

Система нормативных документов в строительстве
СВОД ПРАВИЛ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ
И РЕМОНТ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ИЗ
ВЫСОКОПРОЧНОГО ЧУГУНА С ШАРОВИДНЫМ ГРАФИТОМ**

СП __ - ____ - 2012-08-26

Одобен и рекомендован к применению приказом № __ от __.__.2013

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МОСКВА 2013

СВОД ПРАВИЛ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ВЫСОКОПРОЧНОГО ЧУГУНА С ШАРОВИДНЫМ ГРАФИТОМ

Дата введения 2013-__-__

Сведения о своде правил

1 ИСПОЛНИТЕЛИ: ГУП "Институт проблем транспорта энергоресурсов", ОАО "Липецкий металлургический завод "Свободный сокол".

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 465 "Строительство".

3 ПОДГОТОВЛЕН к утверждению Департаментом архитектуры, строительства и градостроительной политики.

4 УТВЕРЖДЕН приказом Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от __ декабря 2012 г. № __ и введен в действие с __ января 2013 г.

5 ЗАРЕГИСТРИРОВАН Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт)

6 ВВОДИТСЯ ВПЕРВЫЕ

7 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ к настоящему своду правил публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе "Национальные стандарты", а текст изменений и поправок – в ежемесячно издаваемых информационных указателях "Национальные стандарты". В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего свода правил соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе "Национальные стандарты". Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте разработчика (Минрегион России) в сети Интернет.

1 Введение

Свод правил разработан в соответствии с "Правилами разработки и утверждения сводов правил" (утв. постановлением Правительства РФ от 19 ноября 2008 г. № 858) и положений федеральных законов "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г., "О техническом регулировании" № 184-ФЗ от 27 декабря 2002 г. и "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" № 384-ФЗ от 30 декабря 2009 г.

Свод правил устанавливает технические характеристики промысловых нефтегазопроводов из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом, обеспечивающие безопасность людей, сооружений и окружающей среды в зонах прокладки этих трубопроводов при выполнении ими основной задачи по транспорту планового количества продукта.

Свод правил предлагает следующие методы достижения необходимых эксплуатационных характеристик трубопроводов:

- регламентацию конструктивных, технических и технологических решений;
- назначение расчетных коэффициентов, обеспечивающих необходимый уровень надежности;
- назначение безопасных расстояний от параллельно проложенных других трубопроводов, от наземных инженерных сооружений;
- назначение требований к технологическим операциям при сооружении, эксплуатации и ремонте трубопроводов;
- диагностику и оценку технического состояния в периоды строительства, эксплуатации и ремонта;
- соблюдение техники безопасности на всех этапах работ;
- применение прогрессивных технологических решений.

Свод правил предусматривает применение труб и соединительных деталей из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом при строительстве новых и замене изношенных трубопроводов нефтегазовых месторождений.

Допускаются следующие способы прокладки трубопроводов из ВЧШГ:

- открытая прокладка подземных трубопроводов (в траншеях и насыпи);
- наземная прокладка трубопроводов;
- надземная прокладка в коллекторах, тоннелях, переходах через реки, в горных условиях;
- прокладка трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения.

Использование труб из ВЧШГ обеспечивает срок безопасной эксплуатации трубопроводов в течение нормативного срока службы 25 лет при условии соблюдения требований настоящего СП.

Свод правил разработан ГУП «ИПТЭР» (д.т.н., проф.: С.Г. Бажайкин, К.М. Гумеров, к.т.н.: А.Г. Сираев, А.К. Гумеров), ОАО «Липецкий металлургический завод «Свободный сокол» (Б.Н. Лизунов, А.В. Минченков), ОАО «НК «Роснефть» (А.Н. Родомакин). Использованы материалы ООО «ПКФ «Малый Сок» (А.Л. Чахеев), ООО «ЧугунСпецСтрой» (В.А. Носов).

2 Область применения

Настоящий Свод правил распространяется на проектирование, строительство, эксплуатацию и ремонт трубопроводов из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом.

Распространяется на промышленные трубопроводы нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений, диаметрами 80 – 500 мм, с рабочим давлением до 4,0 МПа в зависимости способа соединения труб.

3 Сокращения, термины и определения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд

ВЧШГ – высокопрочный чугун с шаровидным графитом

ГВВ – горизонт высоких вод (ГВВ 10 % обеспеченности означает, что такой уровень достигается раз в 10 лет)

ГНБ – горизонтально-направленное бурение

ДНС – дожимная насосная станция

КИП – контрольно-измерительный пункт

КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика
КНС – кустовая насосная станция
КС – компрессорная станция
КСС – контрольное сварное соединение
КСП – комплексный сборный пункт
ЛЭП – линия электропередачи
НГДУ – нефтегазодобывающее управление
НСП – нефтесборный пункт
НТД – нормативно технический документ
ОАО “ЛМЗ “Свободный сокол” – Открытое акционерное общество
“Липецкий металлургический завод “Свободный сокол”
ПП – соединение труб типа “прессовая посадка”
ПТ – промышленный трубопровод
ПУЭ – Правила устройства электроустановок
СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии
СП – Свод правил
ТУ – технические условия
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УППГ – установка предварительной подготовки газа
УПН – установка подготовки нефти
УПС (УПСВ) – установка предварительного сброса (воды)
ЦПС – центральный пункт сбора
ЭХЗ – электрохимическая защита
НВ – твердость металла по Бринеллю
RJ – раструбно-замковое соединение труб
DN – условный проход труб и соединительных деталей, мм
DE – наружный диаметр труб и соединительных деталей, мм

Высокопрочный чугун с шаровидным графитом (ВЧШГ) – тип чугуна, в котором графит присутствует преимущественно в шаровидной форме.

Условный проход (DN) – округленное цифровое обозначение внутреннего проходного сечения, которое является общим для всех компонентов трубопроводной системы (мм).

Допустимое рабочее давление (PFA) – внутреннее давление, исключая скачки давления, которое компоненты трубопровода (трубы, соединительные детали и другие элементы) безопасно выдерживают при постоянной работе. Оно приводится в научно-технической документации на трубы и соединительные детали из ВЧШГ.

Рабочее (нормативное) давление — наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода (формулировка из СП 36.13330.2012).

Номинальное давление (PN) – цифровое обозначение, выраженное числом, которое имеет справочные цели. Все компоненты трубопровода одного номинального размера, обозначенные одним и тем же числом номинального давления, имеют совместимые сопряжённые размеры.

Класс толщины стенок (K) по ГОСТ Р ИСО 2531 – коэффициент обозначения толщины стенки трубы, выбираемый из целого ряда чисел – 9, 10, 11, 12.

Термины и определения, используемые настоящим Своде правил, соответствуют ГОСТ Р ИСО 2531.

4 Общие положения

4.1 Настоящий Свод правил устанавливает основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации промышленных трубопроводов и регламентирует во-

просы выбора материалов и типов труб, их транспортировки, хранения и монтажа, испытаний и приемки трубопроводов в эксплуатацию, обслуживания, выполнения ремонтных работ, расследования причин отказов, консервации, ликвидации, охраны окружающей среды.

4.2 Классификация промысловых трубопроводов из ВЧШГ производится так же, как и стальных по СП 34-116-97.

Примечание.

В дальнейшем тексте за исключением особо оговоренных случаев вместо слов «промысловый(е) трубопровод(ы)» будет употребляться слово «трубопровод(ы)».

4.3 В состав трубопроводов нефтяных месторождений, на которые распространяется настоящий Свод правил, входят:

а) выкидные линии от нефтяных скважин для транспортирования продукции скважин до замерных установок;

б) нефтегазосборные трубопроводы для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти (нефтегазопроводы);

в) газопроводы для транспортирования нефтяного газа от установок сепарации нефти до УКПГ, УППГ или до потребителей;

г) нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от ДНС (УПС, УПСВ, НСП, УПН) до ЦПС (УПН, НСП);

д) трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты;

е) водоводы поддержания пластового давления для транспорта пресных, пластовых и сточных вод на КНС, от КНС и водозаборных сооружений;

ж) нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до головных сооружений магистральных нефтепроводов;

з) газопроводы для транспортирования газа от ЦПС до головных сооружений магистральных газопроводов.

Примечания.

1. К нефтегазопроводам относятся трубопроводы, транспортирующие нефть с газом в свободном и растворенном состояниях (при абсолютном давлении упругости паров при 20°C выше 0,2 МПа). К нефтепроводам относятся трубопроводы, транспортирующие дегазированную нефть.

2. Трубопроводы для подачи ингибиторов в продукцию скважин относятся к устройствам в составе установок дозирования реагентов.

4.4 Действие настоящего документа не распространяется на трубопроводы, транспортирующие среды с высоким содержанием сероводорода (при парциальном давлении выше 1 МПа) и с температурой выше 95°C.

Примечания:

1. К средам со средним содержанием сероводорода относятся:

– газ, содержащий сероводород в концентрации, обуславливающей при рабочем давлении парциальное давление сероводорода (P_{H_2S}) от 10000 Па до 1 МПа;

– жидкие среды, находящиеся в равновесии с сероводородсодержащим газом под давлением, обуславливающим парциальное давление сероводорода от 10000 Па до 1 МПа;

– жидкости, содержащие растворенный сероводород в количестве, соответствующем его растворимости при P_{H_2S} от 10000 Па до 1 МПа.

2. К средам с низким содержанием сероводорода относятся:

- газ, содержащий сероводород в количестве, обуславливающим при рабочем давлении парциальное давление сероводорода от 300 Па до 10000 Па;
- жидкости, находящиеся в равновесии с сероводородсодержащим газом под давлением, обуславливающим парциальное давление сероводорода от 300 Па до 10000 Па;
- жидкости, содержащие растворенный сероводород в количестве, соответствующем его растворимости при P_{H_2S} от 300 Па до 10000 Па.

3. Парциальное давление сероводорода P_{H_2S} определяется по формуле

$$P_{H_2S} = \frac{P \cdot C_{H_2S}}{100}, \text{ МПа} \quad (4.1)$$

где P – максимальное рабочее давление в трубопроводе, МПа;

C_{H_2S} – содержание в газе сероводорода, % об.

4. Растворимость сероводорода в жидкостях определяется по справочникам растворимости или экспериментально.

4.5 Свод правил основан на технологиях монтажа трубопроводов из ВЧШГ без использования сварки. Сварка допускается при изготовлении сварных соединительных деталей из ВЧШГ, изготовлении ремонтных муфт, при монтаже участков, содержащих стальные элементы.

4.6 При монтаже предусматриваются следующие типы соединений труб и деталей из ВЧШГ (табл. 4.1):

Таблица 4.1 – Типы соединений труб из ВЧШГ

Условный проход, мм	Тип соединения	Условное обозначение	Допустимое рабочее давление, МПа
80-200	Раструбно-замковое	“RJ”	4,0
250			3,6
300			3,4
350			3,0
400-500			2,5
80-300	Прессовая посадка	“ПП”	4,0

4.7 Трубопроводы с соединениями типа “RJ” монтируются в траншее. На обводнённых участках применяется технология протяжки смонтированного трубопровода в обводнённую зону.

4.8 Трубопроводы с соединениями типа “ПП” монтируются на бровке траншеи с последующим плавным опусканием в траншею. Такие соединения применяются в случаях, когда применение соединений “RJ” невозможно или нецелесообразно по тем или иным причинам (обводнена траншея, требуется подъём участка трубопровода при строительстве и ремонте, ...).

4.9 Возможность строительства трубопроводов из ВЧШГ и тип соединений определяет заказчик проекта и отражает в задании на проектирование в разделе “Особые требования” в соответствии с техническими условиями изготовителя.

4.10 При выборе конструктивных и технологических решений необходимо учитывать, что надёжность и безопасность трубопроводов определяется:

- свойствами исходных материалов (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий, теплоизоляции, балластирующих устройств и др.), соответствием их требованиям действующих норм, ГОСТ, ТУ;

- соответствием принятых конструктивных решений (по толщине стенки труб, глубине заложения, радиусам изгиба, пролетам при надземной прокладке, изоляционным покрытиям и т.д.) требованиям действующих норм;

- качеством строительства, соответствием результатов контроля качества требованиям действующих норм;
- соответствием трубопроводов условиям эксплуатации по давлению и температуре;
- расстояниями от трубопроводов до зданий и сооружений, соответствием их требованиям пожарной безопасности;
- стабильностью положения трубопровода в пространстве в течение всего срока эксплуатации;
- сохранностью необходимого уровня коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации.

4.11 Трубопроводы из ВЧШГ должны быть запроектированы и построены таким образом, чтобы была обеспечена надежная и безопасная их эксплуатация в течение всего срока службы.

4.12 При проектировании трубопроводов из ВЧШГ, предназначенных для транспортирования продуктов, оказывающих коррозионные воздействия на металлы труб, элементы соединений и арматуру, необходимо предусмотреть защиту от коррозионного воздействия и сероводородного растрескивания.

4.13 Трубопроводы из ВЧШГ, смонтированные из труб и соединительных деталей, изготовленных по техническим условиям ТУ 1461-075-50254094-2011, ТУ 1460-076-50254094-2011, ТУ 2531-077-50254094-2011, ТУ 1460-078-50254094-2011, ТУ 1461-008-23967414-2010, ТУ 1468-014-23967414-2011, относятся к III и IV классам по классификации СП 34-116-97.

5 Материалы и конструкции промышленных трубопроводов

5.1 Общие требования к материалам и конструкциям

5.1.1 Материалы и изделия, применяемые для строительства промышленных трубопроводов, должны отвечать требованиям государственных стандартов, технических условий и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

Применение материалов и изделий, не имеющих сопроводительного документа, подтверждающего соответствие их требованиям государственных стандартов, технических условий или других нормативных документов, не допускается.

5.1.2 Материал труб и деталей трубопроводов следует выбирать в зависимости от степени коррозионного воздействия перекачиваемой среды. Степень коррозионного воздействия среды по отношению к металлу трубы определяют по глубине проникновения коррозии, рассчитываемой по данным потери массы (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Определение степени коррозионного воздействия среды по отношению к материалу труб и деталей

Коррозионное проникновение, мм/год	Скорость коррозии по образцам-свидетелям, г/(м ² ·ч)	Степень агрессивного воздействия среды
От 0 до 0,01 включительно	От 0 до 0,02 включительно	Неагрессивная
От 0,01 до 0,1 включительно	От 0,02 до 0,05 включительно	Слабоагрессивная
От 0,1 до 0,5 включительно	От 0,05 до 0,25 включительно	Среднеагрессивная
Свыше 0,5	Свыше 0,25	Сильноагрессивная

5.1.3 Приближённые данные по степени агрессивного воздействия нефтепромысловых водных сред по отношению к трубам из ВЧШГ приведены в таблице 5.2. При наличии в перекачиваемой среде нескольких агрессивных компонентов, концентрация каждого из которых находится в пределах, указанных в таблице 5.2, степень агрессивного воздействия среды на материал трубы повышается на одну ступень. Также степень агрессивного воздействия повышается на одну ступень в каждом из следующих случаев:

- при увеличении скорости потока свыше 1,5 м/с;
- при увеличении содержания взвешенных частиц свыше 150 мг/дм³;
- при повышении температуры среды свыше 60 °С.

Приближённые данные по степени воздействия нефтяных сред на нефтепромысловые трубопроводы из ВЧШГ в зависимости от концентрации агрессивных компонентов приведены в таблице 5.3. Присутствие в среде нескольких агрессивных компонентов в пределах указанных концентраций увеличивает степень воздействия на одну ступень.

5.1.4 Допускается устанавливать степень агрессивного воздействия сред на трубопроводы из ВЧШГ ниже на одну ступень по сравнению со стальными трубопроводами.

5.1.5 Более точные данные по степени агрессивного воздействия перекачиваемых сред на трубы из ВЧШГ определяются методами экспресс-анализа. Один из эффективных методов основан на установке образцов-свидетелей в перекачиваемую среду и измерениях потери массы за определённое время (гравиметрический метод, изложен в РД 39-0147103-362-86).

5.2 Трубы для сооружения трубопроводов из ВЧШГ

5.2.1 Для сооружения трубопроводов из ВЧШГ применяются чугунные трубы и соединительные детали. На отдельных участках и зонах могут использоваться также стальные детали и узлы (муфты, втулки, арматура, трубы и соединительные детали).

Стальные трубы и соединительные детали, технологии их монтажа, правила эксплуатации должны соответствовать требованиям СП 34-116-97, РД 39-132-94.

5.2.2 Чугунные трубы и детали, в отличие от стальных, из-за большого содержания углерода относятся к категории трудносвариваемых материалов.

Сварку допускается применять для изготовления соединительных деталей (отводы, тройники и пр.) в цеховых условиях. В трассовых условиях – как исключение только для приварки элементов ЭХЗ и исправления дефектов. При этом сварку должны вести сварщики, подготовленные для сварки чугуна, в соответствии со специальной технологической инструкцией (приложение А).

5.2.3 При монтаже промышленных трубопроводов рекомендуются следующие виды соединений (см. таблицу 4.1):

- раструбно-замковое соединение типа “RJ”;
- соединение методом прямой прессовой посадки в стальную муфту типа “ПП”.

Таблица 5.2 – Степень агрессивного воздействия водных сред на нефтепромысловые трубопроводы из ВЧШГ

Среда	рН	Содержание агрессивных компонентов						Степень агрессивного воздействия
		Минерализация, г/дм ³	СВБ	H ₂ S, мг/дм ³	CO ₂ , мг/дм ³	O ₂ , мг/дм ³	Взвешен. частицы, мг/дм ³	
<i>Вода пресная (техническая)</i>								
неаэрированная	~ 7	менее 5	–	–	–	менее 0,5	–	Неагрессивная
аэрированная	~ 7	менее 5	–	–	–	более 0,5	–	Слабоагрессивная
<i>Воды подземных горизонтов</i>								
неаэрированные								
– не содержащие H ₂ S, CO ₂	6...8	любая	–	–	–	менее 0,1	100	Слабоагрессивная
– содержащие H ₂ S	менее 7	любая	+	более 1,0	–	менее 0,1	100	Среднеагрессивная
– содержащие CO ₂	менее 7	любая	–	–	более 20	менее 0,1	100	Среднеагрессивная
аэрированные								
– не содержащие H ₂ S, CO ₂	6...8	любая	–	–	–	более 0,1	100	Среднеагрессивная
– содержащие H ₂ S	6...8	любая	+	более 1,0	–	более 0,1	100	Среднеагрессивная
– содержащие CO ₂	6...8	любая	–	–	более 20	более 0,1	100	Среднеагрессивная
<i>Промысловые сточные воды</i>								
неаэрированные								
– не содержащие H ₂ S, CO ₂	~ 7	любая	–	менее 1,0	–	менее 0,1	–	Неагрессивная
– содержащие H ₂ S	менее 7	любая	+	более 1,0	–	менее 0,1	– (FeS)	Среднеагрессивная
– содержащие CO ₂	менее 7	любая	–	–	более 20	менее 0,1	–	Среднеагрессивная
аэрированные								
– не содержащие H ₂ S, CO ₂	менее 7	любая	–	менее 1,0	–	более 0,1	–	Среднеагрессивная
– содержащие H ₂ S	менее 7	любая	+	более 1,0	–	более 0,1	– (FeS)	Среднеагрессивная
– содержащие CO ₂	менее 7	любая	–	–	более 20	более 0,1	–	Среднеагрессивная

Таблица 5.3 – Степень агрессивного воздействия нефтяных сред на нефтепромысловые трубопроводы из ВЧШГ

Среда	рН	Содержание агрессивных компонентов					Степень агрессивного воздействия
		СВБ	H ₂ S, мг/дм ³	CO ₂ , мг/дм ³	O ₂ , мг/дм ³	Взвешен. частицы, мг/дм ³	
<i>Устойчивые водонефтяные эмульсии</i> – не содержащие агрессивные компоненты	~ 7	–	–	–	–	до 0,05	Неагрессивная
– содержащие агрессивные компоненты	~ 7	+	более 1,0 в вод. фазе	более 5,0	–	более 0,05	Слабоагрессивная
<i>Неустойчивые водонефтяные эмульсии</i> – не содержащие агрессивные компоненты	~ 7	–	–	–	до 0,1 в вод. фазе		Неагрессивная
– содержащие агрессивные Компоненты	менее 7	+	более 1,0	5,0	более 0,1 в вод. фазе		Среднеагрессивная
<i>Газоводонефтяные смеси</i> – не содержащие агрессивные компоненты	~ 7	–	–	–	–		Неагрессивная
– содержащие агрессивные Компоненты	менее 7	+	следы	–	–		Среднеагрессивная

5.2.4 Трубы и соединительные детали из ВЧШГ должны соответствовать следующим нормативным документам:

- для раструбно-замковых соединений типа «RJ»:
 - ТУ 1461-075-50254094-2011 Трубы с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия;
 - ТУ 1460-076-50254094-2011 Соединительные части с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия;
 - ТУ 2531-077-50254094-2011 Уплотнительные резиновые кольца для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях из труб с раструбно-замковым соединением «RJ». Технические условия;
 - ТУ 1460-078-50254094-2011 Соединительные части сварные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях с соединением «RJ». Технические условия;
- для соединений методом прессовой посадки «ПП»:
 - ТУ 1461-008-23967414-2010 Трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия;
 - ТУ 1468-014-23967414-2011 Части соединительные сварные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промышленных трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия.

5.3 Трубы из ВЧШГ для соединений типа «RJ»

5.3.1 Трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом изготавливаются методом центробежного литья по ТУ 1461-075-50254094-2011.

5.3.2 Трубы DN80–DN500 мм имеют гладкий конец с одной стороны и раструбную часть с другой (рис. 5.1) под раструбно-замковое соединение «RJ» с кольцом резиновым уплотнительным типа «BPC» или «TYTON».

5.3.3 Раструбные части труб под соединение «RJ» с уплотнительными резиновыми кольцами типов «BPC» и «TYTON» конструктивно отличаются друг от друга конфигурацией посадочного места уплотнительных колец и длиной l_1 самого раструба. Трубы с различными типами уплотнительных колец эквивалентны по своим прочностным и эксплуатационным характеристикам.

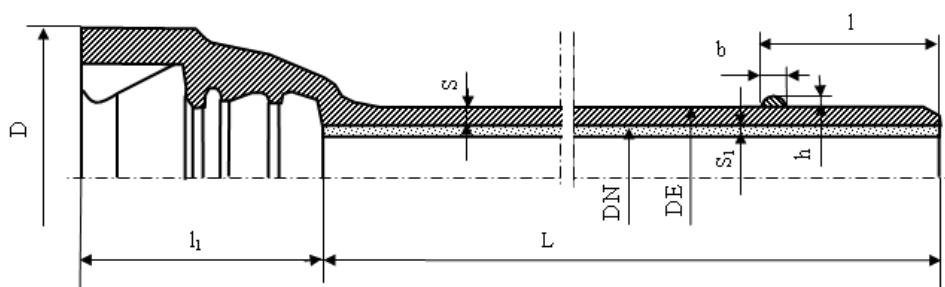


Рисунок 5.1 — Труба раструбная под соединение «RJ»

5.3.4 Трубопроводы из ВЧШГ, смонтированные по технологии «RJ», предназначены для эксплуатации с допустимым рабочим давлением, указанным в таблице 5.4, и при температуре перекачиваемого продукта не более 95°C. Допускается кратковременное увеличение температуры среды до 130°C для выполнения технологических операций по промывке трубопроводов (до 15 часов один раз в 2 месяца).

Таблица 5.4 – Допустимое рабочее давление для трубопроводов из ВЧШГ

Условный проход DN, мм	Допустимое рабочее давление, МПа
80	4,0
100	
125	
150	
200	
250	3,6
300	3,4
350	3,0
400	2,5
500	

5.3.5 Соединение «RJ» – стыковое раструбно-замковое с уплотнительным резиновым кольцом (рис. 5.2). Наплавленный валик на гладком конце трубы и стопоры,двигаемые после стыковки труб в выемку раструба, и фиксируемые стопорной проволокой, обеспечивают прочность соединения в осевом направлении.

