.

Ответственный за проведение работ _____
по сварке и врезке под давлением (Ф.И.О.) (подпись, дата)

Представитель технадзора _____
(Ф.И.О.) (подпись, дата)

Специалист неразрушающего контроля (____)
уровня _____
(Ф.И.О.) (подпись, дата)

Ответственный руководитель ПИЛ _____
(Ф.И.О.) (подпись, дата)

Члены сварочно-монтажной бригады _____
(Ф.И.О.) (подпись, дата)

Е.7 Форма акта на герметизацию технологических отверстий

Эксплуатирующая организация _____

УТВЕРЖДАЮ

(должность, Ф.И.О.)

(подпись)

" ____ " _____ 20 __ г.

АКТ
НА ГЕРМЕТИЗАЦИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОТВЕРСТИЙ

Мы, нижеподписавшиеся, ответственный за проведение работ по сварке и врезке на газопроводе под давлением _____,

(Ф.И.О., должность, организация)

представитель организации осуществляющей строительный

контроль _____,

(Ф.И.О., должность, организация)

специалист неразрушающего контроля качества (____) уровня _____

(Ф.И.О., должность, организация)

а также сварочно-монтажная бригада в составе:

электросварщик-резчик (бригадир) _____

(Ф.И.О., разряд, организация)

электросварщики _____

(Ф.И.О., разряд, организация, №№ клейма)

составили настоящий акт в том, что на ПК _____ км газопровода _____

произведена герметизация технологических отверстий путем вварки заплат. Заплаты

изготовлены из трубы _____ сталь _____.

Вварка заплат произведена электродами _____

Сварные соединения проконтролированы _____ методом
и признаны годными.

Приложение: Схема расположения заплат.

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

Ответственный за проведение работ по сварке и врезке под давлением

(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Представитель технадзора

(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Специалист неразрушающего контроля (___) уровня _____

(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Ответственный руководитель ПИЛ

(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Члены сварочно-монтажной бригады

(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Е.8 Форма акта испытания на герметичность и прочность узла врезки на газопроводах под давлением

Эксплуатирующая организация _____

УТВЕРЖДАЮ
(должность, Ф.И.О.)

(подпись)

" ____ " _____ 20 __ г.

АКТ

**испытания на герметичность и прочность
узла врезки на газопроводах под давлением**

Составлен комиссией, назначенной приказом _____
(наименование организации)

от « ____ » _____ 20 __ г., в составе:

Председатель _____
(Ф.И.О., должность, организация)

Члены комиссии: _____
(Ф.И.О., должность, организация)

(Ф.И.О., должность, организация)

(Ф.И.О., должность, организация)

в том, что « ____ » _____ 20 __ г. на участке газопровода
_____ км _____ в соответствии с требованиями
СНиП Ш-42-80* и технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением
в установленном порядке проведена проверка на герметичность узла врезки

(указать тип узла врезки)

под давлением _____ МПа (кгс/см^2) газообразной среды. Продолжительность
проверки на герметичность под давлением _____ часов.

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

После завершения проверки на герметично сть проведено пневматическое испытание на прочность узла врезки _____ под давлением _____ МПа (кгс/см²).
(указать тип узла врезки)

Время выдержки под испытательным давлением _____ часов.

В течение проверки на герметичность и испытания на прочность узла врезки давление измерялось техническими манометрами _____, имеющими класс точности _____, со шкалой деления _____, прошедшими метрологическую поверку (получившими разрешение на применение) _____
(указать дату поверки или разрешения на применение)

Заключение комиссии:

1.

_____ (указать результат проверки узла врезки на герметичность)

2.

_____ (указать результат проверки узла врезки на прочность)

Председатель комиссии:

_____ (Ф.И.О.)

_____ (подпись, дата)

Члены комиссии:

_____ (Ф.И.О.)

_____ (подпись, дата)

Е.9 Форма акта приемки узла врезки на газопроводах под давлением*

Эксплуатирующая организация _____

УТВЕРЖДАЮ

(должность, Ф.И.О.)

(подпись)

" ____ " _____ 20 __ г.

АКТ

ПРИЕМКИ УЗЛА ВРЕЗКИ НА ГАЗОПРОВОДАХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика (ЛПУ МГ)

_____ ,

(Ф.И.О., должность, организация)

ответственный за проведение работ по сварке и врезке на газопроводе под давлением

_____ ,

(Ф.И.О., должность, организация)

представитель технадзора _____ ,

(Ф.И.О., должность, организация)

производитель монтажных работ _____

(Ф.И.О., должность, организация)

производитель изоляционных работ _____

(Ф.И.О., должность, организация)

специалист неразрушающего контроля качества (____) уровня _____

(Ф.И.О., должность, организация)

составили настоящий акт в том, что на участке км _____ ПК _____ выполнен

комплекс работ по сооружению фундамента и монтажу узла врезки

(отвода, байпасной линии, лупинга, для перекрытия полости трубы, с прилегающими участками трубопровода длиной _____ м).