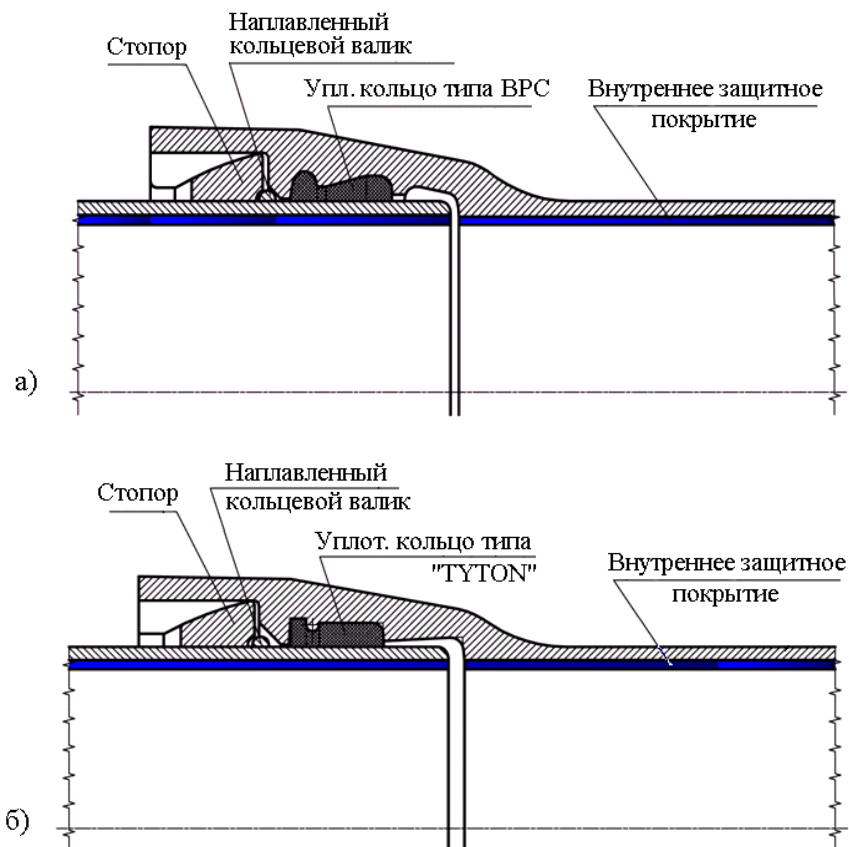


Рисунок 5.2 – Раструбно-замковое соединение «RJ»; а) с уплотн. кольцом типа ВРС; б) с уплотн. кольцом типа «TYTON»

5.3.6 Соединение «RJ» не является жестким и позволяет отклоняться соединённым трубам на угол от 3° до 5°, в зависимости от диаметра труб, при сохранении полной герметичности стыка (рис. 5.3). Допустимые углы отклонения от осевой линии трубопровода указаны в таблице 5.5.

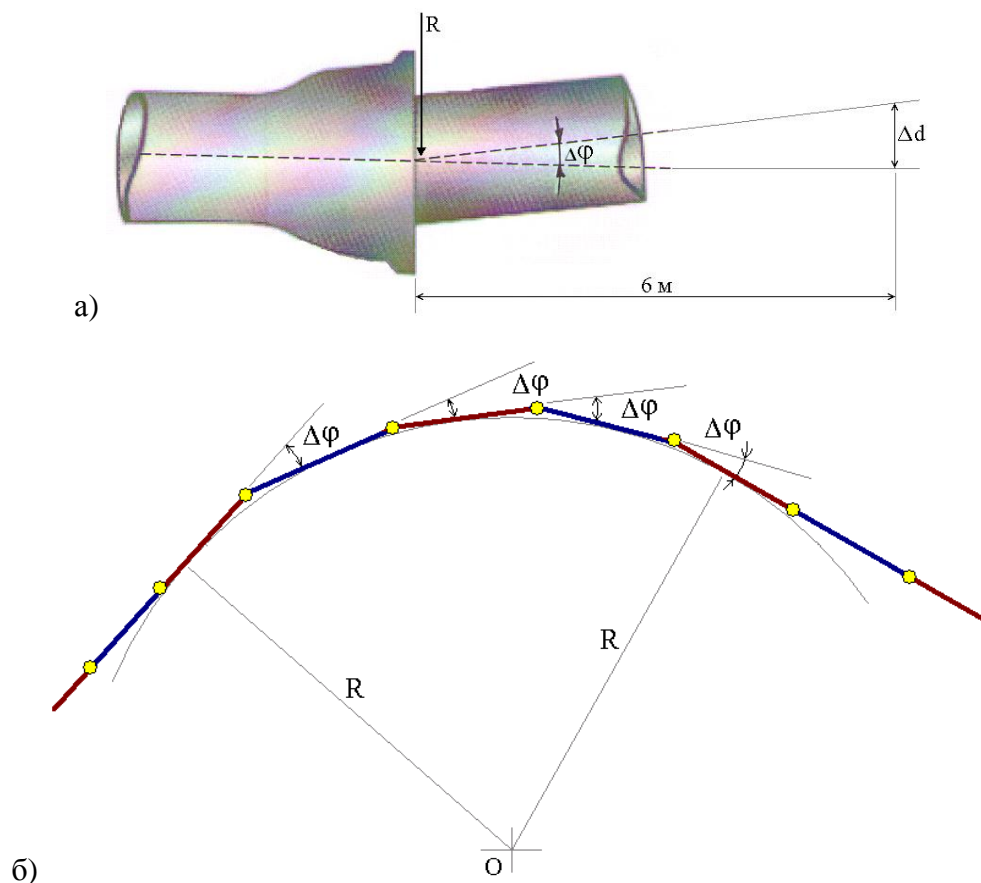


Рисунок 5.3 - Допустимый угол поворота осевых линий труб в соединении типа «RJ» (а) и искривление участка трубопровода за счёт поворотов на стыках (б)

Таблица 5.5 – Характеристики соединения «RJ» при изгибе

Условный проход, DN, мм	Допустимый угол отклонения при укладке $\Delta\phi$, град.	Радиус изгиба трубопровода R, м	Смещение конца трубы длиной 6 м от осевой линии Δd , м
80-150	5	69	0,52
200-300	4	86	0,42
350-500	3	115	0,32

5.3.7 Основными характеристиками труб являются условный проход, класс толщины стенки, длина, вид покрытия, вид уплотнительного кольца.

5.3.8 Условный проход (DN) – округленное цифровое обозначение внутреннего проходного сечения, которое является общим для всей трубопроводной системы.

5.3.9 Класс толщины стенок (K) по ГОСТ Р ИСО 2531 – коэффициент, связанный с номинальной толщиной стенки трубы, выбираемый из целого ряда чисел: 9, 10, 11, 12.

5.3.10 Номинальная толщина стенки чугунных труб и фитингов (S) рассчитывается как функция от условного прохода DN по следующей формуле:

$$S = K \cdot \sqrt{1,5 + 0,001 \cdot DN}, \text{ мм.} \quad (5.1)$$

Минимальное допустимое значение S для труб – 6 мм, для фитингов – 7 мм.

5.3.11 Эффективная длина раструбных труб (L) равна полной длине трубы за минусом глубины раструба, на которую может входить гладкий конец стыкуемой трубы.

5.3.12 Механические свойства металла труб, определяемые при испытании образцов на растяжение при температуре 20_{-10}^{+15} градусов по ГОСТ 1497, должны быть не менее:

- временное сопротивление $\sigma_B = 420$ МПа ;
- условный предел текучести $\sigma_{0,2} = 300$ МПа ;
- относительное удлинение $\delta = 10$ % ;
- твердость металла труб не должна превышать 230 НВ.

5.3.13 Ударная вязкость, определяемая на образцах без надреза при температуре 20_{-10}^{+15} по ГОСТ 9454, должна быть не менее 3 кгс·м/см².

5.3.14 Химический состав металла труб приведен в таблице 5.6. Содержание элементов S и P является сдаточной характеристикой.

Таблица 5.6 – Химический состав металла труб и соединительных деталей из ВЧШГ

Химический состав металла труб (массовая доля элементов), %					
C	Si	Mn	Mg	S	P
3,3-3,9	1,9-2,9	до 0,4	0,025-0,05	не более	
				0,015	0,1

5.3.15 Микроструктура металла труб должна быть ферритная с шаровидной формой графита. Доля перлитной составляющей не должна превышать 20 %. Шаровидного графита должно быть не менее 95 %. Количество структурно-свободного цемента в микроструктуре не должно превышать 5 %.

5.3.16 Трубы должны выдерживать заводское испытательное гидравлическое давление:

- не менее 6,0 МПа (60,0 кгс/см²) для DN от 80 до 300 мм;
- не менее 4,0 МПа (40,0 кгс/см²) для DN от 400 до 500 мм;

Время выдержки испытательного давления должно составлять 25-30 секунд с одновременным видеоконтролем.

5.3.17 Трубы раструбные для соединений «RJ» поставляются мерной длиной (L), равной 6000_{-30}^{+70} мм и 5800_{-30}^{+70} мм.

5.3.18 Другие размеры труб и их отклонения должны соответствовать величинам, указанным на рисунке 5.1 и в таблице 5.7.

5.3.19 Трубы могут быть изготовлены с цементно-песчаным покрытием, с покрытием из полимерных материалов, а также без покрытия в зависимости от заказа.

5.3.20 Для удобства монтажа и демонтажа труб торец гладкого конца трубы должен быть скруглён с радиусом, указанным на рисунке 5.4.

5.3.21 На наружную поверхность гладкого конца трубы наплавляется кольцевой валик согласно размерам, указанным на рисунке 5.4 и в таблице 5.7.

5.3.22 Размеры и характер допустимых поверхностных дефектов труб приведены в “Классификаторе допустимых поверхностных дефектов труб” (КД 01-2012).

Отклонение от прямолинейности труб должно быть не более 0,125 % от их длины.

5.3.23 По заказу потребителей в зависимости от условий эксплуатации трубопровода на трубы могут быть нанесены наружное и внутреннее защитные покрытия. В качестве защитных покрытий для труб используются материалы, имеющие высокую стойкость к воздействию нефти, нефтепродуктов и пластовых вод.

Таблица 5.7 – Основные размеры труб из ВЧШГ для класса толщины стенок К = 9

Размеры, мм										Масса 1 м тру- бы, кг
DN	D	DE	S	S ₁	l	ℓ _{1(ВРС)}	ℓ _{1(ТУТОН)}	h	b	
80	156	98 ^{+1,0} _{-2,7}	6,0 ^{-1,3}	3 ^{+2,0} _{-1,5}	85	127	127	5,0	8 ^{±2}	14,1
100	176	118 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 ^{-1,3}	3 ^{+2,0} _{-1,5}	91	135	133	5,0	8 ^{±2}	17,5
125	205	144 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 ^{-1,3}	3 ^{+2,0} _{-1,5}	95	143	139	5,0	8 ^{±2}	21,7
150	230	170 ^{+1,0} _{-2,9}	6,0 ^{-1,3}	3 ^{+2,0} _{-1,5}	101	150	144	5,0	8 ^{±2}	26,2
200	288	222 ^{+1,0} _{-3,0}	6,3 ^{-1,5}	3 ^{+2,0} _{-1,5}	106	160	155	5,5	9 ^{±2}	35,3
250	346	274 ^{+1,0} _{-3,0}	6,8 ^{-1,6}	3 ^{+2,0} _{-1,5}	106	165	165	5,5	9 ^{±2}	46,0
300	402	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,2 ^{-1,6}	3 ^{+2,0} _{-1,5}	106	170	175	5,5	9 ^{±2}	57,5
350	452	378 ^{+1,0} _{-3,4}	7,7 ^{-1,7}	5 ^{+3,5} _{-2,0}	110	180	180	6,0	10 ^{±2}	75,4
400	513	429 ^{+1,0} _{-3,5}	8,1 ^{-1,7}	5 ^{+3,5} _{-2,0}	115	190	185	6,0	10 ^{±2}	90,3
500	618	532 ^{+1,0} _{-3,8}	9,0 ^{-1,9}	5 ^{+3,5} _{-2,0}	120	200	200	6,0	10 ^{±2}	122,9

ℓ_{1(ВРС)} и ℓ_{1(ТУТОН)} – размер ℓ₁ по рис. 5.1 для труб под соединение “RJ” с резино-выми кольцами типов ВРС и “ТУТОН” соответственно.
S₁ – толщина внутреннего покрытия для глиноземистого цемента. При нанесении покрытий из других материалов толщина S₁ уточняется в НТД на покрытие

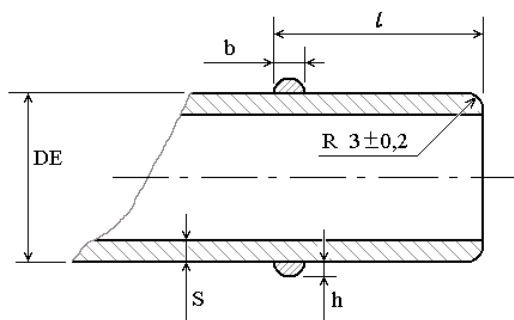


Рисунок 5.4 – Конфигурация гладкого конца трубы

5.3.24 Наружные покрытия:

- металлический цинк согласно требованиям ИСО 8179-1;
- металлический цинк согласно требованиям ИСО 8179-1 с нанесением поверх цинка дополнительного покрытия одним из следующих материалов:
 - грунтовка на основе акриловой смолы по ТУ РБ 14556184.002-96;
 - эпоксидная композиция по ГОСТ 9.602, ЕН 14901, ЕН 15189;
 - полиуретан по ГОСТ 9.602, ЕН 14901, ЕН 15189;
 - клейкие полимерные ленты по ГОСТ 9.602.

Допускается нанесение дополнительных покрытий на трубы без цинковой основы. По заказу потребителя допускается поставка труб без внешних защитных покрытий.

5.3.25 Внутренние покрытия:

- цементно-песчаное покрытие по ГОСТ Р 53384, ЕН 598 из высокоглинозёмистого цемента по ГОСТ 969;
- химически стойкие к газу, нефти и пластовым водам эпоксидные композиции или полиуретановые материалы по ГОСТ 9.602, ЕН 14901, ЕН 15189.

5.3.26 По заказу потребителя допускается поставка труб без внутренних защитных покрытий.

5.3.27 Трубы должны иметь литую маркировку в раструбе (на внутренней стороне), на которой должны быть нанесены следующие обозначения:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- условный проход;
- номера плавки и ковша;
- номер трубы;
- год изготовления;
- обозначение “GGG”, что свидетельствует о том, что материалом является чугун с шаровидной формой графита (ВЧШГ).

5.4 Стопоры и уплотнительные кольца для соединений “RJ”

5.4.1 Трубы поставляются в комплекте со стопорами и уплотнительными резиновыми кольцами в соответствии с ТУ 1461-075-50254094-2011 и ТУ 2531-077-50254094-2011.

5.4.2 Стопоры для фиксации гладкого конца трубы в раструбе выполняются из ВЧШГ. Размеры стопоров должны соответствовать рисунку 5.5 и таблице 5.8. В левый стопор вваривается проволока стальная низкоуглеродистая по ГОСТ 3282.

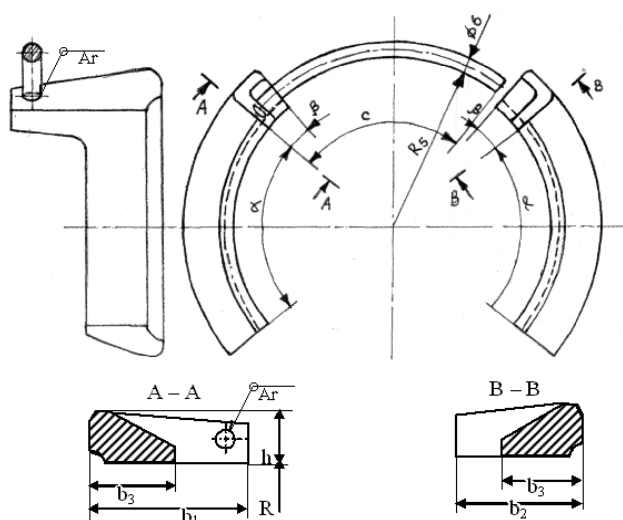


Рисунок 5.5 – Стопоры из высокопрочного чугуна для соединений «RJ»

Таблица 5.8 – Основные размеры стопоров колец для соединения “RJ”

DN, мм	b ₁ , мм	b ₂ , мм	b ₃ , мм	h, мм	R, мм	α, °	β, °	c, °	c, мм
80	48	38	24	17	49	78	12	92	90
100	50	38	24	17	59	78	11	93	107
125	52	40	25	18	72	78	10	94	128
150	55	43	26	18	85	78	9	95	152
200	60	48	26	19	111	78	8	96	197
250	65	53	28	21	137	80	7	97	243
300	70	58	30	22	163	50	6	56	167
350	75	63	34	23	189	50	5,5	54,5	188
400	80	67	38	24	214	50	5	53	207
500	85	72	38	24	266	48	4,5	51,5	248

Комплект поставки на одну трубу:

DN80 – DN250 – стопор правый 1 шт., стопор левый 1 шт.;

DN300 – DN5000 – стопор правый 2 шт., стопор левый 2 шт.

5.4.3 Уплотнительные резиновые кольца по ТУ 2531-077-50254094-2011 имеют двухслойную конструкцию, а их формы максимально повторяют конфигурацию раструба. Размеры уплотнительных колец указаны на рисунках 5.6, 5.7 и в таблицах 5.9, 5.10.

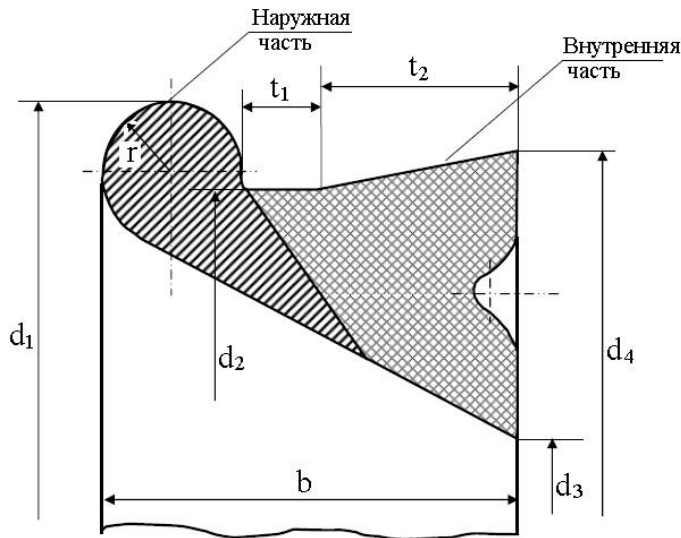


Рисунок 5.6 – Уплотнительное резиновое кольцо типа «BPC»

Таблица 5.9 – Основные размеры уплотнительных колец типа BPC, мм

DN	d_1	d_2	d_3	d_4	b	t_1	t_2	r
80	$122,0^{\pm 1}$	$111,0^{\pm 1}$	$80,5^{\pm 1}$	$116,5^{\pm 1}$	28	5,5	13,3	4,5
100	$146,5^{\pm 1}$	$134,5^{\pm 1}$	$99,5^{\pm 1}$	$140,5^{\pm 1}$	30	5,5	14,3	5,0
125	$172,5^{\pm 1}$	$160,5^{\pm 1}$	$123,0^{\pm 1}$	$167,0^{\pm 1}$	31	5,5	15,3	5,0
150	$203,5^{\pm 1,5}$	$189,5^{\pm 1,5}$	$151,0^{\pm 1,5}$	$196,0^{\pm 1,5}$	32	5,5	15,3	5,5
200	$260,0^{\pm 1,5}$	$244,0^{\pm 1,5}$	$202,0^{\pm 1,5}$	$250,0^{\pm 1,5}$	33	5,5	15,3	6,0
250	$315,0^{\pm 1,5}$	$299,0^{\pm 1,5}$	$257,0^{\pm 1,5}$	$305,0^{\pm 1,5}$	33	5,5	15,3	6,0
300	$369,0^{\pm 1,5}$	$353,0^{\pm 1,5}$	$311,0^{\pm 1,5}$	$359,0^{\pm 1,5}$	33	5,5	15,3	6,0
350	$424,0^{\pm 2,0}$	$406,0^{\pm 2,0}$	$361,0^{\pm 2,0}$	$413,0^{\pm 2,0}$	36	5,5	16,0	7,0
400	$477,0^{\pm 2,0}$	$459,0^{\pm 2,0}$	$414,0^{\pm 2,0}$	$465,0^{\pm 2,0}$	36	5,5	16,0	7,0
500	$587,0^{\pm 3,0}$	$568,0^{\pm 3,0}$	$529,0^{\pm 3,0}$	$576,0^{\pm 3,0}$	38	5,5	17,1	7,5

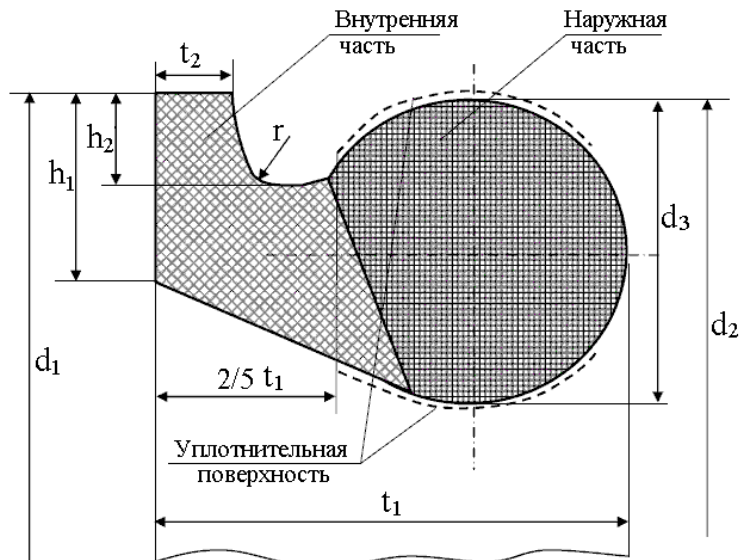


Рисунок 5.7 – Уплотнительное резиновое кольцо типа «TYTON»

Таблица 5.10 – Основные размеры уплотнительных колец типа “TYTON”, мм

DN	d ₁	d ₂	d ₃	h ₁	h ₂	t ₁	t ₂	r
80	126 ^{±1}	124 ^{±1}	16 ^{+0,5}	10 ^{±0,3}	4,5 ^{±0,5}	26 ^{±1}	5 ^{+0,4} _{-0,2}	3,5 ^{±0,1}
100	146 ^{±1}	144 ^{±1}	16 ^{+0,5}	10 ^{±0,3}	4,5 ^{±0,5}	26 ^{±0,6}	5 ^{+0,4} _{-0,2}	3,5 ^{±0,1}
125	173 ^{±1}	171 ^{±1}	16 ^{+0,5}	10 ^{±0,3}	4,5 ^{±0,5}	26 ^{±0,6}	5 ^{+0,4} _{-0,2}	3,5 ^{±0,1}
150	200 ^{±1,5}	198 ^{±1,5}	16 ^{+0,5}	10 ^{±0,3}	4,5 ^{±0,5}	26 ^{±0,6}	5 ^{+0,4} _{-0,2}	3,5 ^{±0,1}
200	256 ^{±1,5}	254 ^{±1,5}	18 ^{+0,5}	11 ^{±0,3}	5 ^{±0,5}	30 ^{±0,6}	6 ^{+0,4} _{-0,2}	4 ^{±0,1}
250	310 ^{±1,5}	308 ^{±1,5}	18 ^{+0,5}	11 ^{±0,3}	5 ^{±0,5}	32 ^{±0,6}	6 ^{+0,4} _{-0,2}	4 ^{±0,1}
300	366 ^{±1,5}	364 ^{±1,5}	20 ^{+0,5}	12 ^{±0,3}	5,5 ^{±0,5}	34 ^{±0,6}	7 ^{+0,4} _{-0,2}	4,5 ^{±0,1}
350	420 ^{±2}	418 ^{±2}	20 ^{+0,5}	12 ^{±0,3}	5,5 ^{±0,5}	34 ^{±0,6}	7 ^{+0,4} _{-0,2}	4,5 ^{±0,1}
400	475 ^{±2}	473 ^{±2}	22 ^{+0,5}	13 ^{±0,3}	6 ^{±0,5}	38 ^{±0,6}	8 ^{+0,4} _{-0,2}	5 ^{±0,1}
500	583 ^{±3}	581 ^{±3}	24 ^{+0,5}	14 ^{±0,3}	6,5 ^{±0,5}	42 ^{±0,6}	9 ^{+0,4} _{-0,2}	5,5 ^{±0,1}

5.5 Соединительные детали для соединений типа “RJ”

5.5.1 Соединительные детали предназначены для изменения направления укладки труб, подсоединения ответвлений, а также для ремонта трубопроводов.

5.5.2 Допустимые рабочие давления соединительных деталей под все виды соединений должны соответствовать таблице 5.4.

5.5.3 Соединительные детали изготавливаются либо методом литья в землю, либо сварными.

5.5.4 Номенклатура литых соединительных деталей в настоящее время ограничена и не удовлетворяет всем требуемым сочетаниям типоразмеров и конструкций, необходимых при строительстве, в особенности при реконструкции. В этих случаях рекомендуется применять сварные соединительные детали, типоразмеры которых удовлетворяют требованиям конструкции узла.

5.5.5 Литые соединительные детали из ВЧШГ для промышленных трубопроводов изготавливаются по ТУ 1460-076-50254094-2011:

- с раструбной частью с одной стороны и гладким концом с другой;
- с фланцем с одной стороны и гладким концом с другой;
- с раструбными частями с двух или трёх (для тройников) сторон;
- с гладким концом со всех сторон.




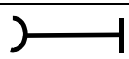


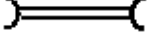

5.5.6 Наименования и обозначения литых соединительных деталей соответствуют таблице 5.11.

5.5.7 Схемы и размеры литых соединительных деталей для соединений типа “RJ” приведены в приложении Б.

5.5.8 Литые соединительные детали и стопоры должны удовлетворять следующим требованиям:

- твердость на наружной поверхности не должна превышать 250 НВ;
- относительное удлинение металла должно быть не менее 5%;
- остальные механические свойства должны быть такими же, как и труб из ВЧШГ;
- микроструктура металла должна быть ферритно-перлитная с шаровидной формой графита. Доля перлитной составляющей не должна превышать 40 %. Остальные характеристики микроструктуры должны быть такими же, как и труб из ВЧШГ;
- химический состав металла должен соответствовать таблице 5.6.

Таблица 5.11 – Наименования и обозначения литых соединительных деталей из ВЧШГ для соединений типа “RJ”

Наименование	Обозначение	
	на схемах	в документах
Тройник раструбный		ТР
Колено раструбное *)		УР
Отвод раструбный		ОР
Патрубок фланец - раструб		ПФР
Патрубок фланец - гладкий конец		ПФГ
Двойной раструб компенсационный		ДРК
Муфта свертная		МС
Муфта подвижная		МН
*) Коленом назван отвод, соответствующий углу поворота оси на 90°.		

5.5.9 Сварные соединительные детали из ВЧШГ для соединений типа “RJ” изготавливаются по ТУ 1460-078-50254094-2011:

- с раструбной частью с одной стороны и гладким концом с другой;
- с фланцем с одной стороны и гладким концом с другой;
- с раструбными частями с двух или трёх (для тройников) сторон;
- с раструбной частью, фланцем и гладким концом (для тройников)/

По согласованию с заказчиком возможны другие варианты изготовления сварных соединительных частей.

5.5.10 Наименования и обозначения сварных соединительных деталей соответствуют таблице 5.12, схемы и размеры приведены в приложении В.

5.5.11 Сварные соединительные детали изготавливаются из заготовок труб, выполненных центробежным способом литья по ТУ 1461-075-50254094-2011.




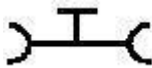




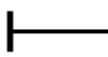


5.5.12 В качестве отдельных частей могут использоваться стальные заготовки.

5.5.13 Сварка выполняется в строгом соответствии со специальной технологической инструкцией (приложение А).

5.5.14 Все механические свойства (за исключением относительного удлинения), микроструктура, химический состав чугуновых заготовок сварных соединительных деталей должны соответствовать аналогичным показателям труб из ВЧШГ. Относительное удлинение должно быть не ниже 5 %.

5.5.15 Сварные швы соединительных деталей должны быть равнопрочными стенке труб-заготовок.

Таблица 5.12 – Наименования и обозначения сварных соединительных деталей из ВЧШГ для соединений типа «RJ»

Наименование	Обозначение	
	в схемах	в документе
Тройник раструб – гладкий конец		ТРГ
Тройник раструб – фланец – гладкий конец		ТРФГ
Тройник раструбный		ТР
Тройник раструб – фланец		ТРФ
Колено раструб-гладкий конец		УРГ
Колено раструбное		УР
Отвод раструбный		ОР
Отвод раструб – гладкий конец		ОРГ
Патрубок фланец – гладкий конец		ПФГ
Патрубок фланец – раструб		ПФР
Патрубок раструб – гладкий конец сталь		ПРГ ст.

5.5.16 Каждая соединительная деталь (литая, сварная) должна быть испытана гидравлическим давлением с теми же параметрами, как и трубы из ВЧШГ.

5.5.17 Толщина стенок соединительных деталей должна быть на 1-2 класса выше, чем у труб, предназначенных для строительства данного трубопровода.

5.5.18 Соединительные детали применительно к раструбным трубам с соединением типа «RJ» поставляются в комплекте со стопорами из высокопрочного чугуна и уплотнительными резиновыми кольцами.

5.5.19 Соединительные детали поставляются без покрытий или с такими же наружным и внутренним покрытиями, что и трубы из ВЧШГ.

5.5.20 Допустимые отклонения по длине соединительных деталей с раструбами, с фланцем и раструбом, с фланцем и гладким концом не должны превышать ± 20 мм, а по длине фланцевых соединительных частей ± 10 мм.

5.5.21 Торцы гладких концов соединительных деталей, а также торцевые поверхности фланцев должны быть перпендикулярны к соответствующим осям. Оси ответвлений тройников должны быть перпендикулярны к осям магистральных частей.

5.5.22 Отклонение от перпендикулярности торцов соединительных деталей не должно превышать $0,5^\circ$.

5.5.23 На наружной поверхности гладкого конца соединительной детали для соединений «RJ» должен быть выполнен кольцевой валик согласно размерам, указанным на рисунке 5.4 и в таблице 5.13.

Допускается выполнять валик методом наплавки, так же, как и на трубы.

Таблица 5.13 – Размеры соединительных деталей на гладком конце для класса $K=12$

Условный проход DN, мм	Размеры, мм				
	DE	S	l	h	b
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	7,2	86 ^{±2}	5,0 ^{+0,5} _{-1,0}	8 ^{±2}
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	7,2	91 ^{±2}	5,0 ^{+0,5} _{-1,0}	8 ^{±2}
125	144 ^{+1,0} _{-2,8}	7,2	96 ^{±2}	5,0 ^{+0,5} _{-1,0}	8 ^{±2}
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	7,8	101 ^{±2}	5,0 ^{+0,5} _{-1,0}	8 ^{±2}
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	8,4	106 ^{±2}	5,5 ^{+0,5} _{-1,0}	9 ^{±2}
250	274 ^{+1,0} _{-3,1}	9,0	106 ^{±2}	5,5 ^{+0,5} _{-1,0}	9 ^{±2}
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	9,6	106 ^{±2}	5,5 ^{+0,5} _{-1,0}	9 ^{±2}
400	429 ^{+1,0} _{-3,5}	10,8	115 ^{±2}	6,0 ^{+0,5} _{-1,0}	10 ^{±2}
500	532 ^{+1,0} _{-3,8}	12,0	120 ^{±2}	6,0 ^{+0,5} _{-1,0}	10 ^{±2}

5.5.24 Овальность охватываемого конца соединительных деталей должна быть:

- для DN 80÷200 мм в пределах допуска наружного диаметра;
- для DN 250÷500 мм – не превышать 1% наружного диаметра.

5.5.25 На наружной поверхности соединительной детали должна быть нанесена маркировка с указанием:

- товарного знака предприятия-изготовителя и года выпуска;
- условного обозначения соединительной детали;
- года выпуска (допускается две последние цифры);
- обозначения, что материалом соединительной детали является чугун с шаровидной формой графита (GGG);
- номинального давления для фланцев (PN).

5.5.26 Маркировка соединительной детали отливается или приваривается на её наружной нерабочей поверхности.

Допускается нанесение маркировки несмываемой краской.

5.5.27 Отводы для участков трубопроводов, на которых предусматривается проход диагностических приборов, должны иметь радиус изгиба не менее $5 \cdot DE$.

5.6 Трубы из ВЧШГ для соединений типа “ПП”

5.6.1 Трубы из ВЧШГ для соединений типа “ПП” изготавливаются по ТУ 1461-008-23967414-2010.

5.6.2 Требования к трубам из ВЧШГ по механическим свойствам, микроструктуре и химическому составу совпадают с аналогичными требованиями для труб с соединением типа “RJ” (см. подраздел 5.3).

5.6.3 Размеры труб для соединений типа “ПП” должны соответствовать рисункам 5.8, 5.9 и таблицам 5.14, 5.15.

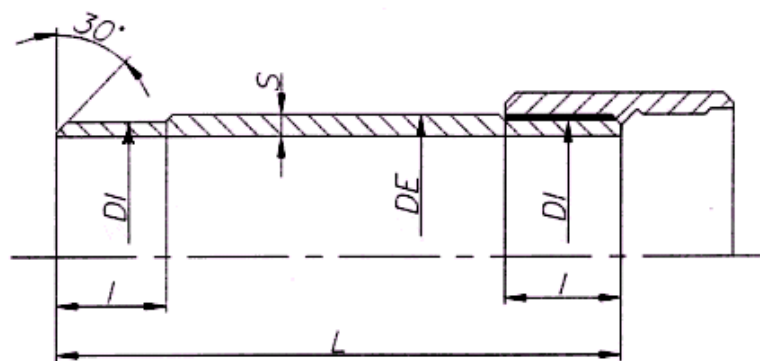


Рисунок 5.8 – Вариант трубы типа “однотрубка”

Таблица 5.14 – Размеры и масса трубы типа “однотрубка”

DN мм	DE мм	DI для размерных групп, мм		l мм	S мм	L мм	Масса трубы с муфтой, кг
		1	2				
80	98 ^{+1,0-2,7}	95,3 ^{+0,20}	97,0 ^{+0,20}	125	6,0 ^{-1,3}	5800 ⁺⁵⁰	74,2
100	118 ^{+1,0-2,8}	115,2 ^{+0,25}	117,0 ^{+0,25}	140	6,0 ^{-1,3}	5800 ⁺⁵⁰	87,7
125	144 ^{+1,0-2,9}	141,2 ^{+0,25}	143,0 ^{+0,25}	155	6,0 ^{-1,3}	5800 ⁺⁵⁰	109,5
150	170 ^{+1,0-2,9}	167,1 ^{+0,30}	169,0 ^{+0,30}	175	6,0 ^{-1,3}	5800 ⁺⁵⁰	132,3
200	222 ^{+1,0-3,0}	219,0 ^{+0,30}	221,0 ^{+0,30}	230	6,3 ^{-1,6}	5800 ⁺⁵⁰	177,6
250	274 ^{+1,0-3,1}	270,9 ^{+0,32}	273,0 ^{+0,32}	250	6,8 ^{-1,6}	5800 ⁺⁵⁰	232,8
300	326 ^{+1,0-3,3}	322,7 ^{+0,36}	325,0 ^{+0,36}	325	7,2 ^{-1,6}	5800 ⁺⁵⁰	294,0

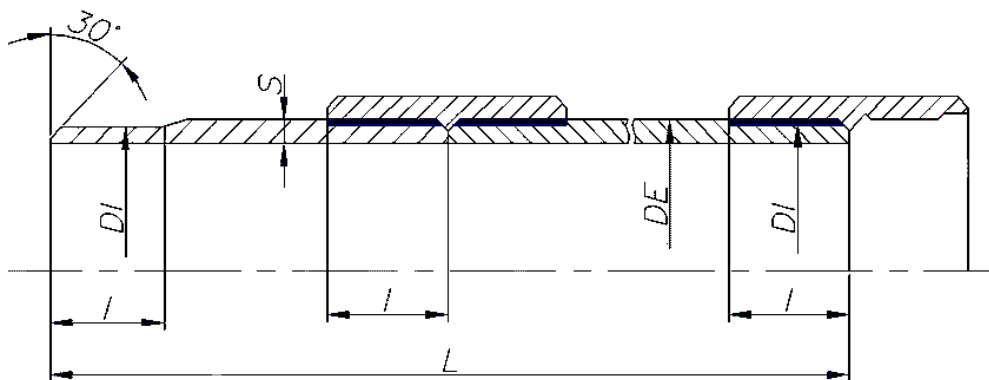


Рисунок 5.9 – Вариант трубы (плетя) типа “двухтрубка”

Таблица 5.15 – Размеры и масса трубы (плетя) типа “двухтрубка”

DN мм	DE мм	DI для размерных групп, мм		l мм	S мм	L мм	Масса трубы с муфтами, кг
		1	2				
80	98 ^{+1,0-2,7}	95,3 ^{+0,20}	97,0 ^{+0,20}	125	6,0 ^{-1,3}	11600 ⁺¹⁰⁰	155,4
100	118 ^{+1,0-2,8}	115,2 ^{+0,25}	117,0 ^{+0,25}	140	6,0 ^{-1,3}	11600 ⁺¹⁰⁰	186
125	144 ^{+1,0-2,9}	141,2 ^{+0,25}	143,0 ^{+0,25}	155	6,0 ^{-1,3}	11600 ⁺¹⁰⁰	230
150	170 ^{+1,0-2,9}	167,1 ^{+0,30}	169,0 ^{+0,30}	175	6,0 ^{-1,3}	11600 ⁺¹⁰⁰	279,6
200	222 ^{+1,0-3,0}	219,0 ^{+0,30}	221,0 ^{+0,30}	230	6,3 ^{-1,6}	11600 ⁺¹⁰⁰	384
250	274 ^{+1,0-3,1}	270,9 ^{+0,32}	273,0 ^{+0,32}	250	6,8 ^{-1,6}	11600 ⁺¹⁰⁰	521,6
300	326 ^{+1,0-3,3}	322,7 ^{+0,36}	325,0 ^{+0,36}	325	7,2 ^{-1,6}	11600 ⁺¹⁰⁰	668

5.6.4 По заказу потребителей в зависимости от условий эксплуатации трубопровода на трубы (включая муфты) могут быть нанесены наружное и внутреннее защитные покрытия, такие же, как и на трубы с соединением “RJ” (см. раздел 5.3).

5.7 Муфта для соединений типа “ПП”

5.7.1 Муфта для соединений типа “ПП” по ТУ 1461-008-23967414-2010 изготавливается из стали 20. Для районов Крайнего Севера и приравненных к ним применяются марки сталей 20А, 20С, 13ХФА, 09Г2С, 09ГСФ.

5.7.2 Конструкция, размеры и масса муфт должны соответствовать рисунку 5.10 и таблице 5.16.

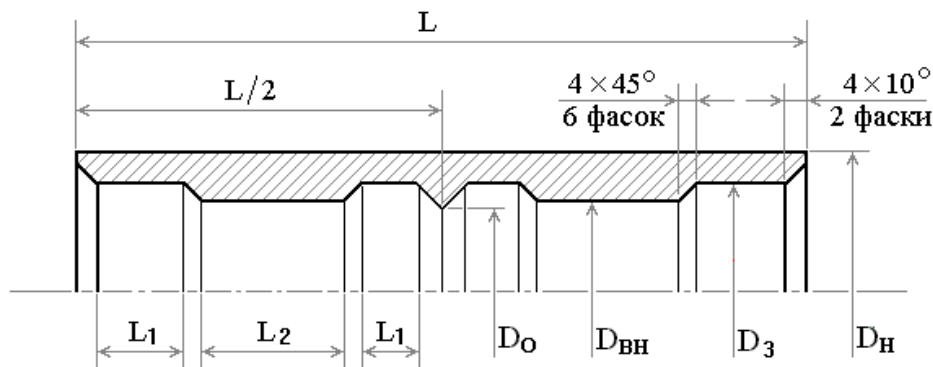


Рисунок 5.10 – Эскиз муфты

Таблица 5.16 – Размеры и масса муфты для соединений типа “ПП”

DN мм	L мм	L1 мм	L2 мм	Dн мм	Dо мм	Dвн для размерных групп, мм		Dз для размерных групп, мм	
						1	2	1	2
80	250	10	88	108	88	93,7 ^{-0,20}	95,4 ^{-0,20}	96,0 ^{±0,2}	98,0 ^{±0,2}
100	280	10	103	133	109	113,6 ^{-0,25}	115,4 ^{-0,25}	116,0 ^{±0,2}	118,0 ^{±0,2}
125	280	10	103	156	134	139,6 ^{-0,25}	141,4 ^{-0,25}	142,1 ^{±0,2}	144,1 ^{±0,2}
150	350	15	128	182	160	165,1 ^{-0,30}	167,0 ^{-0,30}	168,0 ^{±0,2}	170,0 ^{±0,2}
200	460	15	183	245	213	217,0 ^{-0,30}	219,0 ^{-0,30}	220,0 ^{±0,2}	222,0 ^{±0,2}
250	500	20	193	299	263	268,4 ^{-0,32}	270,5 ^{-0,32}	272,0 ^{±0,2}	274,0 ^{±0,2}
300	650	20	268	351	315	319,7 ^{-0,36}	322,0 ^{-0,36}	324,0 ^{±0,2}	326,0 ^{±0,2}

5.8 Соединительные детали для соединений типа “ПП”

5.8.1 Соединительные детали для трубопроводов, монтируемых по технологии “ПП”, изготавливаются по ТУ 1468-014-23967414-2011 методом сварки из трубных заготовок.

5.8.2 Основные размеры деталей приведены в приложении Г.

5.8.3 Заготовкой является труба из ВЧШГ по ТУ 1461-075-50254094-2011, прошедшая заводские испытания и принятая ОТК завода-изготовителя.

5.8.4 Сварка и требования к сварным швам соединительных деталей должны соответствовать специальной технологической инструкции (приложение А).

5.8.5 Все соединительные детали должны быть подготовлены к соединению методом прессовой посадки. Для этого присоединяемые концы должны быть откалиброваны на длине M/2, , равной длине половины муфты по ТУ 1461-008-23967414-2010.

5.8.6 По заказу потребителя на наружную поверхность соединительных деталей может быть нанесено защитное (изоляционное) покрытие в различных сочетаниях (цинковое покрытие, акриловая смола, эпоксидная композиция, полиуретан, битумный лак, асмольный лак и др.).

5.9 Стальные трубы и соединительные детали

5.9.1 При строительстве трубопроводов из ВЧШГ могут быть использованы на отдельных участках трубы и соединительные элементы из сталей (реконструкция стальных трубопроводов с заменой труб, стальные ремонтные муфты и хомуты и т.д.). При этом должны соблюдаться требования СП 34-116-97.

5.9.2 Переход от чугунных труб к стальным элементам осуществляется с использованием сварных соединительных деталей, изготовленных в цеховых условиях с соответствии с ТУ 1460-078-50254094-2011.

5.10 Регулирующая, предохранительная и запорная арматура

5.10.1 На трубопроводах из ВЧШГ устанавливается такая же регулирующая и предохранительная арматура, что и на стальных трубопроводах.

5.10.2 При выборе типа запорной арматуры (задвижка, вентиль, кран) исходят из диаметра трубопровода и характера перекачиваемой среды.

5.10. Краны могут применяться только в случаях, когда использование задвижек или вентилях по каким-либо соображениям невозможно или нецелесообразно.

5.10.3 Применение запорной арматуры в качестве регулирующей запрещается.

5.10.4 Конструкции регулирующей, предохранительной и запорной арматуры должны обеспечивать герметичность, соответствующую I классу по ГОСТ 9544.

5.10.5 Материал арматуры для трубопроводов выбирается в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды. Арматуру из цветных металлов и их сплавов допускается применять лишь в тех случаях, когда стальная и чугунная арматура не может быть использована по обоснованным причинам.

5.10.6 Соединения труб с запорной арматурой выполняются при помощи специальных переходов, изготовленных по ТУ 1460-076-50254094-2011, ТУ 1460-078-50254094-2011, ТУ 1468-014-23967414-2011: ПФГ, ПФР для фланцевого присоединения к задвижке или ПРГст, ПГст для приварных задвижек (таблица 5.11).

5.10.7 Наружная изоляция арматуры выполняется путем нанесения лакокрасочных материалов.

5.10.8 Маркировка и окраска арматуры выполняется в соответствии с ГОСТ 4666.

5.11 Изделия для закрепления трубопроводов против всплытия

5.11.1 Для закрепления (балластирования) трубопроводов из ВЧШГ, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, предусматриваются утяжеляющие навесные или кольцевые одиночные грузы, скорлупообразные грузы, сплошные утяжеляющие покрытия, балластирующие грузы с использованием грунта и анкерные устройства по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

5.11.2 Все изделия, применяемые для закрепления трубопроводов, должны обладать химической и механической стойкостью по отношению к воздействиям среды, в которой они устанавливаются.

5.11.3 Навесные утяжеляющие одиночные грузы должны изготавливаться в виде изделий из бетона, железобетона и других материалов с плотностью не менее 2200 кг/м³.

5.11.4 Номинальная масса утяжеляющего бетонного груза устанавливается проектом.

5.11.5 Скорлупообразные грузы изготавливаются из железобетона в виде продольных полуцилиндров.

5.11.6 Агрессивность среды и требования к защите бетонных грузов определяется в соответствии с требованиями СП 28.13330.2012.

5.12 Противокоррозионные покрытия трубопроводов

5.12.1 Трубы и соединительные детали, изготовленные из ВЧШГ, обладают уникальным сочетанием механических и коррозионных свойств: при высокой прочности и умеренной пластичности имеют значительно более высокую коррозионную стойкость по сравнению со стальными трубами. Это сочетание свойств и позволяет получать положительный эффект при сооружении промышленных трубопроводов и обеспечивает более высокий ресурс даже при отсутствии защитных покрытий.

Тем не менее, рекомендуется трубопроводы из ВЧШГ покрывать противокоррозионными (изоляционными) материалами, особенно тщательно на участках, где использованы стальные детали (например, стальные муфты в соединениях типа ПП, сварные переходы чугуна-сталь).

5.12.2 Защитное покрытие может быть нанесено как в заводских и базовых условиях (на трубы, соединительные детали, плети из нескольких труб), так и в трассовых условиях (на смонтированный трубопровод) перед засыпкой траншеи.

5.12.3 В трассовых условиях могут быть нанесены покрытия, предусмотренные таблицей 6 ГОСТ Р 51164.

5.12.4 Для противокоррозионной защиты участков трубопроводов из ВЧШГ при их подземной, подводной (с заглублением в дно) и наземной (в насыпи) прокладке рекомендуются материалы и конструкции покрытий, приведенные в таблице 5.17.

Таблица 5.17 – Наружные защитные покрытия трубопроводов из ВЧШГ

Условия нанесения покрытия	Материал и конструкция защитного покрытия	Толщина покрытия, мм	Максимальная температура эксплуатации, °С
Заводское	Металлический цинк с дополнительными покрытиями по разделу 7.3	≥ 150 г/м ²	95
Заводское, базовое	На основе полиуретановых смол	1,5	80
	На основе эпоксидных красок	0,35	80
	Экструдированный полиэтилен	1,8-2,0	60
Заводское, базовое, трассовое	На основе асвольной мастики	0,5	50
	Ленточная (пленочная) изоляция	По ГОСТ 9.602	
	Мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная	1,0	40
Трассовое	На основе термоусаживающихся материалов (лент)	1,2	95
	Полиэтиленовый чулок	0,2	95

Примечания:

- Под максимальной температурой эксплуатации понимается максимальная температура транспортируемой продукции.
- Допускается разброс толщины покрытия в пределах ± 20 %.

– При наличии покрытий заводского нанесения не требуется нанесение дополнительного покрытия в трассовых условиях.

5.12.5 Для защиты внутренней поверхности трубопроводов рекомендуются покрытия, приведенные в таблице 5.18.

Таблица 5.18 – Типы внутренних защитных покрытий

Условия нанесения	Тип защитного покрытия	Кол-во слоев	Суммарная толщина покрытия, мм	Степень агрессивности транспортируемой среды
1	2	3	4	5
Заводское	Цементно-песчаное из высокоглинозёмистого цемента по ГОСТ 969, ЕН 598		3–5	Неагрессивная, слабоагрессивная, сильноагрессивная
Заводское, базовое	Полиуретановые материалы по ГОСТ 9.602, ЕН 14901, ЕН 15189		1–2	Неагрессивная, слабоагрессивная, сильноагрессивная
Заводское, базовое	Лакокрасочные покрытия на основе двухкомпонентных эпоксидных, модифицированных эпоксидных и фенольных материалов, содержащих растворитель	2–5	не менее 0,3	Неагрессивная, слабоагрессивная, сильноагрессивная ¹⁾
Заводское, базовое	Лакокрасочные покрытия на основе двухкомпонентных эпоксидных, модифицированных эпоксидных материалов: - с высоким (>70%) содержанием сухого остатка; - не содержащих растворитель		0,3–0,5	Неагрессивная, слабоагрессивная, среднеагрессивная
		1–2		
		1		
Заводское, базовое	Порошковые покрытия на основе полимерных эпоксидных и модифицированных эпоксидных материалов, наносимых по жидкой адгезионной грунтовке (праймеру)	1 (праймер) 1 (порошок)	0,3–0,5	Неагрессивная, слабоагрессивная, среднеагрессивная, сильноагрессивная
Заводское, базовое	Стеклоэмалевые покрытия			
	- безгрунтовое	1	не менее 0,3	Неагрессивная, слабоагрессивная, среднеагрессивная
	- покровное	2	не менее 0,4	Неагрессивная, слабоагрессивная, среднеагрессивная, сильноагрессивная
¹⁾ Для сильноагрессивных сред применяются покрытия только на основе фенольных смол				

5.12.6 Для сохранности покрытия заводского или базового нанесения в период транспортирования, погрузочно-разгрузочных работ и складирования труб необходимо принять специальные меры в соответствии с нормативной документацией, исключающие механические повреждения покрытий.

5.12.7 Строительство трубопроводов, как правило, выполняют из изолированных труб и соединительных деталей с заводским или базовым покрытием. Трассовая изоляция допускается только при соответствующем обосновании.

5.12.8 Трубопроводы, монтируемые по технологии “RJ”, должны иметь заводское или базовое покрытие, так как они монтируются в траншее.

5.12.9 Изоляцию трубопроводов из ВЧШГ в трассовых условиях рекомендуется производить в соответствии с требованиями разделов 18 и 19 СП 34-116-97 с учетом особенностей соединений (неровная поверхность на стыках).

5.12.10 Нанесение изоляционного покрытия на стыки труб осуществляется в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей изоляционных материалов.

5.13 Тепловая изоляция

5.13.1 При проектировании тепловой изоляции должны учитываться требования СП 61.13330.2012.

5.13.2 Конструкция тепловой изоляции включает антикоррозионное, теплоизоляционное, гидроизоляционное покрытия, светозащитный слой.

5.13.3 Антикоррозионное покрытие выполняется путем нанесения грунтовок.