Фундамент выполнен на _____ .

(песчаном основании, песчаной или земляной подушке)

Установленные фундаменты представляют собой _____ .

* Оформляют по завершении работ по подсоединению отвода, лупинга, перемычки перед засыпкой котлована, траншеи

(указать конструкцию)

Конструктивное исполнение, привязка, изоляция фундаментов, размеры, фактические отметки соответствуют проекту _____

(наименование проекта, №№ рабочих чертежей)

На фундаменты установлены узлы врезки _____

(перечислить тройники в комплекте с пробками герметизирующими

_____ глухими фланцами, шаровые краны и другое оборудование с указанием диаметров)

Сварочно-монтажные работы выполнены в соответствии с требованиями нормативных документов _____ и приняты актом-разрешением

(указать каких нормативных документов)

на изоляцию № _____ от « _____ » _____.

Изоляция узла врезки выполнена ручным способом _____.

(указать вид изоляционного покрытия)

Записи с проведенных изоляционных работ приведены в журнале изоляционных работ.

Проверка сплошности изоляционного покрытия показала отсутствие дефектов.

Разрешается засыпка

_____ (узла врезки отвода, байпасной линии, лупинга, перекрытия)

Представитель заказчика (ЛПУ МГ)	_____	_____
	(Ф.И.О)	(подпись, дата)
Ответственный за проведение работ по сварке и врезке под давлением	_____	_____
	(Ф.И.О)	(подпись, дата)
Представитель технадзора	_____	_____
	(Ф.И.О.)	(подпись, дата)
Производитель монтажных работ	_____	_____
	(Ф.И.О)	(подпись, дата)
Производитель изоляционных работ	_____	_____
	(Ф.И.О)	(подпись, дата)
Представитель службы контроля качества	_____	_____
	(Ф.И.О)	(подпись, дата)

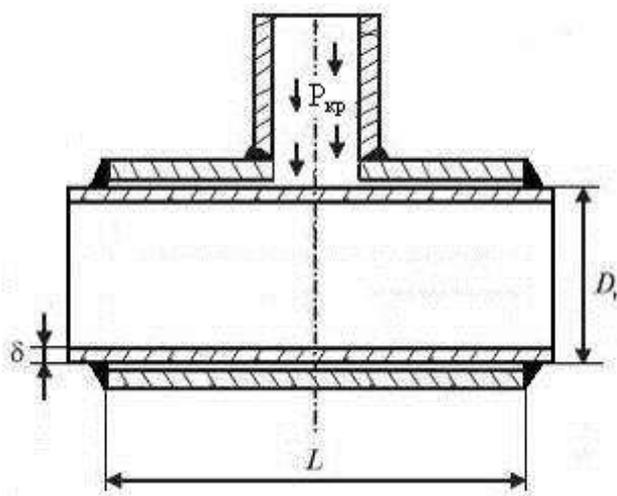
Приложение Ж

(рекомендуемое)

Прочностной расчет на смятие стенки трубы от воздействия внешнего давления в узле врезки

Ж.1 Определение числа волн при потере устойчивости. Расчет основан на данных приведенных в издании [25].

Узел врезки приведен на рисунке Ж.1.



$P_{кр}$ – критическое давление, при котором возможно смятие трубы; δ – толщина стенки трубы; D_n – наружный диаметр трубы; L – расстояние между кольцевыми сварными швами

Рисунок Ж.1 – Узел врезки

Коэффициенты α_1 , K , n вычисляются по формулам:

$$\alpha_1 = \frac{\pi D_n}{2L}, \quad (\text{Ж.1})$$

$$K = \frac{2E\delta^3}{3(1-\mu^2)D_n^3}, \quad (\text{Ж.2})$$

$$n = 1,634 \sqrt{\frac{D_n^3}{L^2 \delta}}. \quad (\text{Ж.3})$$

Для расчета принимаем $[n]$, $[n+1]$, $[n+2]$ – например, если $n=3,7$, тогда $n=3$; $n=4$; $n=5$.