5.13.4 Теплоизоляционный слой выполняется из минераловолокнистых материалов и изделий из пенопластов (скорлуп, цилиндров, полуцилиндров и др.). При необходимости на трубы из ВЧШГ в заводских условиях может быть нанесена тепловая изоляция из пенополиуретана.

5.13.5 Нанесение гидроизоляции производится путем обмотки теплоизоляционного слоя полимерной лентой.

5.13.6 Светозащитный слой (алюминиевую фольгу) наносится спиральной намоткой с нахлестом. При этом фольга приклеивается к липкому слою гидроизоляционной ленты и прикатывается роликом.

5.13.7 Теплоизоляция стыков на трассе и окончательная засыпка траншеи производится только после предварительных испытаний участка на прочность и герметичность.

6 Порядок проектирования и согласования проектов строительства промышленных трубопроводов из ВЧШГ

6.1 Проектирование промышленных трубопроводов из ВЧШГ должно проводиться на основании соответствующих нормативных документов и законодательных актов в области проектирования, промышленной безопасности, охраны окружающей среды, в том числе: ВНТП 3-85, ВСН 003-88, ВСН 51-3-85/2.38-85, ГОСТ Р 51164, СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2012, СП 34-116-97, ПБ 08-624-03 и других. При этом должны быть учтены отличительные особенности труб из ВЧШГ, технологии монтажа и ремонта, изложенные в настоящем документе.

6.2 Конструкция промышленных трубопроводов и способ их прокладки должны обеспечивать:

- безопасную и надежную эксплуатацию в пределах нормативного срока службы;
- ведение технологий промышленного сбора и транспорта продукции скважин в соответствии с проектными параметрами;
- возможность контроля технического состояния трубопроводов в процессе строительства и эксплуатации;

- производство монтажных и ремонтных работ с применением передовых технических и технологических средств;
- защиту трубопроводов от коррозии, вторичных проявлений молнии и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных, гидратных и других пробок.

6.3 Диаметр трубопроводов должен определяться гидравлическим расчетом и соответствовать сортаменту выпускаемых труб.

Гидравлический расчет трубопроводов, транспортирующих газожидкостные смеси, рекомендуется проводить по методике, принятой в нефтегазодобывающей компании, с учётом свойств продуктов. Пример гидравлического расчёта приведен в приложении Д.

6.4 Расчет на прочность следует проводить согласно СП 34-116-97 с учётом коэффициентов надёжности, принимаемых для трубопроводов из ВЧШГ (приложение Е).

6.5 Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является договор (контракт), заключаемый заказчиком и проектной организацией. Неотъемлемой частью договора (контракта) должно быть задание на проектирование, в котором указываются основные требования к трубопроводу и условия эксплуатации.

6.6 Разработка проектной документации осуществляется при наличии утвержденного решения о предварительном согласовании места размещения трубопроводов, актов выбора земельного участка под строительство трубопроводов, технических условий на пересечение с существующими инженерными коммуникациями и иных предпроектных материалов, договора, задания на проектирование и материалов инженерных изысканий.

6.7 Проект на строительство и реконструкцию промысловых трубопроводов из ВЧШГ должен включать в себя следующие разделы:

- общая пояснительная записка;
- генеральный план и транспорт;
- технологические решения;
- инженерное оборудование, сети и системы, в т.ч. сопряжение с оборудованием и участками трубопроводов из других материалов, контроль и автоматизация, электропитание и электрооборудование, электрохимическая защита (при необходимости), защита от коррозии;
- архитектурно-строительные решения;
- организация строительства;
- охрана окружающей среды;
- промышленная безопасность;
- мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- сметная документация;
- эффективность инвестиций.

6.8 Проекты на строительство и реконструкцию промысловых трубопроводов подлежат государственной экспертизе в соответствии с порядком, установленным в Российской Федерации, и утверждаются заказчиком.

7 Обеспечение необходимого уровня надёжности и безопасности

7.1 Необходимый уровень надёжности промысловых трубопроводов из ВЧШГ и их безопасность обеспечивается:

- категорированием трубопроводов и их участков в зависимости от назначения;
- определением коэффициентов надёжности, характеризующих назначение, условия работы трубопроводов, применяемые материалы и действующие нагрузки;

- выбором безопасных расстояний;
- расчётами на прочность и устойчивость;
- выбором конструктивно-технологических решений при строительстве;
- технологическими решениями при обслуживании и ремонте.

7.2 Промысловые трубопроводы и их участки подразделяются на категории, которые определяются их назначением, и характеризуются объемом неразрушающего контроля, величиной испытательного давления.

7.3 Категории трубопроводов и их участков принимаются в соответствии с указаниями раздела 4 СП 34-116-97.

7.4 Коэффициенты надёжности для трубопроводов из ВЧШГ с условным диаметром до 500 мм, рабочим давлением до 4,0 МПа принимаются:

коэффициент надёжности по назначению $\gamma_n=1,00$;

коэффициент надёжности по условиям работы $\gamma_c=0,90$;

коэффициент надёжности по материалу $\gamma_m=1,6$

коэффициент надёжности по нагрузке γ_f устанавливается в соответствии с таблицей 7.1.

Таблица 7.1 - Значения коэффициентов надёжности по нагрузке (γ_f)

Нагрузки и воздействия		Способ прокладки трубопроводов		Коэффициент надёжности по нагрузке, γ_f
Вид нагрузки	Характеристика нагрузки	Подземный	Надземный	
1	2	3	4	5
Постоянные	Собственный вес трубопровода, арматуры и обустройств	+	+	1,1 (0,95)
	Вес изоляции	+	+	1,2
	Давление (вес) грунта (засыпки, насыпи)	+	-	1,2 (0,8)
	Предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, самокомпенсация температурных расширений и др.) и гидростатическое давление воды	+	+	1,0
Временные длительные	Внутреннее давление транспортируемой среды:			
	газообразной	+	+	1,1
	жидкой	+	+	1,15
	Вес транспортируемой среды:			
	газообразной	+	+	1,1 (1,0)
	жидкой	+	+	1,0 (0,95)
Температурный перепад металла стенок трубопровода	+	+	1,1	
Неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения и др.)	+	+	1,5	

1	2	3	4	5
Кратковременные	Снеговая	-	+	1,4
	Гололедная	-	+	1,3
	Ветровая	-	+	1,2
	Транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание и пропуск очистных устройств	+	+	1,0
Особые	Сейсмические воздействия	+	+	1,0 1,3
	Нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования	+	+	1,0 1,3
	Неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры (селевые потоки и оползни; деформации земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах; деформации просадочных грунтов при замачивании или вечномерзлых при оттаивании и др.)	+	+	1,0 1,3
<p><i>Примечания:</i></p> <p>1. Знак "+" означает, что нагрузки и воздействия следует учитывать, знак "-" не учитывать.</p> <p>2. Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься в тех случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы трубопровода.</p> <p>3. Когда по условиям испытания или эксплуатации в трубопроводах, транспортирующих газообразные среды, возможно полное или частичное заполнение их внутренней полости водой или конденсатом, а в трубопроводах, транспортирующих жидкие среды – попадания воздуха или опорожнение их, необходимо учитывать изменение нагрузки от веса среды.</p>				

7.5 *Безопасность* в районах прохождения промысловых трубопроводов обеспечивается расположением их на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры.

Расстояния от оси подземных трубопроводов до зданий, сооружений и других инженерных сетей принимаются в зависимости от класса и диаметра трубопровода, транспортируемого продукта, назначения объектов и степени обеспечения их безопасности, но не менее значений, приведенных в табл. 13 СП 34-116-97.

Расстояния между параллельными трубопроводами принимаются из условий обеспечения сохранности всех действующих при строительстве нового трубопровода, безопасности выполнения работ, надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных в табл. 14 СП 34-116-97.

При прокладке промысловых трубопроводов параллельно магистральным нефте- и газопроводам расстояния между ними принимаются по СП 36.13330.2012.

7.6 *Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость* включает определение толщины стенок труб и соединительных деталей, проведение поверочного расчета принятого конструктивного решения при неблагоприятных сочетаниях нагрузок и воздействий с оценкой прочности и устойчивости рассматриваемого трубопровода, включая оценку устойчивости положения (против всплытия).

7.7 Прочность и устойчивость трубопровода обеспечивается как на стадии проектирования, так и на стадиях сооружения и испытаний.

7.8 Нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы, различаются на:

– силовые нагружения – внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, обустройств и транспортируемой среды, давление (вес) грунта, гидростатическое давление воды, снеговая, ветровая и гололедная нагрузки, нагрузки, возникающие при испытании и пропуске очистных устройств;

– деформационные нагружения – температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т.д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (морозное растрескивание, селевые потоки и оползни, деформации земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах, просадки, пучение, термокарстовые процессы), сейсмические воздействия.

7.9 По длительности действия нагрузки различаются на постоянные, временные длительные, кратковременные, особые.

7.10 Нормативные нагрузки от собственного веса трубопровода, арматуры и обустройств, изоляции, от воздействия грунта принимаются в соответствии с требованиями СП 20.13330.2011.

7.11 Нормативное значение давления транспортируемой среды устанавливается проектом на основании гидравлических расчётов.

7.12 Воздействия от предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов при надземной прокладке и др.) определяются по принятому конструктивному решению трубопровода.

7.13 Использование соединений типа “RJ” обеспечивает подвижность труб как в угловом так и осевом направлениях, что позволяет снизить нагрузки, вызванные сезонными или другими подвижками грунта.

7.14 Рекомендуемая методика расчётов на прочность и устойчивость приведена в приложении Е.

8 Основные требования к трассам трубопроводов

8.1 Выбор трассы трубопроводов производится на основе оценки экономической целесообразности и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов.

8.2 Прокладка трубопроводов по территории населенных пунктов промышленных и сельскохозяйственных предприятий допускается только при условии специальных технических условий, согласованных Минрегионразвития РФ.

8.3 Нефтепроводы и продуктопроводы должны располагаться над газопроводами при их пересечении.

8.4 Допускается совместная в одной траншее или на общих опорах прокладка трубопроводов одного или различных назначений.

8.5 Количество трубопроводов, укладываемых в одну траншею или на общих опорах, определяется проектом, исходя из условий надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ.

9 Конструктивные требования к трубопроводам

9.1 Допустимые радиусы поворота трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определяются, исходя из конструктивных особенностей и условий прочности труб и соединений.

9.2 Трубопроводы, использующие соединения типа “RJ”, не приводят к напряжениям упругого изгиба при радиусах поворота более R, указанных в таблице 5.5, за счёт подвижности соединений в угловом и осевом направлениях.

9.3 Радиус изгиба трубопроводов, использующих соединения типа “ПП”, должен быть не менее допустимого минимального значения ρ_{\min} , определяемого по формуле

$$\rho_{\min} = 1,5 \cdot DN \cdot 10^3.$$

9.4 На трубопроводах могут предусматриваться узлы запуска и приема очистных и диагностических устройств, конструкция которых определяется проектом. При этом отводы для пропускания диагностических устройств должны иметь радиус изгиба не менее 5 DN.

9.5 Все элементы трубопроводов в пределах одного очищаемого участка должны быть равнопроходными (трубы, линейная арматура, камера приема и запуска очистных устройств и т.п.).

9.6 Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования продуктов, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб и соединений, должны предусматриваться мероприятия, обеспечивающие защиту от коррозии и сероводородного растрескивания.

9.7 При агрессивности среды, вызывающей внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм в год и более, должны применяться трубы с внутренним защитным покрытием.

9.1 Размещение запорной и другой арматуры

9.1.1 На линейной части трубопроводов предусматривается установка запорной арматуры на расстояниях, определяемых расчетом из условия обеспечения безопасности и охраны окружающей среды, но не более (не дальше друг от друга):

15 км – для трубопроводов газа, нефти и нефтепродуктов, не содержащих сероводород,

5 км – для указанных сред, содержащих сероводород;

10 км – для трубопроводов, транспортирующих конденсат, пластовые и сточные воды.

Кроме того, установка запорной арматуры предусматривается:

– в начале каждого ответвления, а также перед входом в установку (КСП, КС, КНС, ДНС и т.д.) на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;

– на обоих концах перехода трубопровода через водные преграды при зеркале воды в межень более 10 м. При этом установка запорной арматуры должна быть на отметках выше ГВВ 10 % обеспеченности;

– на обоих концах участков нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и конденсатопроводов, проходящих на отметках выше населенных пунктов, зданий и сооружений, железных дорог на расстоянии, устанавливаемом проектом в зависимости от рельефа местности и необходимости обеспечения безопасности объектов;

– на обоих берегах болот III типа (по СП 86.13330.2012) протяженностью 500 м.

9.1.2 Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, при переходе их через водные преграды должны быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление и сигнализацию в случае утечек продукта.

9.1.3 При параллельной прокладке двух или более трубопроводов узлы линейной запорной арматуры смещают на расстояние не менее 50 м друг от друга. При соответствующем обосновании допускается уменьшение указанного расстояния исходя из возможности монтажа, ремонта и безопасной эксплуатации.

9.1.4 Крепление запорной и регулирующей арматуры на трубопроводах из ВЧШГ, как правило, фланцевое.

9.1.5 Допускается применение надвижных муфт для перехода от чугунной трубы к стальным участкам, далее к арматуре.

Также допускается применение неразъемного муфтового соединения методом обжимки и прессовой посадки.

9.1.6 Арматура, установленная на трубопроводах из ВЧШГ, должна быть защищена от коррозии усиленным изоляционным покрытием.

9.2 Подземная прокладка трубопроводов

9.2.1 Заглубление трубопроводов до верха трубы устанавливается не менее значений, указанных в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Минимальное заглубление трубопроводов до верхней образующей

Условия прохождения трассы	Заглубление, м
На непахотных землях вне постоянных проездов	0,8;
На пахотных и орошаемых землях	1,0;
В скальных грунтах и болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин	0,6;
При пересечении оросительных и осушительных каналов от предельной глубины профиля очистки дна канала	1,1;
При пересечении автомобильных дорог:	
от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра	1,4;
от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного футляра (при размещении дорожного полотна на нулевых отметках или в выемках)	0,5.

9.2.2 Заглубление трубопроводов, транспортирующих среды, замерзающие при отрицательной температуре, устанавливается для:

пресной воды – согласно СП 31.13330.2012;

пластовых и сточных вод – в зависимости от минерализации (солености) и температуры воды, почвенных и климатических условий согласно ВНТП 3-85.

9.2.3 Глубина прокладки подземного трубопровода в районах вечномёрзлых грунтов определяется принятым конструктивным решением, обеспечивающим надежность работы трубопровода с учетом требований охраны окружающей среды.

9.2.4 Прокладка трубопроводов одного или различного назначений в одной траншее допускается не более четырех трубопроводов диаметром не более 300 мм каждый.

9.2.5 Ширина траншеи по дну должна быть такой, чтобы расстояние между стенкой траншеи и трубой было не менее 0,4 м. Такое же расстояние должно быть между трубопроводами, укладываемыми в одной траншее.

9.2.6 Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями проектируются в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012

9.2.7 Пересечения трубопровода с линиями электропередач проектируются в соответствии с требованиями ПУЭ, утвержденными Минтопэнерго РФ.

9.3 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов

9.3.1 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов может применяться на участках трассы с резко пересеченным рельефом местности, в заболоченных местах и на участках, длительное время залитых водой.

9.3.2 В соответствии с ВСН 005-88 и СП 104-34-96 перед монтажом трубопрово-

да должны быть проведены работы по отсыпке насыпи.

9.3.3 Отсыпка насыпи выполняется в несколько этапов.

Первый слой на 25–30 см выше уровня болота отсыпают самосвалами, разгружающими материал отсыпки на берегу болота, затем бульдозерами его сдвигают в сторону наращивания насыпи вдоль трассы. Отсыпку можно вести с одного или с двух сторон болота.

После отсыпки первого слоя на полную длину насыпи сооружают второй слой до проектной отметки низа трубы с последующим уплотнением.

Третий слой до проектной отметки насыпают после полной осадки насыпи.

9.3.4 Отсыпку насыпи выполняют из хорошо дренирующих грунтов: супеси, песка, гравия.

9.3.5 Трубопровод укладывается на основание из торфа, минерального (мягкого или мелкогранулированного) грунта или хворостяную выстилку со слоем торфа таким образом, чтобы низ трубопровода был выше уровня поверхности воды на 0,2–0,3 м.

Обваловка трубопровода производится минеральным грунтом насыпи (с присыпкой мягким или мелкогранулированным грунтом) или торфяным грунтом с последующей обсыпкой минеральным грунтом.

9.3.6 Поперечный профиль насыпи устанавливается в зависимости от грунтов и должен быть:

по верху насыпи – не менее 1,5 DE;

высотой над трубопроводом – 0,8 м;

с откосами – не менее углов естественного откоса грунта, но не менее 1 : 1,25.

9.3.7 При пересечении водотоков в насыпи предусматриваются водопропускные сооружения. Дно водопропускных сооружений и примыкающие к ним откосы насыпи укрепляются железобетонными плитами, камнем или одерновкой.

9.4 Надземная прокладка трубопровода

9.4.1 При сооружении надземных трубопроводов из ВЧШГ в зависимости от их диаметра, назначения, типа изоляции (антикоррозионной и тепловой), высоты опор, протяженности надземных участков могут быть применены разные способы монтажа и укладки, например:

– подъем с поверхности строительной полосы на эстакаду или опоры отдельных труб с последующим соединением их между собой (с использованием соединений типа “RJ ”); при этом каждая труба должна опираться на одну опору в зоне за раструбом и фиксироваться хомутом;

– сборка плети на площадке (с использованием соединений типа “прессовая посадка”) и укладка на опоры с помощью нескольких подъёмных механизмов (автокраны, трубоукладчики); соединение плетей фланцевыми соединениями.

9.4.2 При использовании технологии соединения типа “RJ” нет необходимости устраивать температурные компенсаторы, так как само соединение обладает свободой продольных перемещений, достаточной для компенсации тепловых расширений в пределах рабочих температур.

При использовании других технологий соединения (“ПП”, фланцевые) необходимо предусмотреть устройство компенсатора, или обосновать возможность его исключения.

9.4.3 Монтаж опорных элементов надземных трубопроводов выполняется после оформления акта приемки опор, которым подтверждается их соответствие проекту.

9.4.4 Монтаж трубопровода осуществляется из труб или секций с заводским или базовым защитным (изоляционным) покрытием.

9.4.5 Высота прокладки надземного трубопровода от поверхности земли до низа трубопровода принимается не менее 0,5 м; в местах свободного прохода людей – 2,5 м;

на путях миграции крупных животных – 3,0 м и при пересечении автомобильных дорог – по СП 18.13330.2012.

Высота прокладки трубопроводов над землей на участках вечномёрзлых грунтов назначается из условия обеспечения вечномёрзлого состояния грунта под опорами и трубопроводом.

9.4.6 При прокладке трубопроводов через естественные препятствия расстояние от низа трубы или пролетного строения (эстакады) принимается:

при пересечении оврагов и балок – не менее 0,5 м до уровня воды 5 %-ной обеспеченности;

при пересечении несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, – не менее 0,5 м до уровня воды 1 %-ной обеспеченности и наивысшего горизонта ледохода;

при пересечении судоходных и сплавных рек – не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и основными требованиями к расположению мостов.

9.4.7 На переходах трубопровода над железными дорогами общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов принимается в соответствии с требованиями габарита "С" по ГОСТ 9238. При этом расстояние в плане от крайней опоры надземного трубопровода должно быть:

до подошвы откоса насыпи – не менее 5 м;

до бровки откоса выемки – не менее 3 м;

до крайнего рельса железной дороги – не менее 10 м.

9.4.8 В местах надземных переходов трубопроводов через ручьи, овраги и другие препятствия предусматриваются конструктивные решения, обеспечивающие надежную защиту соседних трубопроводов при возможном разрыве на одном из них.

9.4.9 Теплоизоляцию трубопроводов допускается выполнять из горючих воспламеняемых материалов с устройством противопожарных вставок из негорючих материалов, ширина вставки при этом должна быть не менее 0,5 м, а расстояние между вставками не более 24 м.

9.4.10 Опоры проектируются из негорючих материалов.

9.4.11 В местах установки на трубопроводе арматуры предусматриваются стационарные площадки для ее обслуживания. Площадки должны быть негорючие и иметь конструкцию, исключающую скопление на них мусора и снега. Они должны быть искробезопасными.

9.4.12 На начальном и конечном участках перехода трубопровода от подземной к надземной прокладке предусматриваются постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м.

9.5 Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых, пучинистых и просадочных грунтах

9.5.1 На участках, где возможно развитие мерзлотных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания в соответствии с требованиями СП 47.13330.2012.

9.5.2 При выборе способов прокладки, конструктивных решений и технологий монтажа трубопровода учитываются результаты изысканий, мерзлотно-грунтовые условия, прогнозные изменения инженерно-геокриологических условий при эксплуатации, необходимые мероприятия по охране окружающей среды.

9.5.3 Выбранный способ прокладки и конструктивные решения должны обеспечивать работоспособность и ремонтпригодность трубопроводов в течение всего периода эксплуатации.

9.5.4 На участках пучинистых и просадочных грунтов рекомендуется применять технологии монтажа с использованием соединений “RJ”, которые в наибольшей степени приспособлены к условиям грунтовых и температурных изменений в процессе эксплуатации.

9.5.5 Категории участков трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах в зависимости от категории просадочности грунтов и способов прокладки определяются в соответствии с СП 34-116-97.

9.5.6 Меры безопасности при прокладке трубопроводов на косогорах, просадочных, пучинистых участках также должны соответствовать требованиям СП 34-116-97.

9.6 Прокладка трубопроводов в сейсмоактивных районах

9.6.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных и свыше 8 баллов для подземных трубопроводов, производится с учетом сейсмических воздействий.

9.6.2 При выборе трассы трубопроводов в сейсмоактивных районах рекомендуется избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

9.6.3 При прокладке трубопровода в грунтах с резко отличающимися сейсмическими свойствами рекомендуется предусмотреть возможность свободного перемещения труб как в поперечном (угловом), так и продольном направлениях без нарушения герметичности. Этим требованиям в определённых пределах удовлетворяют соединения типа “RJ”.

9.6.4 При использовании жёстких соединений (сварных, прессовой посадкой) на участках активных тектонических разломов предпочтительно применять надземную прокладку. При этом конструкции опор должны обеспечивать возможность перемещений трубопроводов, возникающих во время землетрясения.

9.6.5 На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы предусматривается автоматическая система контроля и отключения аварийных участков трубопроводов.

10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные преграды

10.1 Переходы трубопроводов через водные преграды и болота

10.1.1 Соединения типа “ПП” являются жесткими, такими же, как и сварные стыки стальных труб. Поэтому при сооружении переходов трубопроводов из ВЧШГ с использованием соединений “ПП” должны полностью соблюдаться требования раздела 7 СП 34-116-97.

10.1.2 Соединения типа “RJ” обладают некоторой гибкостью за счёт свободы угловых перемещений на стыках в определенных пределах, указанных в таблице 5.5. За счёт этого трубопровод может изгибаться без напряжений до определенного радиуса, зависящего от диаметра труб.

С повышением внутреннего давления жесткость соединений “RJ” повышается, вместе с этим повышается и продольная жесткость всего трубопровода.

10.1.3 Прокладка трубопровода из ВЧШГ, смонтированного с использованием соединений “RJ”, выполняется методом протяжки без внутреннего давления. При этом протягиваемый участок трубопровода является гибким. После протяжки, укладки в траншею и подачи внутреннего давления он становится жестким.

Это обстоятельство накладывает определенные требования к переходам.

10.1.4 При отсутствии потока воды (стоячая вода) трубопровод должен быть прямым в плане.

При наличии потока воды (скорость потока V) ось трубопровода в русловой части должна максимально соответствовать линии “гибкой нити” (рис. 10.1).

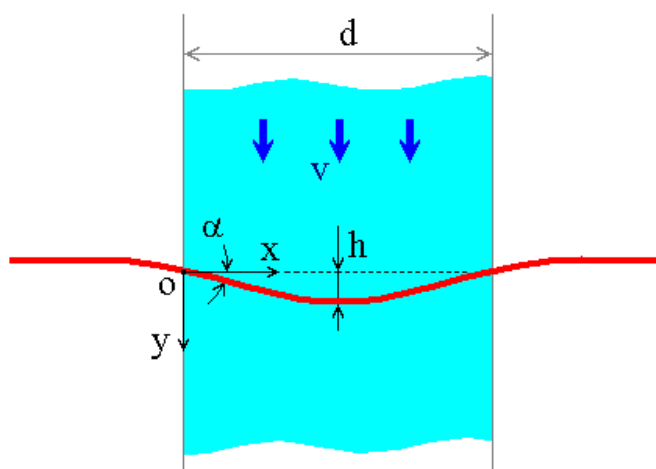


Рисунок 10.1 – Подводный переход трубопровода из ВЧШГ с соединениями типа “RJ” через реку со скоростью потока V .

10.1.5 Линия “гибкой нити” приближённо описывается параболой

$$y = h - h \left(\frac{2x}{d} - 1 \right)^2. \quad (10.1)$$

Принимая допустимый радиус кривизны $\rho = 120$ м, который соответствует всем диаметрам труб в диапазоне DN 80÷500 мм (см. таблицу 5.5), получается выражение для прогиба h :

$$h \leq \frac{d^2}{8\rho} \approx \frac{d^2}{1000} \quad (\text{все величины в м}). \quad (10.2)$$

Угол, под которым должен входить трубопровод в русловую часть, соответствует формуле

$$\beta = \frac{4h}{d} \text{ рад.} = 230 \frac{h}{d} \text{ град.} \quad (10.3)$$

10.1.6 Отсюда можно сформулировать следующие дополнительные требования к переходам трубопровода из ВЧШГ, смонтированного с использованием соединений типа “RJ”, протягиваемого и укладываемого открытым способом:

- При скорости потока воды более 0,5 м/с и ширине русловой части более 50 м необходимо предусмотреть траншею с кривизной, соответствующей линии (10.1).
- Прогиб трассы h определить по формуле (10.2), но не более 50 м.
- Протяжку трубопровода выполнить без внутреннего давления в надводном или подводном положении и зафиксировать над подготовленной траншеей.
- При необходимости доработать траншею с учетом положения трубопровода.
- Опустить трубопровод в траншею.
- При необходимости установить грузы-утяжелители на каждую трубу и зафиксировать в зоне за раструбом.

10.1.7 Использование соединений типа “RJ” на переходах имеет следующие положительные особенности:

- исключается необходимость в кривых вставках;
- при появлении локальных размывов в донной части реки не появляются опасные изгибающие напряжения.

10.1.8 Все остальные требования к переходам соответствуют СП 34-116-97.

10.2 Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

10.2.1 В зависимости от интенсивности движения, категории дороги, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий прокладка трубопроводов может осуществляться:

- открытым способом, при котором трубопровод укладывается в траншею, устроенную в насыпи дороги с перекрытием движения транспорта и устройством объезда для движения транспорта;
- закрытым способом, без перекрытия движения транспорта; при этом для укладки футляра (кожуха) через дороги применяют методы бестраншейной проходки.

10.2.2 Открытый способ используется там, где имеется возможность временно прекратить движение транспорта или устроить временные объезды, т.е. на дорогах с низкой интенсивностью движения.

10.2.3 Закрытый способ (бестраншейная проходка) применяется без ограничений, независимо от категории дорог, интенсивности движения транспорта, категории грунтов и диаметра трубопроводов.

10.2.4 При закрытом способе прокладки кожухов (футляров) применяются технологии прокола или горизонтального бурения. В полученный канал протягивается собранная и испытанную плеть.

10.2.5 При прокладке трубопроводов из ВЧШГ должны быть удовлетворены все требования СП 34-116-97 с учётом некоторых особенностей (угловая податливость стыков в соединениях “RJ”, наличие раструбных выступов на соединениях “RJ” и муфтовых выступов на соединениях “ПП”, наличие резиновых уплотнительных колец и др.).

10.2.6 Монтаж рабочей плети может быть выполнен с использованием соединений типов “RJ” и “ПП”.

10.2.7 Перед протяжкой в защитный кожух рабочая плеть должна быть испытана на прочность и герметичность и покрыта изоляционным материалом усиленного типа.

10.2.8 При протаскивании рабочей плети в защитный кожух наружная поверхность трубы (изоляционное покрытие) должна быть защищена от повреждений путем закрепления на ней опорно-центрирующих устройств из полимерных (диэлектрических) материалов или другими способами. На каждой трубе этих устройств должно быть не менее трёх и они должны располагаться равномерно.

10.2.9 Все остальные требования – по разделу 7 СП 34-116-97.

10.2.10 Испытания трубопровода после протяжки его через защитный кожух производятся в соответствии с ВСН 011-88.

11 Защита трубопроводов от коррозии

11.1 При проектировании средств защиты чугунных трубопроводов (подземных, наземных, надземных, подводных) от подземной и атмосферной коррозии следует руководствоваться требованиями ГОСТ Р 51164 и другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

11.2 Противокоррозионная защита независимо от способа прокладки трубопроводов должна обеспечивать их безотказную работу в течение эксплуатационного срока.

11.1 Защита трубопроводов из ВЧШГ от почвенной коррозии

11.1.1 Трубопроводы (включая крановые узлы, тройниковые узлы, стальные муфты и другие элементы) должны иметь противокоррозионное защитное покрытие по всей наружной поверхности в соответствии с ГОСТ Р 51164 и разделом 5.12 настоящего документа.

11.1.2 Подготовка траншеи и засыпка трубопровода грунтом должна выполняться способом, исключающим повреждение изоляции.

11.1.3 Изоляционные покрытия законченных строительством подземных участков трубопроводов из ВЧШГ должны иметь сопротивление не ниже $5 \cdot 10^4$ Ом·м². Контроль этой величины должен производиться катодной поляризацией по методике ГОСТ Р 51164.

11.1.4 Если трубопровод целиком смонтирован из чугунных труб (ВЧШГ), то его достаточно покрывать изоляционным покрытием нормального типа независимо от условий прокладки и эксплуатации.

11.1.5 Если трубопровод комбинированный (некоторые участки смонтированы из чугунных труб, другие участки стальные) то в зависимости от конкретных условий прокладки могут применяться два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.

11.1.6 Усиленный тип защитных покрытий применяют только на стальных участках трубопроводов I и II категорий всех диаметров.

11.1.7 Во всех остальных случаях применяют защитные покрытия нормального типа.

11.2 Защита надземных трубопроводов из ВЧШГ от атмосферной коррозии

11.2.1 Трубопроводы из ВЧШГ при надземной прокладке не нуждаются в дополнительных мерах по защите от атмосферной коррозии кроме тех, которые указаны в разделе 5.12.

11.2.2 Противокоррозионная защита опор и других металлических конструкций надземных трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями СП 72.13330.2012.

11.3 Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии

11.3.1 Если трубопровод целиком состоит из чугунных труб (ВЧШГ) и имеется защитное покрытие, то допускается не применять электрохимическую защиту.

11.3.2 Электрохимическая защита рекомендуется в случаях когда: грунты обладают удельным электрическим сопротивлением менее $\rho < 15$ Ом·м; существует опасное влияние блуждающих постоянных и переменных токов.

11.3.3 Электрохимическая защита может быть установлена только на трубопроводах, имеющих электрический контакт труб на стыках (соединения типа “ПП”) и при наличии наружного изоляционного покрытия.

11.3.4 На трубопроводах из ВЧШГ, смонтированных с применением соединений типа “RJ” с резиновыми уплотнительными кольцами электрохимическая защита не устанавливается.

11.3.5 При устройстве ЭХЗ необходимо руководствоваться ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 51164, разделом 10 СП 34-116-97, а также пунктом 19.2 настоящего СП.

11.3.6 Электрохимическая защита не должна оказывать вредного влияния на соседние трубопроводы и другие подземные металлические сооружения.

12 Подготовка к строительству трубопроводов из ВЧШГ

12.1 Организационно-техническая подготовка строительства трубопроводов из ВЧШГ проводится в следующем порядке:

Транспортирование и хранение труб и деталей

12.2 Упаковка, транспортирование, оформление документации и хранение труб и соединительных деталей из ВЧШГ производится в соответствии с требованиями

ГОСТ 10692, ВСН 005-88, СП 34-116-97, а также соответствующих ТУ на трубы и изделия.

12.3 Трубы и соединительные части из ВЧШГ допускается перевозить в любых транспортных средствах в закрепленном состоянии, препятствующем их перемещению. При перевозке труб автотранспортом длина свисающих концов не должна превышать 25% длины трубы.

12.4 При погрузочно-разгрузочных работах, транспортировании и складировании труб предусматриваются меры, исключаящие механическое повреждение труб и наружной изоляции.

12.5 Погрузка и разгрузка труб, соединительных деталей производится с помощью мягких строп или других специальных устройств, обеспечивающих сохранность внешних и внутренних покрытий.

12.6 При погрузке и разгрузке не допускается сбрасывать трубы и соединительные детали с транспортных средств и перемещать их волоком.

12.7 При транспортировке труб и деталей из ВЧШГ и погрузочно-разгрузочных работах запрещается подвергать их ударным нагрузкам.

12.8 Хранение труб на складах и строительных площадках производится в штабелях, уложенных на ровных площадках. Нижние и последующие ряды укладываются на прокладки. Раструбы в каждом ряду должны быть направлены попеременно в противоположные стороны.

12.9 При складировании труб, имеющих изоляционные покрытия, места контакта труб с упорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами. Между рядами в штабеле должны быть уложены эластичные прокладки.

12.10 При хранении труб, трубных секций, трубной арматуры и деталей их внутренняя полость должна быть защищена от засорения и загрязнения.

12.11 Соединительные части и стопоры хранятся рассортированными по видам и диаметрам.

12.12 Уплотнительные кольца хранятся в соответствии с требованиями ТУ 1461-075-50254094-2011.

12.13 При перемещении трубоукладчиком на короткие расстояния труб (секций) с наружным покрытием применяются мягкие полотенца или торцевые захваты с мягкими вкладышами. При этом стрела крана-трубоукладчика обшивается эластичными накладками.

Организация входного контроля

12.14 Трубы и детали, поступающие для строительства трубопровода, подвергаются входному контролю в соответствии с ГОСТ 24297.

12.15 Приемка труб, деталей и узлов трубопроводов, запорной и распределительной арматуры, материалов производится предприятием или базами хранения в процессе получения указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки на площадки складирования.

12.16 Освидетельствование и отбраковку осуществляет комиссия, создаваемая приказом по предприятию. В состав комиссии должны быть включены представители технических служб и службы материально-технического снабжения. Для решения отдельных вопросов комиссия может привлекать экспертов и представителей других организаций.

12.17 В производство допускаются материалы и изделия только при наличии сертификатов, паспортов и других сопроводительных документов от заводов-изготовителей. При неполных сертификатных данных или отсутствии сертификатов изделия можно применять только после проведения испытаний и исследований, подтверждающих их соответствие требованиям стандартов или технических условий.

12.18 Входной визуально-измерительный контроль включает в себя:

- внешний осмотр всей партии труб или деталей (100 %);
- инструментальный контроль 5 % от партии труб или деталей выборочно (но не менее 5 шт.) и участков, сомнительных по внешнему осмотру. Если количество труб или деталей в партии меньше 5 шт., то проверяются все.

12.19 Входной контроль осуществляется в соответствии с требованиями к продукции по соответствующим техническим условиям.

12.20 При получении неудовлетворительных результатов контроля хотя бы по одному из показателей (внешнему виду, размерам) труба, секция или деталь отбраковывается, а вся остальная партия подвергается проверке.

12.21 По истечении гарантийного срока хранения, указанного в технических условиях, или при нечеткой маркировке труб и соединительных деталей, а также при несоответствии данных маркировки на изделии сопроводительному документу или утере документа о качестве трубы и соединительные детали отбраковываются или подвергаются проверке на пригодность. Их пригодность к строительству определяется по результатам проведения комплекса испытаний в соответствии с требованиями нормативной документации на их выпуск. При получении неудовлетворительных результатов испытания хотя бы по одному из показателей этот показатель контролируется повторно на удвоенном количестве образцов, взятых из той же партии. В случае вторичного получения неудовлетворительных результатов данная партия труб (деталей) отбраковывается.

12.22 При поступлении партии труб или соединительных деталей на объект предприятия, осуществляющего монтаж трубопроводов, производится входной контроль их качества путем внешнего осмотра и измерения основных геометрических параметров изделий на соответствие нормативной документации.

12.23 При обнаружении скрытых дефектов, выявленных в процессе производства строительно-монтажных работ, необходимо незамедлительно поставить в известность об этом заказчика.

12.24 По окончании входного контроля составляется заключение о соответствии продукции установленным требованиям и заполняется журнал учета результатов входного контроля (Приложение Ж).

Входной контроль труб и соединительных деталей из ВЧШГ

12.25 Все поставляемые трубы и соединительные детали должны иметь документы изготовителя о качестве (сертификаты), удостоверяющие соответствие требованиям стандартов и технических условий, по которым они изготовлены.

12.26 В сертификате на трубы из ВЧШГ должны быть указаны:

- номинальные размеры труб (условный проход, класс толщины стенки, длина);
- завод-изготовитель труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- год изготовления труб;
- номер партии и входящие в нее номера плавок и номера труб;
- результаты механических испытаний металла труб, входящих в данную партию;
- результаты гидравлических испытаний;
- химический состав металла по данным завода-изготовителя;
- характеристики нанесенного изоляционного покрытия;
- тип уплотнительных колец.

12.27 Входной контроль труб должен включать в себя визуально-измерительный контроль и ультразвуковую толщинометрию.

12.28 Кроме того, на трубах с заводским изоляционным покрытием проверяется состояние изоляции, сплошность покрытия.

12.29 Для проведения ультразвуковой толщинометрии отбирается 5 % от партии труб, при обнаружении хотя бы одной трубы с недопустимыми параметрами производится контроль всех труб данной партии.

12.30 Визуальным осмотром контролируются:

- наличие маркировки и соответствие ее имеющимся сертификатам (паспортам);
- отсутствие недопустимых вмятин, задиров, механических повреждений, металлургических дефектов и коррозии по КД 01-2012;
- отсутствие на торцах труб забоин, вмятин;
- отсутствие видимых механических повреждений на внутренней и внешней покрытиях.

12.31 При проведении инструментального контроля труб проверяются:

- длина;
- наружный диаметр и овальность;
- внутренний диаметр;
- кривизна;
- толщина стенки;
- кольцевой валик на гладком конце трубы;
- размеры поверхностных дефектов.

12.32 Трубы считаются пригодными по качеству при условии, что:

- они соответствуют требованиям стандартов и ТУ на поставку и имеют заводскую маркировку и сертификаты;
- отсутствуют дефекты недопустимых форм и размеров;
- на защитных покрытиях отсутствуют повреждения.

Трубы, имеющие по результатам входного контроля дефекты, превышающие допустимые, бракуются и возвращаются поставщику с предъявлением рекламации.

12.33 *Входной контроль уплотнительных колец* производится в соответствии с таблицей 12.1.

12.34 *Входной контроль других изделий* (стальных труб и деталей, запорной и распределительной арматуры, изоляционных материалов и др.) проводится по СП 34-116-97 и другим соответствующим документам.

Земляные работы. Разработка траншей

12.35 Земляные работы при строительстве трубопроводов из ВЧШГ выполняются в соответствии с требованиями СП 34-116-97 с учётом особенностей труб из ВЧШГ и технологий монтажа.

12.36 При монтаже трубопровода с использованием соединений типа “RJ” ширина траншеи по дну должна быть такой, чтобы расстояние между трубой и стенкой траншеи с каждой стороны было не менее 0,4 м.

12.37 При укладке нескольких труб в одной траншее такое же расстояние должно быть между параллельными трубопроводами.

12.38 На дне траншеи должны быть выполнены приямки на местах расположения раструбов через каждые 6 м глубиной не менее 100 мм, длиной не менее 200 мм на ширину, достаточную для выполнения монтажных работ (не менее 2·DN).

12.39 Засыпка траншеи при прокладке трубопроводов из ВЧШГ состоит из нескольких этапов.

После монтажа трубопровода (по технологии “RJ” – в траншее, по технологии “ПП” – на бровке траншеи) и укладки в траншею производится частичная засыпка таким образом, чтобы все стыки остались незасыпанными (для визуального наблюдения при гидроиспытаниях), остальные участки труб – засыпаны.

После предварительных испытаний трубопровода на прочность и герметичность производится полная засыпка траншеи.

Таблица 12.1 – Поверхностные дефекты уплотнительных колец

Показатель внешнего вида	Допустимый размер отклонения, мм	
	На уплотнительной поверхности	На остальной поверхности
Трещина, расслоение и механическое повреждение	Не допускается	
Искажение формы сечения (смещение по месту разъема пресс-форм)	Допускается в пределах допуска на размер	
Включение, возвышение, углубление, отпечаток на поверхности	Допускаются не более: глубиной (высотой) 0,5 мм; диаметром 3,0 мм	Допускаются не более: глубиной (высотой) 1,5 мм; диаметром 5,0 мм
Выпрессовка	Допускается высотой не более 1,0 мм	Допускается высотой не более 2,0 мм
Недооформленность	Допускаются не более: глубиной 0,7 мм; диаметром 3,0 мм	Допускаются не более: глубиной 2,0 мм; диаметром 5,0 мм
Втянутая кромка	Допускается глубиной не более 0,5 мм на одной трети длины окружности	Допускается глубиной не более 2,0 мм на одной трети длины окружности
Пузырь	Не допускается	Допускаются не более: высотой 2,0 мм; диаметром 3,0 мм
Разнотон, разноцвет	Допускается, в том числе в месте стыка резин	
Следы от стыковки заготовок	Допускается	

12.40 Все остальные требования к земляным работам такие же, как и при укладке стальных трубопроводов.

13 Монтаж трубопроводов из ВЧШГ. Общие положения.

13.1 Монтаж трубопроводов производится после завершения разработки траншеи и доставки на трассу подготовленных труб, секций и деталей в количестве, соответствующем суточному объему строительства трубопровода.

13.2 Монтаж трубопроводов из ВЧШГ допускается вести при температуре в пределах от минус 30°C и до плюс 60°C.

13.3 При производстве монтажных работ, как и при выполнении других операций, запрещается сбрасывать трубы и соединительные детали с транспортных и технологических средств, а также перетаскивать их по земле волоком.

13.4 Раскладка по трассе изолированных (в том числе теплоизолированных) труб производится трубоукладчиками, оснащенными мягкими стропами на лежки с мягкими накладками.

13.5 Трубы и соединительные детали, поступившие на монтаж, должны быть подвергнуты входному контролю.

13.6 Перед сборкой и соединением труб и деталей необходимо тщательно очистить их полости от грунта, снега, льда, камней и других посторонних предметов.

13.7 При строительстве трубопроводов из ВЧШГ в основном применяются следующие технологии монтажа:

- с использованием соединений “RJ” (раздел 14);
- с использованием технологии “прессовая посадка” - “ПП” (раздел 15).

- 13.8 Сварка может быть использована в случаях:
- 1) когда требуется наплавить валик на поверхность чугунной трубы;
 - 2) когда требуется соединить участки чугунного трубопровода и конструктивные элементы, выполненные из стали;
 - 3) при ремонте дефектных участков трубопровода из ВЧШГ.
- 13.9 Требования к технологическим операциям сварки чугунных труб изложены в приложении А.

14 Монтаж трубопроводов из ВЧШГ по технологии “RJ”

14.1 Монтаж трубопровода

14.1.1 Монтаж трубопровода из ВЧШГ по технологии “RJ” допускается вести при любой температуре в пределах от минус 15°C и до плюс 60°C при условиях, если: нет ограничений по свойствам изоляционного покрытия; при отрицательных температурах уплотнительные кольца находятся в теплом помещении непосредственно до момента установки в раструб и соединения труб.

14.1.2 Монтаж производится согласно рисунку 14.1. При этом используются инструменты, показанные на рисунке 14.2.

Наружная поверхность гладкого конца трубы очищается от посторонних предметов и загрязнений с помощью щетки и шпателя.

Наружная поверхность гладкого конца трубы (особенно тщательно фаску) покрывается смазкой (техническим вазелином или другим аналогичным), поставляемой предприятием изготовителем труб.

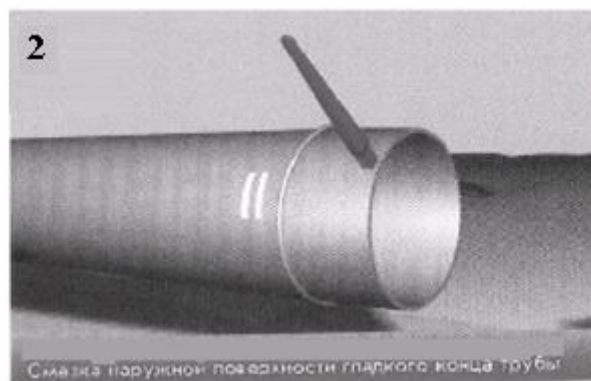
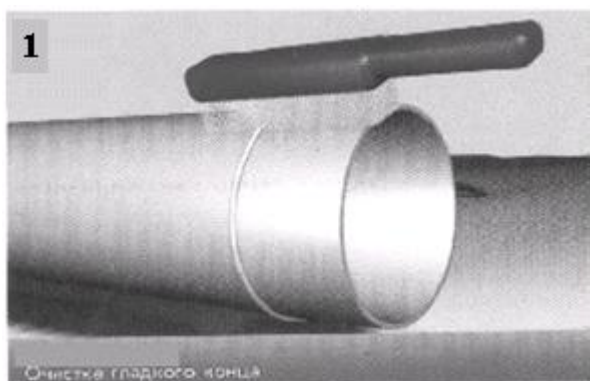
Внутренняя поверхность раструба трубы (особенно тщательно паз для уплотнительного кольца) очищается от посторонних предметов и загрязнений с помощью щетки и скребка.

В кольцевой паз раструба вкладывается уплотнительное кольцо с проверкой правильности размещения его гребня (рис.14.3).

Внутренняя поверхность уплотнительного кольца покрывается смазкой. При этом следует избегать стекания смазки под наружную поверхность уплотнительного кольца.

Монтируемая труба подаётся к ранее уложенной трубе, центрируется по конусной поверхности уплотнительного кольца и с помощью монтажного приспособления или ломика (при малом диаметре труб) вводится в раструб.

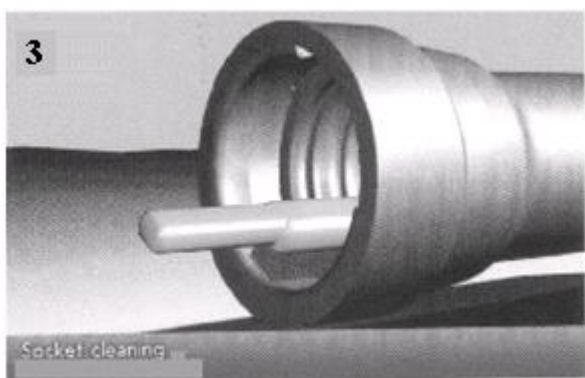
14.1.3 Схемы монтажных приспособлений для соединения труб показаны на рисунке 14.4.



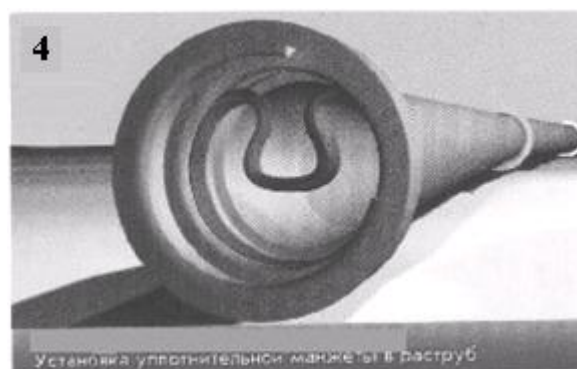
Очистка гладкого конца трубы

Смазка наружной поверхности

Рисунок 14.1 - Порядок монтажа труб под соединение “RJ” (начало)



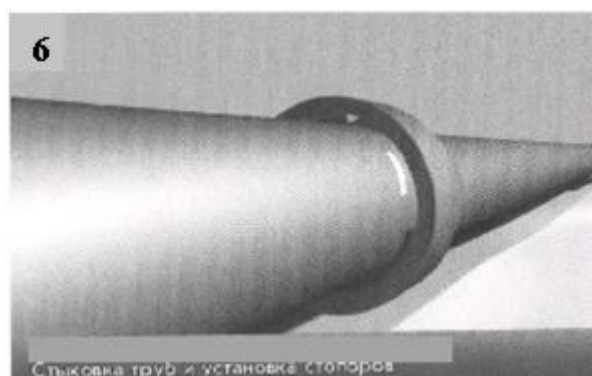
Очистка раструба



Установка уплотнительного резинового кольца в раструб



Смазка внутренней поверхности уплотнительного резинового кольца



Стыковка труб и установка стопоров

Рисунок 14.1 - Порядок монтажа труб под соединение “RJ” (окончание)



Щётка

Шпатель

Скребок

Щуп

Рисунок 14.2 - Комплект инструментов для монтажа труб.

14.1.4 При приложении усилия на монтажное приспособление гладкий конец смонтированной трубы должен войти в раструб. Расстояние от торца раструба до торца резинового кольца должно быть одинаковым по всему периметру. Оно проверяется специальным щупом (рис. 14.2). Неравномерное расстояние свидетельствует о выдавливании кольца из паза раструба; при этом монтаж данного стыка следует повторить, так как этот стык при гидроиспытании даст течь. Демонтаж производится при помощи двух замковых штанг (рис. 14.4, д).