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

Ж.2 Рассчитываем Критическое давление $P_{кр}$ для каждого значения n и выбираем минимальное из трех расчетных давлений.

$$P_{кр} = \frac{0,5}{1 + \frac{\alpha_1^2}{2(n^2 - 1)}} \cdot \left(K \frac{(\alpha_1^2 + n^2 - 1)^2}{n^2 - 1} + \frac{2E\delta}{D_H} \cdot \frac{\alpha_1^4}{(\alpha_1^2 + n^2)^2 (n^2 - 1)} \right). \quad (\text{Ж.4})$$

Библиография

- | | | |
|-----|---|---|
| [1] | Руководящий документ
Госгортехнадзора
России
РД 03–615–03 | Порядок применения сварочных технологий
при изготовлении, монтаже, ремонте и
реконструкции технических устройств для
опасных производственных объектов |
| [2] | Правила безопасности
Госгортехнадзора
России
ПБ 03-273-99 | Правила аттестации сварщиков и
специалистов сварочного производства |
| [3] | Свод правил
Федерального агентства
по строительству и
жилищно-
коммунальному
хозяйству
СП 36.13330.2012 | Магистральные трубопроводы.
Актуализированная редакция
СНиП 2.05.06-85* |
| [4] | Рекомендации
ОАО «Газпром»
Р Газпром
2-2.3-352-2009 | Документы нормативные для проектирования,
строительства и эксплуатации объектов
ОАО «Газпром».
Рекомендации по режимам подогрева при
выполнении сварочных работ на
газопроводах, находящихся под давлением |
| [5] | Технический кодекс
Министерства
энергетики РБ
ТКП 038-2006 ¹⁾ | Правила безопасности при эксплуатации
магистральных газопроводов |

¹⁾ Документ действует только на территории Республики Беларусь

СТО Газпром 2-2.3-116-XXXX

- [6] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром» ВРД 39-1.10-049-2001 Правила технической и безопасной эксплуатации конденсатопродуктопроводов
- [7] Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. №87)
- [8] Технический кодекс Министерства энергетики РБ ТКП 45-1.3-161-2009¹⁾ Организация строительного производства
- [9] Инструкция по разработке проектов производства работ по строительству нефтегазопроductопроводов (утверждена приказом Минэнерго Российской Федерации от 04 февраля 2000 г. №37)
- [10] Руководящий документ Ростехнадзора России РД-11-06-2007 Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ
- [11] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром» ВРД 39-1.11-014-2000 Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов
- [12] Строительные нормы и правила Российской Федерации СНиП 2.05.06-85*¹⁾ Магистральные трубопроводы

¹⁾ Документ действует только на территории Республики Беларусь.

- [13] Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов (утверждены Министерством газовой промышленности СССР 16 марта 1984 г.)
- [14] Положение о постоянно действующей Комиссии ОАО «Газпром» по приемке новых видов трубной продукции (приложение к приказу ОАО «Газпром» от 21 июня 2005 г. № 101).
- [15] Руководящий документ Технологический регламент проведения
Госгортехнадзора аттестации сварщиков и специалистов
России сварочного производства
РД 03-495-02
- [16] Правила безопасности Правила аттестации персонала в области
Госгортехнадзора неразрушающего контроля
России
ПБ 03-440-02
- [17] Правила безопасности Правила аттестации и основные требования к
Госгортехнадзора лабораториям неразрушающего контроля
России
ПБ 03-372-00
- [18] Свод правил Магистральные трубопроводы (пересмотр
СП 86.13330.2014 актуализированного СНиП III-42-80*
"Магистральные трубопроводы")
- [19] Строительные нормы и Магистральные трубопроводы
правила России
СНиП III-42-80*
- [20] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (ФНиППБ) Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 ноября 2013 г. N 533)

- [21] Правила охраны магистральных трубопроводов. Госгортехнадзор России (утверждены приказом № 9 от 29апреля 1992г.)
- [22] Правила охраны магистральных трубопроводов (утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 11.04.98 №584 в редакции Совмина от 04 ноября 2007 №1452)
- [23] Стандарт Американского сварочного общества AWS A 5.1/A 5.1M (2003) ¹⁾ Технические условия на электроды из углеродистой стали для сварки защищенной металлической дугой (Specification for Carbon Steel Electrodes for Shielded Metal Arc Welding)
- [24] Стандарт Американского сварочного общества AWS A 5.5/A 5.5M (2006) ¹⁾ Технические условия на покрытые электроды из низколегированной стали для дуговой сварки (Specification for Low Alloy Steel Covered Arc Welding Electrodes)
- [25] Я.И. Короткин, А.З. Лошкин, Н.С. Сиверс. Изгиб и устойчивость пластин и круговых цилиндрических оболочек (строительная механика корабля). – Л.:СУДПРОМ ГИЗ, 1955
- [26] Положение об аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, производственной аттестации технологий сварки, сварочного оборудования и сварочных материалов на объектах ОАО «Газпром»

¹⁾ Официальный текст стандарта находится во ФГУП «Стандартинформ».

ОКС 75.200

Ключевые слова: правила, производство, работа, газопровод, врезка под давлением.