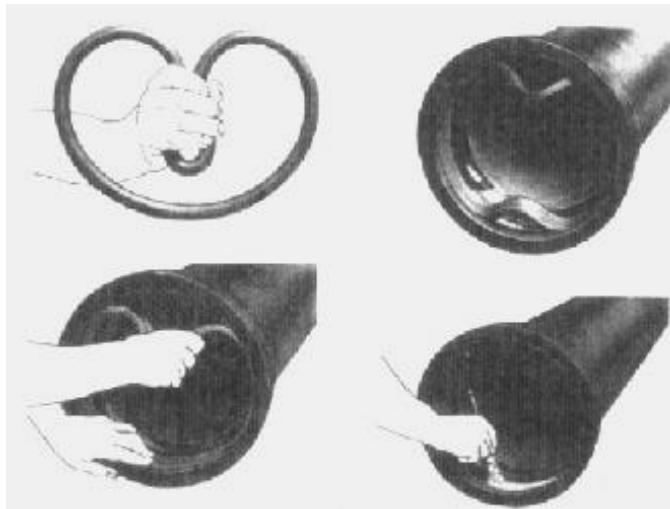
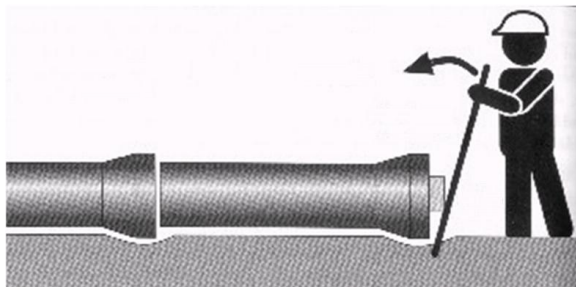
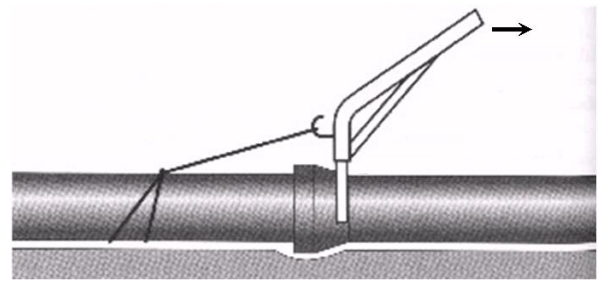


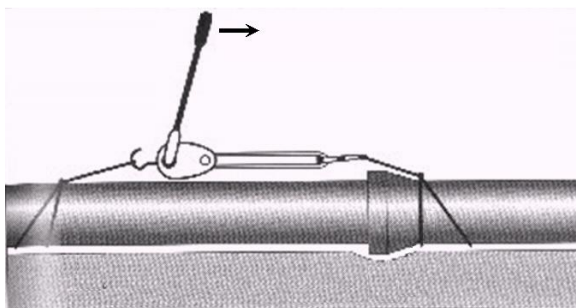
Рисунок 14.3 - Укладка уплотнительного кольца



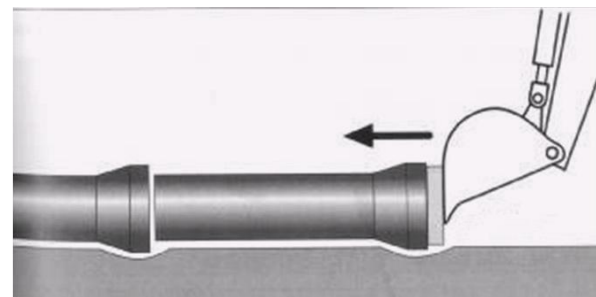
а)



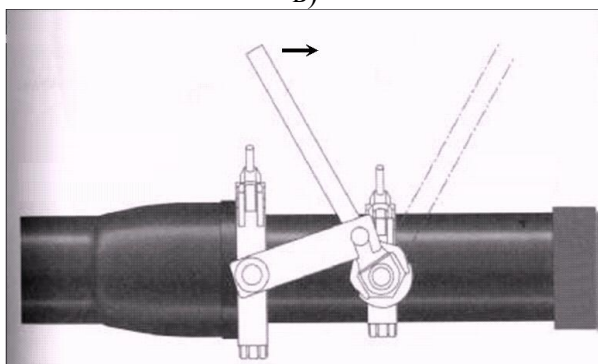
б)



в)



г)



д)

Рисунок 14.4 – Монтаж труб с соединением «RJ» при помощи приспособлений: лома и деревянного бруска (а); петли и вилчатой штанги (б); петли и тросовой тяги (в); экскаватора и деревянного бруска (г); двух замковых штанг (д).

- 14.1.5 При монтаже труб под соединение «RJ», после их стыковки необходимо:
- вставить правый стопор в выемку раструба и повернуть его вправо до упора;
 - вставить левый стопор в выемку раструба и повернуть его влево до упора;

– стопорную проволоку загнуть внутрь выемки раструба. Для облегчения установки стопоров допускается производить их монтаж без снятия усилия от монтажного приспособления.

14.1.6 Уложенный трубопровод с соединением «RJ» имеет возможность небольшого осевого движения в каждом стыке за счет технологического зазора между наплавленным буртом и приливом в раструбной части трубы. При этом герметичность трубопровода не нарушается.

14.1.7 Уложенные трубы, при необходимости, можно разъединить. Для этого предварительно удаляются из стыка стопоры.

14.1.8 В случае повторного соединения труб используется новое уплотнительное кольцо.

14.1.9 Монтаж трубопровода производится методом последовательного наращивания из одиночных труб непосредственно в проектном положении трубопровода (на дне траншеи).

14.1.10 При необходимости использовать трубу немерной длины (менее 6 м) её гладкий конец отрезают до требуемой длины, после чего выполняют фаску ручной шлифовальной машиной (см. подраздел 14.3).

После укорачивания трубы на гладком конце восстанавливают валик методом наплавки электродуговой сваркой (с соблюдением требований технологической инструкции, приложение А). Данные этапы показаны на рисунке 14.5.

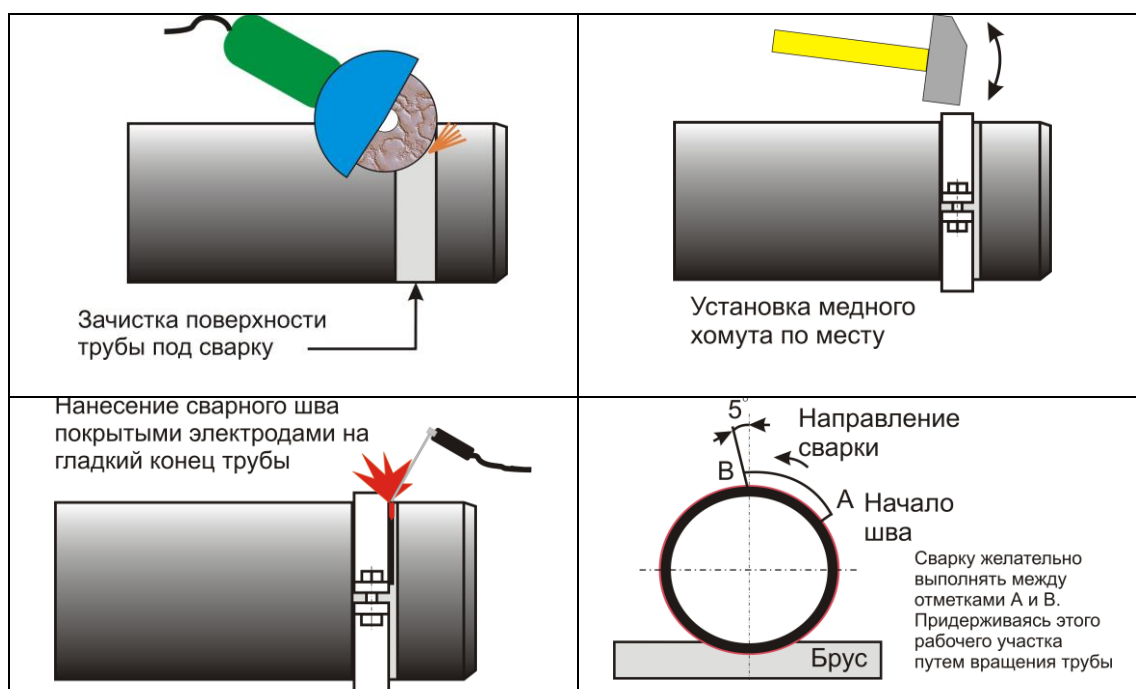


Рисунок 14.5 – Технология наплавки валика

14.1.11 Для наплавки валика необходимы:

- электрический сварочный аппарат постоянного тока, дающий ток не менее 160 А;
- электрическая шлифовальная машинка;
- качественные сварочные электроды на железоникелевой основе;
- медное направляющее кольцо для позиционирования шва; ширина кольца 25...35 мм, толщина 5 мм.

14.1.12 Технология наплавки валика на трубу включает следующие операции:

- отметить место наплавки валика на гладком конце трубы при помощи медного кольца;
- тщательно зачистить участок шириной 25 мм для наплавки валика. Зачистка не должна снижать толщину стенки трубы;
- установить и зажать медное кольцо непосредственно за местом будущего валика. После того, как кольцо будет установлено и зажато болтами, его необходимо слегка обстучать молотком для обеспечения плотного прилегания к трубе;
- наплавить валик по краю медного кольца в один проход покрытыми электродами диаметром 3-4 мм. Наплавка выполняется в направлении снизу вверх преимущественно в нижнем положении (на верхней части поверхности трубы). Это обеспечивается периодическим вращением трубы в процессе наплавки;
- после окончания наплавки зачистить валик (буртик) от шлака и произвести восстановление внешнего защитного покрытия.

14.2 Особенности засыпки трубопровода с соединением “RJ”

14.2.1 Засыпка трубопровода с соединениями “RJ” осуществляется в два этапа:

- частичная засыпка до предварительных испытаний на прочность и герметичность;
- окончательная засыпка после окончания предварительных гидравлических испытаний.

14.2.2 Частичная засыпка трубопровода производится для предотвращения перемещений труб под воздействием внутреннего давления в процессе гидравлических испытаний.

Состояние трубопровода после частичной засыпки схематично показано на рисунке 14.6. При этом рекомендуется равномерно послойно уплотнять грунт с обеих сторон трубы до высоты 0,2 м над верхней образующей. Стыки должны оставаться открытыми для наблюдений в процессе гидроиспытаний. Размеры приямка должны позволить осмотреть нижнюю часть стыка.

14.2.3 Окончательная засыпка траншеи производится после окончания предварительных гидроиспытаний трубопровода. При этом присыпаются приямки и стыки, засыпается траншея полностью.



Рисунок 14.6 - Состояние трубопровода после частичной засыпки.

14.3 Укорачивание трубы из ВЧШГ

При монтаже трубопроводов из ВЧШГ в ряде случаев появляется потребность в трубах нестандартной длины. Для этого применяют метод укорачивания калиброванной трубы, которая отмечается специальной маркировкой (рис. 14.7). Калиброванные трубы поставляются заводом-изготовителем и имеют гарантированно стабильные диаметры на участке длиной 2/3 длины от гладкого конца трубы.

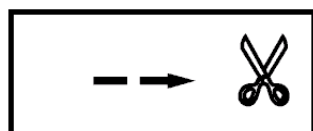


Рисунок 14.7 - Маркировка для калиброванных труб

Резку труб из ВЧШГ выполняют с помощью дисковой фрезы или роликового резака (рис. 14.8).

Перед тем, как резать трубу, необходимо измерить ее внешний диаметр на месте реза, чтобы убедиться, что он соответствует размерам гладкого конца.

После отрезания необходимо с помощью шлифовальной машинки снять фаску и подготовить к стыковке гладкий конец отрезанной трубы в соответствии с рисунком 5.4.



Рисунок 14.8 - Резка трубы ВЧШГ

14.4 Восстановление формы трубы

14.4.1 Эллипсность трубы, возникшая в результате транспортировки и погрузочно-разгрузочных работ, может затруднить сборку элементов трубопровода.

14.4.2 Допускается восстановление формы трубы при эллипсности сечения не более 3 %. Восстановление выполняется безударными методами и без повреждения целостности внутреннего покрытия.

14.4.3 Восстановление с помощью лебёдки (рис. 14.9а)

При этом используются:

- лебёдка со стальным тросом;
- седло поддержки с направляющим шкивом для верёвки;
- пластина основания с двумя направляющими шкивами.

После восстановления формы производят сборку трубопровода, не удаляя оборудование, чтобы избежать влияния упругой деформации трубы.

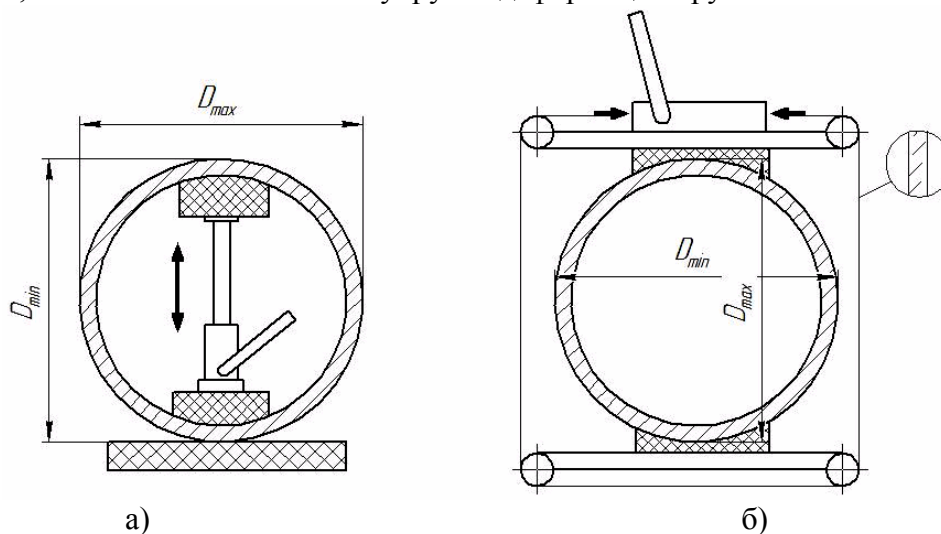


Рисунок 14.9 - Восстановление округности с помощью лебёдки (а) и домкрата (б)

14.4.4 Восстановление при помощи гидравлического домкрата (рис. 14.9б)

При этом используются:

- гидравлический домкрат;

- брусок или регулируемая поддержка;
 - две покрытые резиной пластины основания соответствующего размера.
- Перед сборкой трубопровода оборудование необходимо удалить.

14.5 Ремонт наружного покрытия

14.5.1 Наружное покрытие труб может получить повреждение в процессе транспортировки, хранения или укладки. Оно может быть восстановлено на складе или на месте укладки при помощи соответствующего лакокрасочного или мастичного материала. Исправлению подлежат повреждённые поверхности трубы, а также участки, имеющие дефекты (вздутия, подтеки).

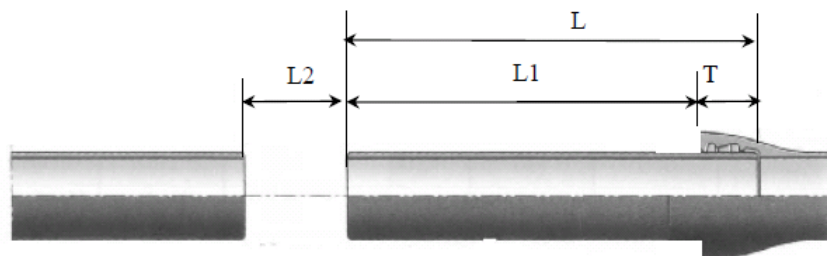
14.5.2 Ремонт покрытия включает следующие операции:

- подготовка поверхности трубы, очистка от загрязнения и остатков покрытия;
- нанесение нового слоя покрытия вручную кистью или краскопультом;
- сушка поверхности.

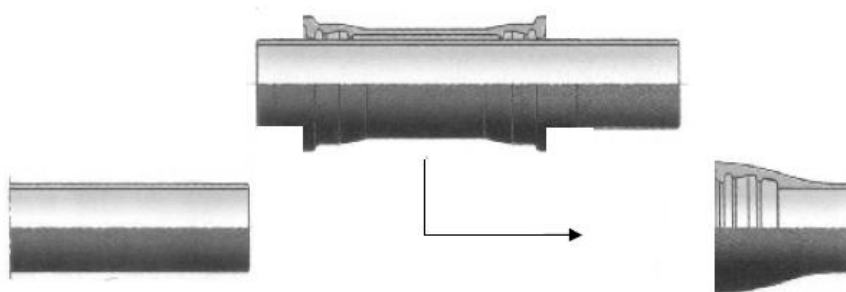
Покрытие после ремонта должно быть сухим, ровным, без посторонних включений.

14.6 Ремонт дефектных участков трубопровода

14.6.1 В случае небрежного ведения строительного-монтажных работ, несоблюдения требований при транспортировке труб на поверхности чугунной трубы могут образоваться дефекты, которые необходимо устранить. Для этого предусмотрены технологии ремонта при помощи патрубков типа “фланец-раструб”, подвижной муфты, свертной муфты, двойного раструба и др. Приемы выполнения ремонта участка трубопровода с помощью некоторых элементов показаны рисунках 14.10, 14.11, соответствующие ремонтные параметры приведены в таблицах 14.1, 14.2.

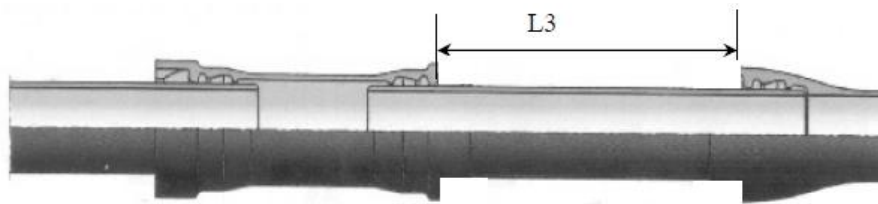


Вырезать участок трубы длиной L_2 . Края трубы с вырезанным участком обработать и нанести антикоррозионную защиту.



Демонтировать оставшийся участок трубы и установить на него подвижную муфту. Уплотнительное кольцо вставить в раструб с правой стороны подвижной муфты.

Рисунок 14.10 - Ремонт трубопровода при помощи подвижной муфты (начало)



Участок трубы с подвижной муфтой установить в раструб трубы с правой стороны трубопровода. Вставить в раструб (с левой стороны подвижной муфты) уплотнительное кольцо. Подвижную муфту передвинуть влево на расстояние L3.

Рисунок 14.10 - Ремонт трубопровода при помощи подвижной муфты (окончание)

Таблица 14.1 – Основные технологические параметры при ремонте с использованием подвижной муфты, мм

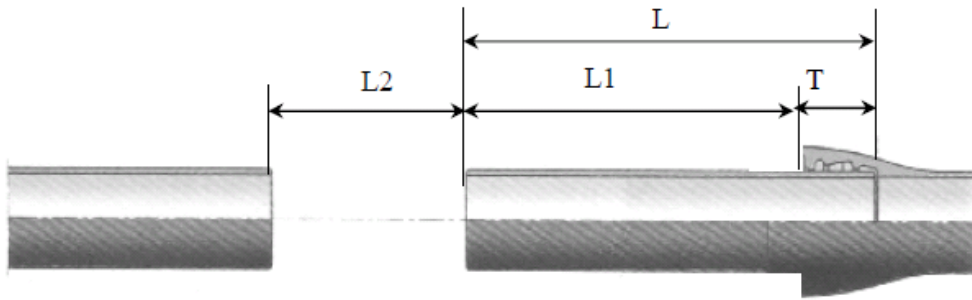
DN	L	L1	L2	L3	T
80	600	473	140	335	127
100	600	515	140	320	135
150	700	610	160	390	150
200	800	711	170	475	160
250	800	706	180	465	165
300	800	702	190	455	170
400	900	710	200	515	190
500	900	700	210	495	200

L – минимальная длина.
При увеличении L, соответственно увеличиваются L1 и L3.

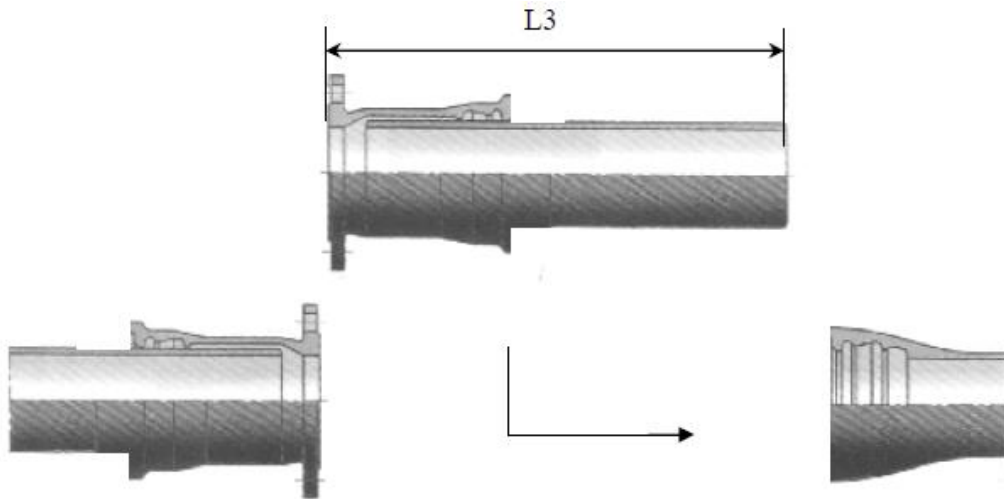
Таблица 14.2 – Основные технологические параметры при ремонте с использованием патрубков “фланец-раструб”, мм

DN	L	L1	L2	L3	L4	T
80	500	373	230	550	230	127
100	500	415	240	550	220	135
150	500	410	260	550	195	150
200	600	511	280	655	280	160
250	600	506	290	660	270	165
300	600	502	300	660	260	170
400	600	410	330	670	225	190
500	600	400	360	680	210	200

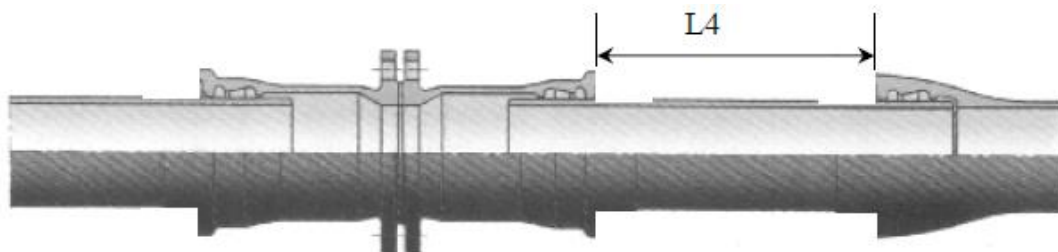
14.6.2 Места ремонта трубопроводов с применением фланцевых соединений должны соответствовать пункту 3.5.4.179 Правил безопасности нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.



Вырезать участок трубы длиной L_2 . Края трубы с вырезанным участком обработать и нанести антикоррозионную защиту.



Демонтировать оставшийся участок трубы и установить на него патрубок фланец-раструб с уплотнительным кольцом. Установить на левый конец трубы с вырезанным участком патрубок фланец-раструб.



Участок трубы с патрубком фланец-раструб установить в раструб трубы с правой стороны трубопровода. Патрубок фланец-раструб передвинуть влево на длину L_4 . Патрубок фланец-раструб (на левом участке трубопровода) передвинуть вправо и соединить фланцы болтами.

Рисунок 14.11 - Ремонт трубопровода при помощи патрубков “фланец-раструб”.

15 Монтаж трубопровода из ВЧШГ по технологии “прессовая посадка” (ПП)

15.1 Технология соединения труб

15.1.1 Технология соединения труб методом прессовой посадки заключается в том, что в стальную муфту с двух сторон с натягом запрессовываются концы стыкуе-

мых труб. Предварительно контактируемые участки труб и муфты наносятся двухкомпонентный эпоксидный герметик.

15.1.2 В качестве герметика допускается использовать составы типа “Батлер” зимнего (марка 106) и летнего (марка 105) вариантов или аналогичные.

15.1.3 Схема соединения показана на рисунке 15.1.

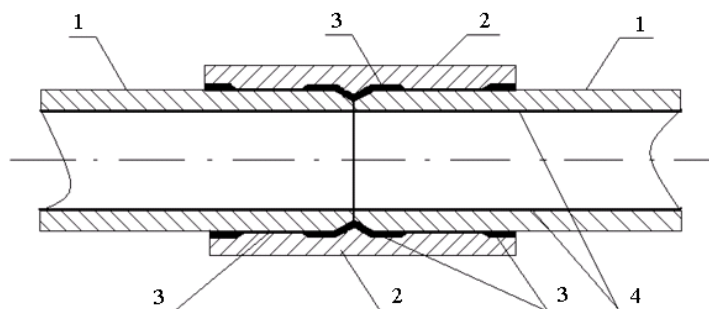


Рисунок 15.1 – Соединение труб методом прессовой посадки;
1 – труба из ВЧШГ; 2 – муфта стальная; 3 – герметик;
4 – внутреннее защитное покрытие.

15.1.4 Муфта обладает рельефной внутренней поверхностью (рис. 5.10), что позволяет:

- фиксировать концы стыкуемых труб точно по центру муфты;
- обеспечить необходимый натяг;
- формировать герметизирующие кольца.

15.1.5 При монтаже трубопровода используются:

- установка для соединения труб методом прессовой посадки по ТУ 3663-002-23967414-07;
- гидростанция с давлением не менее 20 МПа (200 кг/см²) или гидросистема трактора;
- трубоукладчик.

Технологический процесс монтажа трубопровода с использованием соединений “ПП” может осуществляться по следующим схемам:

- вдоль бровки траншеи методом последовательного наращивания трубопровода (мобильный);
- с площадки в болотистых и других труднодоступных местах (полустационарный).

15.1.6 Метод последовательного наращивания трубопровода вдоль бровки траншеи реализуется с использованием специальной установки неразъемного муфтового соединения труб, размещенной на саях с дугообразными ползьями. Сани с установкой прицепляется к грузовым саям, загруженным запасом труб. Сани приводятся в движение трактором, гидропривод которого через систему гибких и жестких трубопроводов соединен с гидроцилиндрами установки. Так формируется мобильная линия для монтажа трубопровода (рис. 15.2).

15.1.7 В состав мобильной линии входит стандартный трубоукладчик с требуемой грузоподъемностью и с боковой стрелой для выполнения операций подачи труб с грузовых саней в установку и других погрузочно-разгрузочных работ.

15.1.8 Принципиальная схема гидравлической установки для соединения труб прессовой посадкой показана на рисунке 15.3.

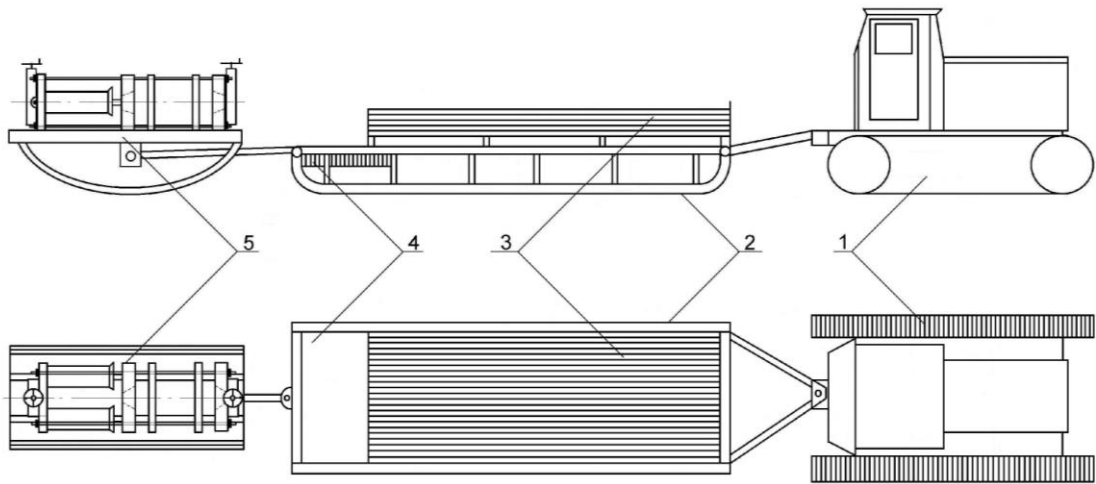


Рисунок 15.2 – Мобильная линия для монтажа трубопровода с использованием соединений “ТПП”; 1 – трактор; 2 – грузовые сани; 3 – стеллаж для труб; 4 – корзина для соединительных элементов; 5 – установка для соединения труб.

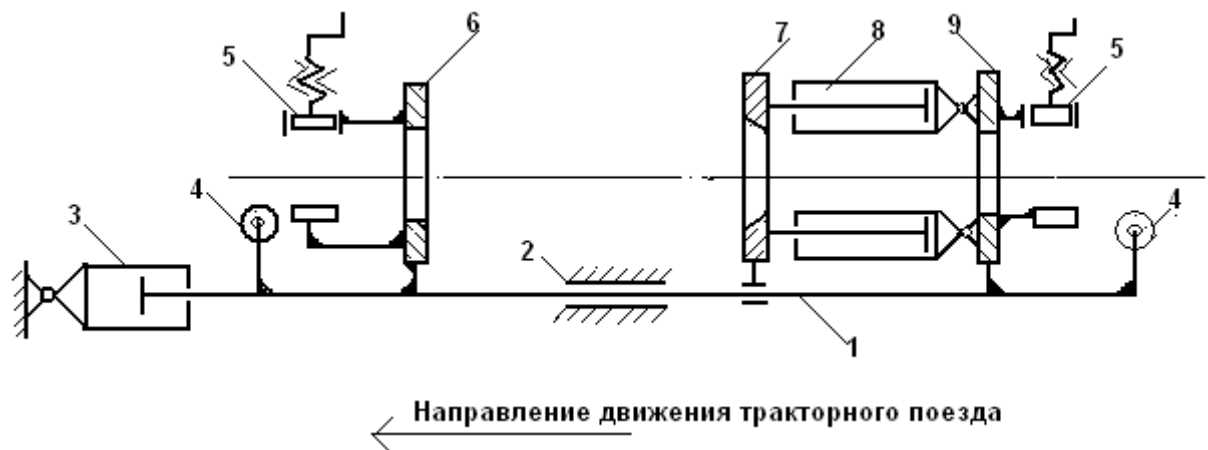


Рисунок 15.3 – Гидравлическая установка для соединения труб методом прессовой посадки; 1 – подвижная рама; 2 – направляющие; 3 – гидроцилиндр перемещения рамы; 4 – роликовая опора; 5 – зажим фильерной плиты; 6 – передняя плита; 7 – подвижная плита; 8 – рабочие гидроцилиндры; 9 – задняя плита.

Гидравлическая установка представляет собой подвижную раму 1, которая установлена на направляющих 2 на тракторных санях. Положение подвижной рамы с установленными на нем узлами регулируется посредством гидроцилиндра перемещения рамы 3. На раме установлены регулируемые по высоте роликовые передние и задние опоры 4, а также плиты: передняя 6, задняя 9 и подвижная 7. Подвижная плита соединена с двумя рабочими гидроцилиндрами 8. На раме укреплены винтовые зажимы 5. Питание гидроцилиндров осуществляется от гидросистемы трактора.

15.1.9 Возможен вариант монтажа, когда гидравлическая установка подвешивается на крюк трубоукладчика.

15.2 Технологический процесс сборки плети прессовой посадкой

15.2.1 Трубоукладчиком трубу подают на установку и пропускают через переднюю плиту так, чтобы конец трубы оказался в рабочей зоне (рис. 15.4).

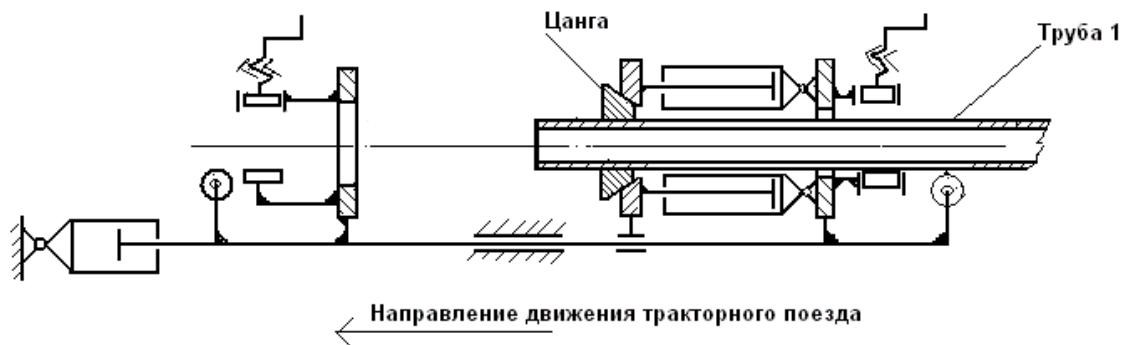


Рисунок 15.4 – Установка первой трубы и цангового зажима

Необходимый вылет из подвижной плиты регулируют посредством гидроцилиндра 3 (рис. 15.3). На трубу одевают съемные цанги с упором в подвижную плиту. Вторую трубу трубоукладчиком подают через переднюю плиту в рабочую зону тем концом, на котором напрессована муфта в цеховых условиях (см. рис. 5.8). Муфту напрессовывают на половину длины. Между передней плитой и торцом муфты устанавливают упоры так, как это показано на рисунке 15.5.

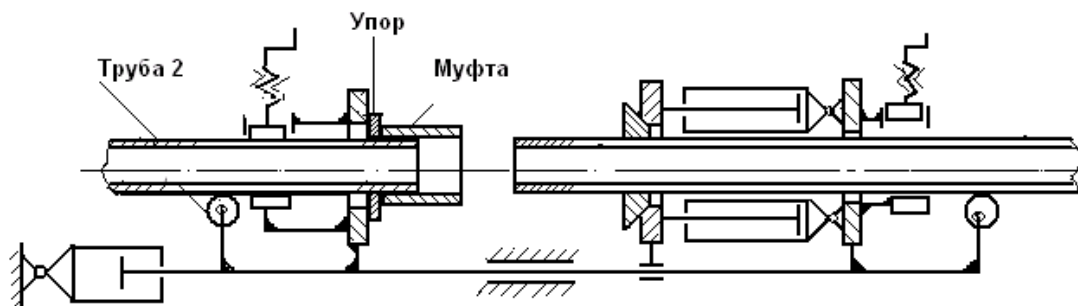


Рисунок 15.5 – Установка второй трубы

Трубу зажимают передним винтовым зажимом. На конец трубы наносят шпателем эпоксидную композицию.

Рабочими гидроцилиндрами перемещают раму установки вперед, при этом вторая труба с муфтой перемещается назад и напрессовывается на конец первой трубы. Это положение показано на рисунке 15.6.

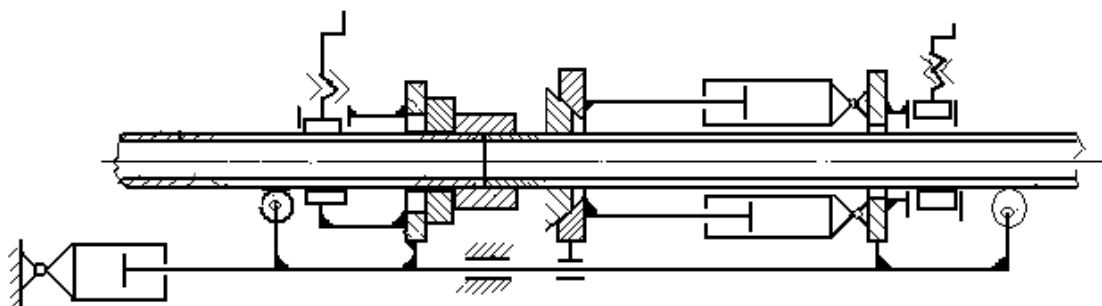


Рисунок 15.6 – Стыковка труб

Перед напрессовкой муфты необходимо очистить концевую часть трубы от грязи, наледи и т.д., нанести герметик на внутреннюю часть соединительной муфты и на-

ружную часть трубы. Толщина слоя герметика на трубах должна находиться в пределах 2-3 мм, на муфте 0,5-1,0 мм; ширина должна соответствовать таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Технологические параметры соединения “ПП”, мм

Условный проход	Длина муфты	Ширина слоя герметика на трубе
80	200	80
100	250	100
125	280	120
150	320	140
200	400	180
250	500	220
300	600	270

Напрессовку осуществляют до совпадения торца муфты с заранее нанесенной меткой. Метка наносится на расстоянии от торца трубы, равном половине длины муфты.

Визуально контролируют качество операций в соответствии с таблицей 16.1. После этого установку перемещают на расстояние, равное длине трубы и операции повторяют на следующем стыке.

После выхода муфты за пределы установки муфту и прилегающие участки труб покрывают изоляционным материалом. При этом величина нахлёста на заводское изоляционное покрытие должна составлять не менее 150 мм.

15.2.2 Существуют несколько модификаций данной технологии. Например, при сборке и монтаже трубопровода муфта может напрессовываться одновременно на концы и первой и второй труб одновременно. Последовательность операций в этом случае показана на рисунке 15.7.

15.2.3 Соединительные детали присоединяют к трубам по той же технологии, что и трубы (рис. 15.8).

15.2.4 При невозможности монтажа трубопровода вдоль бровки траншеи, монтаж производится с подготовленной площадки полустационарным способом. На площадке может быть использован как гидропривод трактора, так и привод от маслостанции. В этом случае для получения следующего стыка перемещается плеть трубы, а установка с санями и запасом труб остается на площадке.

15.2.5 Применение полустационарного способа целесообразно, когда предстоит вести прокладку по болотистой местности, где трудно применить мобильный метод.

15.2.6 При полустационарном методе монтажа, предусматривающем протаскивание смонтированной плети, как правило, используются трубы без наружного покрытия.

15.2.7 Если трубы имеют наружное защитное покрытие, то для предохранения изоляционного покрытия протаскиваемую плеть необходимо снабдить футеровкой, например, из деревянных реек. Максимальная длина нити трубопровода, подлежащей протаскиванию (буксировке), соответствует таблице 15.2.

15.2.8 В том случае, если монтаж трубопровода с соединением “ПП” производился при положительной температуре окружающего воздуха, то подъём и перемещение трубопровода разрешается не ранее 24 часов с момента монтажа (после окончательного отверждения эпоксидного состава).

15.2.9 Если монтаж ведётся при отрицательной температуре окружающего воздуха, то следует применять герметики быстрого отверждения. Перед нанесением герметика поверхность трубы предварительно нагревается до температуры +20 ... +50°C. Контроль температуры нагрева осуществляют термокарандашами или контактными термометрами.

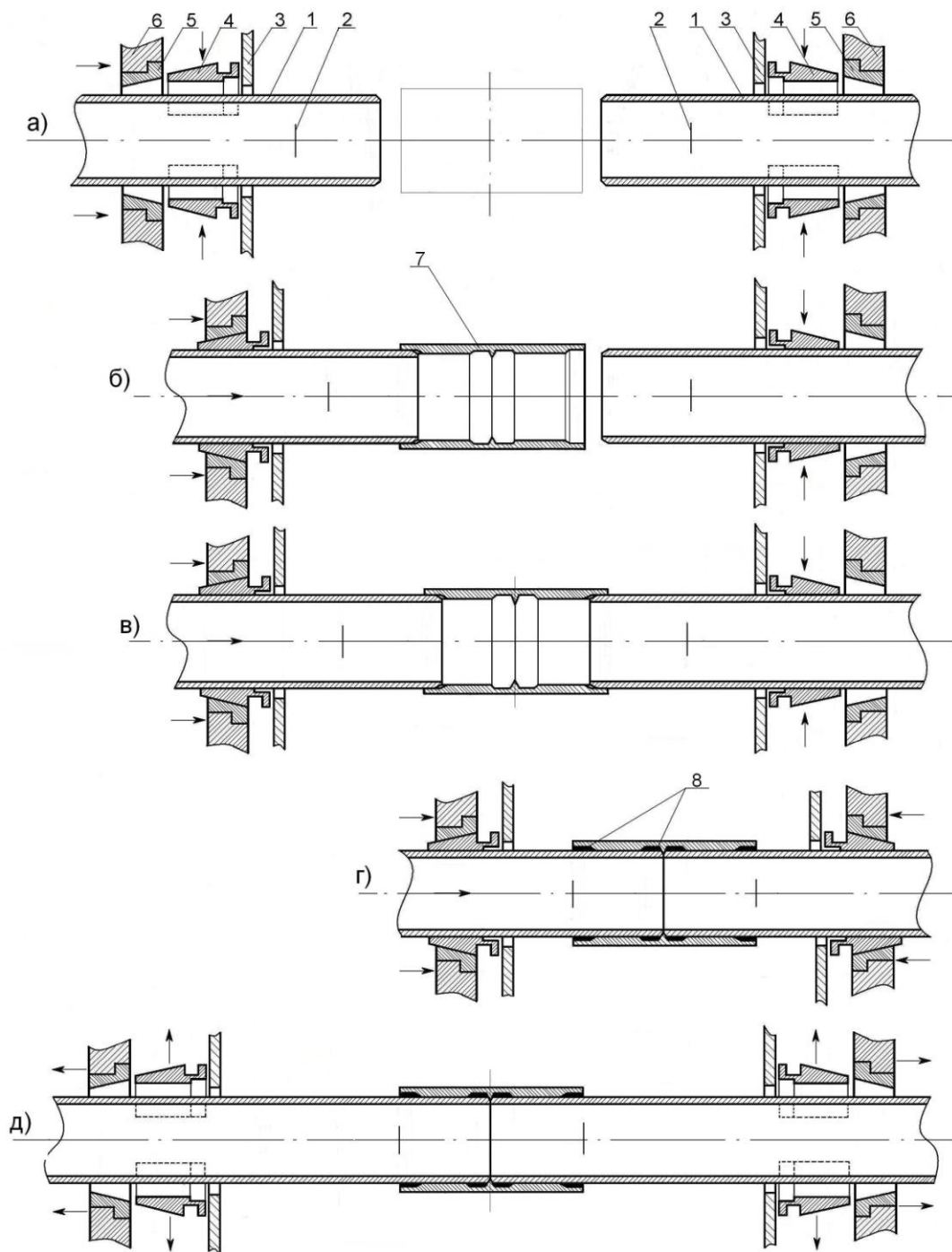


Рисунок 15.7 – Технологическая схема соединения труб методом прессовой посадки; 1 – труба с калиброванными концами; 2 – метки; 3 - плиты зажимных устройств; 4 – цанги; 5 – цанговые конусы; 6 – фильерная плита; 7 – муфта; 8 – герметик; а) установка стыкуемых труб; б) поджим цанг и установка муфты; в) перемещение одной из труб до зацепления муфты с другой трубой; г) запрессовка труб в муфту; д) разжим цанг и возврат их в исходное положение.

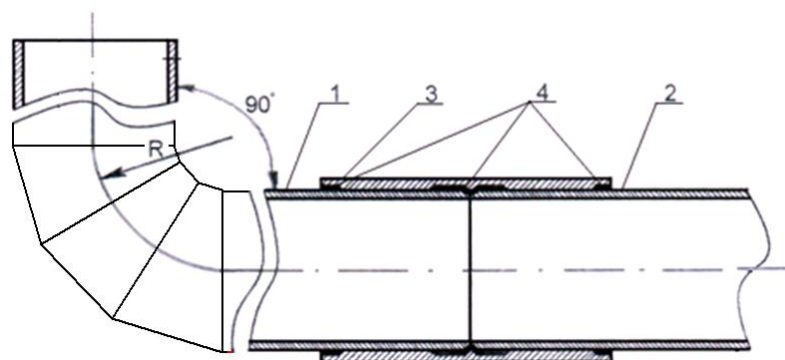


Рисунок 15.8 – Узел соединения линейной части трубопровода с отводом:
1 - отвод; 2 – труба; 3 – муфта; 4 – герметик.

Таблица 15.2 – Максимальная длина плети при протаскивании (буксировке)

Условный проход, мм	Длина плети, м
80	1100
100	900
125	800
150	700
200	600
250	500
300	400

16 Контроль качества монтажа трубопровода из ВЧШГ

16.1 Для обеспечения требуемого качества монтажа трубопроводов из ВЧШГ проводят:

- проверку квалификации персонала;
- входной контроль качества труб, изделий и материалов;
- технический осмотр оборудования (гидрофицированной установки, трубоукладчика, трактора-буксировщика, строп, траверс);
- систематический операционный контроль качества сборки и монтажа;
- 100 % визуальный контроль соединений, измерительный контроль геометрических параметров;
- испытания собранных стыков в составе трубопровода на прочность и герметичность.

16.2 Технология монтажа трубопроводов с соединениями типа “RJ” не предполагает использование сложного оборудования. Контроль качества монтажа осуществляется путём проверки положения резинового кольца и стопоров.

16.3 В технологии “ПП” используется специальное оборудование, которое требует тщательного контроля параметров работы его работы и квалификации операторов.

16.4 Проверку квалификации операторов гидравлической установки проводят в соответствии с разделом 17, контроль труб, изделий и материалов в процессе монтажа проводят в соответствии с таблицей 16.1.

Таблица 16.1 – Требования к контролю труб, изделий и материалов при монтаже трубопроводов из ВЧШГ по технологии прессовой посадки

Номер п/п	Переход	Техническое требование к контролируемому параметру	Метод и средство контроля
1	Входной контроль труб	Трубы должны быть очищены от грязи, снега и т.п. Концы труб должны иметь наружную фаску, наружная изоляция удалена с обоих концов труб на длину муфты или раструба.	Визуальный, линейка
2	Нанесение меток на концы соединяемых труб	Метка на трубе должна быть на расстоянии, равном половине длины муфты от торца трубы, на раструбном конце – на длину раструба.	Визуальный, линейка
3	Нанесение герметика	Герметик наносится на концы труб, на муфты и раструбы согласно таблице 15.1. Слой герметика не должен иметь разрывов. Толщина – 1 ... 2 мм.	Визуальный
4	Установка муфты с обжимом	Муфта должна находиться на трубах между отметками, сделанными на трубах. Смещение торца от отметки не более 5 мм.	Линейка или шаблон
5	Установка муфты методом прессовой посадки	Муфта одевается на трубу на длину проточки до упора.	Визуальный
6	Обжим муфты, раструба или запрессовка в муфту	Метки на трубах должны находиться от торца муфт или раструба на расстоянии не более 5 мм.	Линейка или шаблон
7	Контроль оснастки	Износ обжимных роликов (фильер) на величину не более 1,0 мм на диаметр.	Штангенциркуль ГОСТ 166 или шаблон

16.5 При техническом осмотре оборудования проверяют:

- затяжку креплений, отсутствие течи в соединениях гидроаппаратуры, отсутствие задиrow на направляющих установки, состояние прицепов;
- давление в гидросистеме установки (трактора), уровень масла в гидробаке;
- легкость хода роликов, фильеры и плит при холостых ходах;
- состояние канатных строп и траверсы.

Результаты проверки должны соответствовать паспортным данным на оборудовании.

16.6 Технический осмотр оборудования проводят через каждые 10 дней работы с записью результатов проверки в журнале работ.

16.7 Операционный контроль предусматривает:

- а) проверку качества подготовки труб и соединительных деталей под сборку;
- б) контроль:
 - усилий обжимки и запрессовки по манометру на установке;
 - температуры поверхностей перед нанесением эпоксидного компаунда;

- продолжительности времени от момента введения отвердителя в эпоксидный состав до запрессовки труб;
- размеров муфты (шаблонами) при соединении “ПП”;
- в) контроль:
- рецептуры герметика;
- температуры и времени полимеризации герметика.

16.8 Измерения и контроль режимов сборки ведут с помощью секундомера, электронного термометра, манометра, и динамометра.

По внешнему виду и размерам стыковые соединения должны удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 16.1.

17 Производственная аттестация технологий и операторов

17.1 Технологические процессы соединения труб из ВЧШГ до использования на трассе должны пройти производственную аттестацию для каждого отдельного объекта.

Аттестацию необходимо повторить в случае инцидентов и аварий, связанных с разрушением труб и соединений, а также течи при испытаниях.

По результатам производственной аттестации и испытаний смонтированного трубопровода допуски сопрягаемых поверхностей и технологические режимы могут быть скорректированы.

17.2 Производственную аттестацию проводит строительно-монтажное предприятие.

17.3 Производственная аттестация должна подтвердить соответствие применяемых технологий, материалов, деталей, труб и оборудования требованиям проектной и нормативной документации. Одновременно в процессе производственной аттестации технологического процесса проводят аттестацию операторов по монтажу трубопроводов из ВЧШГ и проверку квалификации сварщиков, выполняющих сварку по чугуну.

17.4 Производственная аттестация проводится комиссией, председателем которой является:

при использовании труб с соединением “RJ” – представитель ОАО “ЛМЗ “Свободный сокол”;

использовании соединения “ПП” – инженерно-технический работник строительно-монтажного предприятия;

при использовании ремонтной сварочной технологии – специалист по сварке завода-изготовителя сварных узлов из ВЧШГ.

Членами комиссий должны быть непосредственные производители работ (начальник участка, производственной базы, мастер).

17.5 Производственная аттестация может проводиться на стационарных производственных базах либо на трассовых (временных) производственных площадках.

Производственная аттестация проводится с использованием серийного оборудования и материалов, деталей, узлов и труб.

Производственная аттестация соединения труб по технологии “RJ”.

17.6 Производственную аттестацию проводят в следующем порядке:

- проводят входной контроль труб, соединительных деталей, стопоров, уплотняющих колец, материалов;
- выполняют сборку плети, состоящей из нескольких труб и соединительных деталей. При этом количество стыков “RJ” в плети должно быть не менее трёх. Концевые элементы плети должны быть заглушены и иметь штуцера для подвода жидкости и контроля давления;

- проводят визуальный и измерительный контроль соединений;
- подают в плетъ воду, поднимают давление до величины испытательного по проекту, выдерживают 10 минут и снижают давление до нуля;
- повторяют последнюю операцию 10 раз (циклические испытания).
- осматривают соединения после испытаний.

17.7 Производственная аттестация считается положительной, если при испытании плети не появились течи, деформации и разрушения деталей и стыков.

17.8 Результаты производственной аттестации оформляются в виде протокола, в котором указывают:

- схему испытанной плети и типоразмеры труб и соединительных деталей;
- режим испытаний;
- результаты испытаний и осмотра.

Производственная аттестация соединения по технологии “ПП”.

17.9 Производственную аттестацию проводят в следующем порядке:

- проверяют и налаживают оборудование;
- проводят входной контроль деталей, материалов, труб, узлов;
- проводят сборку плети труб;
- выполняют операции соединения труб и соединительных деталей запрессовкой в муфты. При этом концевые элементы должны быть заглушены;
- проводят визуальный и измерительный контроль соединений;
- снимают плетъ с установки и заглушают концы труб;
- подают в плетъ воду, поднимают давление до величины испытательного по проекту, выдерживают 10 минут и снижают давление до нуля;
- повторяют последнюю операцию 10 раз (циклические испытания).
- осматривают соединение.

17.10 Производственную аттестацию технологического процесса для соединений “ПП” необходимо проводить на трубах и соединительных деталях, размеры сопрягаемых частей которых соответствуют минимальным натягам в пределах допусков по таблицам 5.13 – 5.21.

17.11 Производственная аттестация считается положительной, если при испытании плети не появились течи, деформации и разрушения деталей и стыков.

17.12 Результаты производственной аттестации оформляются в виде протокола, в котором указывают:

- сопрягаемые размеры деталей и труб, измеренные с точностью 0,01 мм;
- максимальное давление по манометру установки в момент обжатия;
- приращение наружного диаметра муфты в напрессованной части, измеренное с точностью 0,01 мм. Это приращение служит одним из основных параметров при контроле операций на трассе (полученное в трассовых условиях увеличение наружного диаметра муфты не должно быть меньше этой контрольной величины);
- результаты гидравлических испытаний.

Проверка квалификации сварщиков.

17.13 К ремонту трубопровода или его элементов из ВЧШГ с использованием сварочной технологии допускаются сварщики, прошедшие соответствующую подготовку и аттестацию. Подготовка сварщиков к аттестации по сварке чугуна производится на заводе-изготовителе сварных узлов из ВЧШГ (ООО «ЧугунСпецСтрой», г. Липецк) или в учебном центре, имеющем специалистов соответствующей квалификации.

17.14 Аттестация сварщиков производится по группе свариваемых материалов М06 по РД 03-495-02. Аттестация сварщиков производится с заваркой контрольного сварного соединения и по карте технологического процесса соответствующих конструкций и технологий выполняемых работ на производственном объекте.

18 Укладка трубопровода в траншею и засыпка

18.1 Укладка трубопровода в траншею

18.1.1 Укладку трубопроводов из ВЧШГ следует выполнять в основном в соответствии с требованиями ВСН 004-88, ВСН 005-88, СП 34-116-97, но с учетом некоторых отличительных особенностей. Особенности укладки зависят от способа монтажа трубопроводов.

Трубопроводы, монтируемые по технологии “RJ”

18.1.2 Трубопроводы из ВЧШГ, монтируемые по технологии “RJ”, в тех случаях, когда траншея не обводнена, не требуют дополнительных операций по укладке в траншею, поскольку монтаж трубопровода происходит в траншее.

18.1.3 В случае, когда траншея затоплена водой, трубопровод собирают на сухом участке. Смонтированный участок заглушают на концах герметичными заглушками, испытывают на прочность и герметичность, затем укладывают в траншею одним из следующих методов.

18.1.4 Если трубы имеют наружное защитное покрытие, то для предохранения изоляционного покрытия протаскиваемую плеть необходимо снабжать футеровкой (например, из деревянных реек). При этом наружный диаметр футеровки должен быть больше диаметра раструбной части труб.

18.1.5 Если трубопровод, обладает отрицательной плавучестью, то протаскивают по дну траншеи или водоема.

Возможен вариант, когда длиномерную плеть, оснащенную поплавками, сплавляют по обводненной траншее или водоему. Затем укладку сплавленной плети трубопровода производят последовательной отстроповкой поплавков.

18.1.6 В том случае, когда трубопровод обладает положительной плавучестью и можно обойтись без поплавков, для укладки необходимы балластировочные утяжелители.

18.1.7 На участках трассы, где не обеспечивается устойчивость стенок траншеи на время производства укладочных работ, применяют “метод подкопа”. При этом плеть предварительно протаскивают вдоль оси прокладки по поверхности болота, затем под трубопроводом отрывают траншею, куда плеть опускается под действием собственного веса. Для рытья траншеи применяют трубозаглубители.

18.1.8 При протаскивании плети и укладке рекомендуется поддерживать в плети давление 0,1 – 0,2 МПа, что обеспечивает необходимую жесткость плети и сохранность уплотнительных колец.

Трубопроводы, монтируемые по технологии “ПП”

18.1.9 Монтаж участка трубопровода из чугунных труб, собранного по технологии «ПП», выполняется на бровке траншеи с последующей укладкой в траншею. При этом все операции не отличаются от укладки стальных сварных трубопроводов.

18.1.10 Технологические операции по укладке трубопровода в траншею не должны приводить к местным перенапряжениям труб и соединений, а также не должны приводить к повреждению изоляционного покрытия. Количество трубоукладчиков должно быть не менее трёх, высота подъёма минимальна, точка подвеса должна располагаться не ближе 1,5 м от муфты. Меры предосторожности изложены в пункте 7.2 СП 86.13330.2012 и разделе 23 СП 34-116-97.

18.1.11 Если траншея или участок обводнены, то может применяться метод протяжки, как и в предыдущем случае.

18.1.12 Перед укладкой в обводнённую траншею необходимо провести испытание плети на прочность и герметичность.

18.1.13 Максимальная длина протаскиваемой плети, смонтированной по технологиям “RJ” и “ПП”, определяется расчётом согласно приложению Е.

18.2 Засыпка трубопровода. Рекультивация почвы

18.2.1 При засыпке трубопровода из ВЧШГ должны выполняться те же нормы и правила, что и при засыпке трубопроводов из других материалов (стали, пластмасс) с учётом следующих особенностей.

18.2.2 Независимо от способа монтажа трубопровода из ВЧШГ, засыпка осуществляется в два приема – частичная засыпка до предварительного испытания участка и окончательная засыпка.

18.2.3 Частичная засыпка траншеи производится в следующем порядке. Предварительно производят подбивку пазух и засыпку труб грунтом на высоту 0,2 м над верхней образующей трубы. Во время частичной засыпки производят равномерное послойное уплотнение грунта с обеих сторон трубы до необходимой плотности. Под каждым стыком оставляется приямок, позволяющий наблюдать за состоянием стыка при испытаниях (см. рис. 14.6).

18.2.4 Окончательная засыпка траншеи производится после предварительного испытания трубопровода. При этом сначала присыпают приямки с тщательным уплотнением, затем производят окончательную засыпку траншеи.

18.2.5 Перед началом частичной засыпки трубопровода необходимо:

- проверить проектное положение трубопровода и его плотное прилегание к дну траншеи;
- проверить качество и в случае необходимости отремонтировать изоляционное покрытие;
- провести предусмотренные проектом работы по предохранению изоляционного покрытия от механических повреждений;
- получить письменное разрешение на засыпку уложенного трубопровода;
- выдать наряд-задание на производство работ.

18.2.6 Засыпать траншею следует непосредственно после укладочных работ (в отдельных случаях после балластировки трубопровода или закрепления его анкерными устройствами).

18.2.7 Засыпку трубопровода осуществляют преимущественно бульдозерами и траншеезасыпателями роторного типа. На сложных участках (болота, мерзлый отвал, стесненные условия) засыпку выполняют одноковшовыми экскаваторами, оборудованными ковшом с обратной лопатой или драглайном.

18.2.8 При засыпке трубопровода необходимо обеспечить:

- сохранность труб и изоляции;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода в горизонтальной плоскости.

18.2.9 При засыпке нескольких трубопроводов, уложенных в общую траншею, необходимо обеспечить проектное расстояние между трубопроводами, исключить подвижки трубопроводов в поперечном направлении.

18.2.10 Для предохранения трубопровода от повреждений при засыпке его мерзлым, слежавшимся грунтом или каменистым грунтом над верхней образующей трубы выполняют присыпку толщиной не менее 0,2 м из мягкого вскрышного или привозного грунта.

18.2.11 После присыпки трубопровода грунт в пазухах траншеи уплотняют. Трамбовать грунт непосредственно над трубопроводом запрещается.

18.2.12 На нерекультивируемых землях над трубопроводом при засыпке делается грунтовый валик с учетом его последующей осадки до уровня поверхности земли в процессе консолидации грунта.

18.2.13 На рекультивируемых участках отвалы плодородной почвы и минерального грунта на строительной полосе должны располагаться так, чтобы при производстве работ они не смешивались.

На рекультивируемых землях засыпка трубопровода производится с уплотнением грунта пневмокатками или гусеничными тракторами путём многократного прохода (три-пять раз) над засыпанным трубопроводом. Затем выполняется планировка плодородного слоя грунта над трубопроводом.

18.2.14 Засыпка трубопровода бульдозерами выполняется косыми проходами с целью исключения падения крупных комьев грунта непосредственно на трубопровод.

18.2.15 При непрямолинейной горизонтальной прокладке трубопровода вначале засыпают криволинейный участок, а затем прилегающая часть. Засыпку криволинейного участка начинают с его середины, двигаясь поочередно к концам участка.

18.2.16 На участках с вертикальными кривыми трубопровода (в оврагах, балках, на холмах и т.п.) засыпку производят сверху вниз.

18.2.17 При засыпке твердыми грунтами роторные траншеезасыпатели используются в комплексе с бульдозерами. При этом вначале засыпку выполняют траншеезасыпателем разрыхленным грунтом, а затем бульдозерами.

18.2.18 Засыпка трубопровода на продольных уклонах производится бульдозером, который перемещается с грунтом сверху вниз под углом к траншее. Также может использоваться траншеезасыпатель, который движется сверху вниз с обязательным якорением на уклонах крутизной свыше 15° .

18.2.19 Для предотвращения размыва грунта на крутых продольных уклонах (свыше 15°) засыпку производят после устройства перемычек в траншее.

18.2.20 При засыпке трубопровода мерзлым грунтом поверх него устраивают валик грунта с учетом последующей его осадки при оттаивании.

18.2.21 Способы засыпки трубопровода в болотах I и II типов, выполняемой в летнее время, зависят от структуры болота. На болотах с несущей способностью более 0,01 МПа засыпку трубопровода производят бульдозерами и экскаваторами на уширенных гусеницах или одноковшовыми экскаваторами, работающими с перекидных сланей, щитов или пеноволокуш.

18.2.22 Засыпку на болотах III типа в летний период производят экскаваторами, установленными на понтонах.

18.2.23 Засыпка траншей на болотах, промерзших в зимнее время и имеющих достаточную несущую способность, осуществляется так же, как и засыпка траншей в мерзлых грунтах.

18.2.24 При недостаточном промерзании болота и малой несущей способности для засыпки траншей используют бульдозеры и одноковшовые экскаваторы на уширенных гусеницах или экскаваторы на пеноволокушах, щитах и сланях.

18.2.25 Засыпка трубопровода в песчаных грунтах осуществляется с наименьшими перерывами после испытаний.

18.2.26 Рекультивация строительной полосы после засыпки трубопровода осуществляется в процессе строительства трубопровода в сроки, устанавливаемые органами, предоставляющими земельные участки в пользование в соответствии с проектом.

18.2.27 В проекте рекультивации земель в соответствии с условиями предоставления земельных участков в пользование и с учетом местных природно-климатических особенностей должны быть определены:

- площади по трассе трубопровода, на которых необходимо проведение технической и биологической рекультивации;
- объем снимаемого плодородного слоя почвы;
- место расположения отвала для временного хранения снятого плодородного слоя почвы;

- допустимое превышение нанесенного плодородного слоя почвы над уровнем нарушенных земель;
- объем и способы погрузки и вывозки лишнего минерального грунта после засыпки трубопровода;
- стоимость работ по технической и биологической рекультивации.

18.2.28 Возвращение плодородного слоя почвы выполняется бульдозерами, перемещающими его из отвала хранения, распределяющими и выполняющими окончательную планировку продольными проходами.

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

19 Подготовка трубопровода к эксплуатации

Подготовка трубопровода к приемке в эксплуатацию включает следующие работы:

- очистка и испытание трубопровода;
- монтаж и подключение средств электрохимической защиты;
- приемка трубопровода в эксплуатацию.

19.1 Очистка полости и испытание трубопровода

19.1.1 Очистка полости и испытания промысловых трубопроводов из ВЧШГ осуществляются в соответствии с ВН 39-1.9-004-89, ВСН 011-88, СП 34-116-97 и Рекомендациями по использованию труб ОАО «ЛМЗ «Свободный сокол» (Липецк, 2011 г.).

19.1.2 Способы, параметры и схемы проведения очистки полости и испытания устанавливаются рабочим проектом и проектом организации строительства.

19.1.3 Трубопроводы очищают и испытывают по специальной рабочей инструкции (плану работ), разрабатываемой строительно-монтажной организацией и заказчиком.

19.1.4 Запрещается использовать металлические щетки при очистке трубопроводов с внутренними изоляционными покрытиями.

19.1.5 Специальная рабочая инструкция (план работ) на очистку полости и испытание составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией для каждого конкретного трубопровода с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопровода.

19.1.6 Очистку полости трубопроводов выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств.

Промывка или продувка осуществляется одним из следующих способов:

- с пропуском очистного или разделительного устройства;
- без пропуска очистного или разделительного устройства.

Промывку и продувку с пропуском очистных или разделительных устройств выполняют на трубопроводах с условным диаметром 200 мм и более.

Промывку и продувку без пропуска очистных или разделительных устройств допускается производить:

- на трубопроводах с условным диаметром менее 200 мм;
- на трубопроводах любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров трубопровода или при длине очищаемого участка менее одного километра.

Перед началом продувки и испытаний трубопровода должны быть определены и обозначены предупредительными знаками опасные зоны, в которых запрещено нахо-

даться людям во время указанных работ (таблица 19.1).

Таблица 19.1 – Зоны безопасности при очистке и испытании трубопроводов воздухом

Условный проход, мм	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода при очистке полости, м	Радиус опасной зоны в направлении вылета ерша или поршня при очистке полости, м	Радиус опасной зоны в обе стороны от трубопровода при испытании, м
до 300	40	600	100
от 300 до 500	60	800	150

19.1.7 Для наблюдения за состоянием трубопровода во время очистки полости или испытания должны выделяться обходчики, обеспеченные двусторонней связью с руководителем работ. Обходчики обязаны:

- вести наблюдение за закрепленными за ними участками трубопровода;
- не допускать нахождения людей и движения транспортных средств в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения при испытании трубопровода;
- немедленно оповещать руководителя работ обо всех обстоятельствах, препятствующих проведению продувки и испытания или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи трубопровода.

19.1.8 Закачку воды в трубопровод для промывки и испытания осуществляют через фильтры, исключая попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из водоема.

19.1.9 Скорость перемещения очистного или разделительного устройства при промывке должна быть не менее 1 км/ч. Промывка считается законченной, когда очистное или разделительное устройство выйдет из трубопровода неповрежденным.

19.1.10 Скорость потока жидкости при промывке без пропуска очистных или разделительных устройств должна составлять не менее 5 км/ч. Промывка считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

19.1.11 Очистку полости продувкой осуществляют скоростным потоком (15–20 м/с) воздуха.

Продувку выполняют сжатым воздухом, поступающим из ресивера (баллона) или высокопроизводительных компрессорных установок.

Для продувки с пропуском поршня давление воздуха в ресивере при соотношении объемов ресивера и продуваемого участка 1:1 определяют по таблице 19.2.

Для продувки скоростным потоком воздуха без пропуска поршня давление в ресивере определяют по таблице 19.2 при соотношении объемов ресивера и продуваемого участка трубопровода 2:1.

Продувка считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

Таблица 19.2 – Давление воздуха или газа в ресивере для продувки

Условный проход, мм	Давление в ресивере, не менее, МПа (кгс/см ²)	
	для трубопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	для трубопроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств
До 250	1 (10)	2 (20)
От 300 до 400	0,6 (6)	1,2 (12)

19.1.12 По завершении операций очистки составляется акт (Приложение 3).

19.1.13 После очистки полости трубопровода на концах очищенного участка устанавливаются временные заглушки, предотвращающие повторное загрязнение участка.

19.1.14 Трубопроводы испытываются в соответствии с рабочим проектом гидравлическим, пневматическим или комбинированным способом.

Испытания трубопроводов из ВЧШГ проводят в соответствии с ВСН 011-88.

Температурные факторы при испытаниях учитывают в соответствии с ВН 39-1.9-004-89.

19.1.15 Гидравлические испытания трубопроводов с внутренним цементно-песчаным покрытием начинают после заполнения его водой и предварительной выдержки под давлением (приблизительно 0,2 МПа) в течение суток (для пропитки пор цементного раствора и выравнивания температур).

19.1.16 Для соединений с использованием эпоксидных составов испытания проводятся не ранее 24 часов от момента сборки последнего стыка.

19.1.17 Испытание трубопроводов проводится в 2 этапа:

- предварительное испытание на прочность и герметичность после частичной засыпки трубопровода;

- окончательное (приемочное) испытание на прочность и герметичность после полной засыпки трубопровода.

Оба этапа испытания выполняются до установки вантузов, предохранительных клапанов, вместо которых на время испытания устанавливают фланцевые заглушки.

19.1.18 Для трубопроводов из ВЧШГ испытания на прочность проводятся под давлением $1,5 \cdot P_{\text{раб}}$, время выдержки под испытательным давлением составляет:

- при предварительном испытании – 1 час;
- при окончательном испытании – не менее 24 часов.

19.1.19 Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до проектного рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее:

- 6 часов при предварительном испытании;
- 12 часов при окончательном испытании.

19.1.20 Трубопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если при испытаниях на прочность не произошло разрушений, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не было обнаружено утечек.

19.1.21 При обнаружении утечек участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

19.1.22 Испытание трубопровода осуществляется в присутствии приемочной комиссии в составе представителей заказчика, строительной-монтажной и эксплуатационной организаций. По результатам испытания составляется акт (Приложение И).

19.2 Монтаж средств электрохимической защиты

19.2.1 Требования ГОСТ 9.602 не распространяются на чугунные трубопроводы, поэтому выбор способа защиты от почвенной коррозии необходимо в каждом конкретном случае определять на стадии проектирования. Применение средств электрохимической защиты возможно только при наличии достаточной электрической проводимости трубопровода в продольном направлении.

19.2.2 Трубопроводы с соединениями “RJ” не обладают достаточной проводимостью из-за наличия резиновых герметизирующих колец в стыках. Поэтому на таких трубопроводах ЭХЗ не применяют.

19.2.3 Трубопроводы с соединениями “ПП” обладают продольной проводимостью. На этих трубопроводах можно применять средства и установки катодной, элект-

тродренажной, протекторной защиты, электрические перемишки, контрольно-измерительные пункты и конструктивные узлы типовых проектов.

19.2.4 Выбор средств защиты осуществляется на основе технико-экономических расчетов, учитывающих коррозионную активность грунтов, фактические скорости коррозии внутренней и наружной поверхности труб, эффективность защитных мероприятий при обеспечении проектных сроков службы трубопроводов.

19.2.5 Сооружение средств ЭХЗ трубопроводов следует осуществлять в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и ВСН 009-88, а также с соблюдением требований к монтажу отдельных видов оборудования и согласно технической документации заводов-изготовителей.

19.2.6 При монтаже средств ЭХЗ необходимо учитывать, что приварка токоподводящих пластин непосредственно к телу трубы в трассовых условиях затруднена. Это связано с тем, что отечественная промышленность не производит электродов для совместной сварки чугуна и стали, а имеющиеся за рубежом такие электроды чрезвычайно дороги. Кроме того, предварительный подогрев и приварка катодных выводов к чугунным трубам с внутренней изоляцией приводит к нарушению покрытия. В связи с этим токоотвод от труб необходимо выполнять в виде стальных хомутов из полосовой стали шириной 40 мм.

19.2.7 Для установки токоотводящего хомута выполняют следующие операции:

- Поверхность чугунной трубы обрабатывают шлифмашинкой до металлического блеска по всей окружности на ширину 50...60 мм.

- Очищают до металлического блеска внутреннюю поверхность стального хомута.

- На очищенную поверхность трубы шпателем наносят универсальную высокоэлектропроводную смазку «Суперконт» по ТУ 0254-003-51844550-2009. Толщина слоя 2...3 мм., ширина 60...70 мм.

- Устанавливают хомут и затягивают его до контакта с поверхностью трубы. Допускается постукивать молотком для обеспечения плотного контакта.

- Поверхность хомута и трубы по обе стороны от хомута на расстоянии не менее 50 мм защищают усиленной изоляцией по ГОСТ 9.602.

19.2.8 В случае, если труба не имеет внутренней изоляции, возможна непосредственная приварка катодных пластин к телу трубы специально обученными сварщиками при условии выполнения рекомендаций Технологической инструкции ТИ 01-СН-2011 (приложение А).

19.3 Приемка трубопроводов в эксплуатацию

19.3.1 Приемка в эксплуатацию законченных строительством трубопроводов проводится в соответствии с требованиями СП 68.13330.2012 и ВСН 012-88.

19.3.2 Приемка в эксплуатацию трубопроводов запрещается, если не полностью (согласно проекту) закончены строительством сопутствующие объекты, обеспечивающие безопасность людей, защиту окружающей среды и пожарную безопасность.

19.3.3 Приемка трубопроводов проводится приемочной комиссией. В состав приемочной комиссии включаются представители заказчика (председатель комиссии), строительной-монтажной и эксплуатационной организаций.

19.3.4 На каждый законченный трубопровод подрядчик предъявляет приемочной комиссии исполнительную документацию:

- комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта с подписями, сделанными лицами, ответственными за производство строительномонтажных работ, о соответствии выполненных работ этим чертежам или внесенным в них проектной организацией изменениям;

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

- акт разбивки и передачи трассы (площадки) для трубопроводов;
- протоколы проверки качества сварных стыков (для стальных участков и элементов);
- копии аттестационных документов исполнителей;
- журнал сварки с указанием температуры окружающего воздуха на момент производства сварочных работ (для стальных участков и элементов);
- акты на скрытые работы (Приложение К);
- акты испытаний трубопроводов на прочность и герметичность;
- журнал учета работ – по требованию заказчика.

19.3.5 Приемочной комиссией могут быть приняты в эксплуатацию одновременно один или несколько трубопроводов.

Если приемочной комиссии предъявляются для приемки одновременно несколько трубопроводов, то для приемки может быть оформлена единая техническая документация, как для одного объекта, с оформлением актов на скрытые работы для каждого трубопровода.

19.3.6 Приемка законченного объекта оформляется актом по форме Приложения Л.

19.3.7 Перед вводом в эксплуатацию на трубопроводы из ВЧШГ составляется паспорт (Приложение М), в котором указываются параметры трубопровода (время ввода в действие, диаметр, материал ВЧШГ, тип соединений, тип изоляции, наличие ЭХЗ), сведения об очистке полости, об испытаниях, о повреждениях и ремонтах, об изменениях режима работы. К паспорту должна быть приложена исполнительная схема трубопровода.

19.3.8 Паспорт составляется лицом, ответственным за эксплуатацию трубопровода.

20 Эксплуатация промышленных трубопроводов из ВЧШГ

Эксплуатация, техническое обслуживание трубопровода, ремонт в процессе его эксплуатации должны осуществляться в соответствии с требованиями, изложенными в ГОСТ 18322, РД 39-132-94, СП 34-116-97 и других с учетом свойств и особенностей труб из ВЧШГ и соединений (технологии ремонта, ЭХЗ, повышенные требования к сварочным работам).

В соответствии с ГОСТ 18322 эксплуатация трубопровода включает следующие работы:

техническое обслуживание – комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности трубопровода при использовании по назначению;

ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности трубопровода, восстановления ресурса трубопровода и (или) его составных частей;

капитальный ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности, полного или близкого к полному восстановлению ресурса трубопровода заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые;

средний ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса трубопровода заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме, установленном нормативно-технической документацией;

текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности трубопровода и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

При эксплуатации трубопроводов применяют техническое обслуживание с периодическим контролем. Контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объемах, установленных в нормативно-технической или эксплуатационной документации.

У персонала, обслуживающего трубопроводы из ВЧШГ, должны быть в наличии схемы трубопроводов с указанием материала и диаметра труб, расположения запорной и регулирующей арматуры и разъемных соединений, а также наличие настоящего свода правил.

20.1 Обозначение трасс промысловых трубопроводов на местности

20.1.1 Трасса промыслового трубопровода на местности обозначается опознавательно-предупредительными знаками (пикетами) в виде столбиков со щитами-указателями, расположенными на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли. Данные знаки устанавливаются в пределах прямой видимости через каждые 1000 м, а также на углах поворота и пересечениях трассы с другими трубопроводами и коммуникациями.

20.1.2 Отметку трассы в местах изменения направления (поворота) под радиусом естественного изгиба производят тремя указателями: в начале, центре и конце кривой

20.1.3 При прохождении трассы трубопровода по территориям сельскохозяйственного назначения количество знаков может быть уменьшено, если их установка препятствует проведению сельхозработ. Знаки в этом случае следует установить за пределами посевных площадей по краям полей.

20.1.4 На щите-указателе должны быть приведены:

- наименование промыслового трубопровода с указанием знака “ВЧШГ”;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака к трассе (км);
- размеры охранной зоны трубопровода;
- телефоны и адрес организации, эксплуатирующей данный участок промыслового трубопровода.

20.1.5 Трасса промыслового трубопровода в местах переходов через автомобильные дороги и водные препятствия, у линейной арматуры и на опасных участках должна быть четко обозначена на местности постоянными предупреждающими знаками.

20.1.6 Два знака, по одному с каждой стороны, по створу трассы закрепляются (отмечаются, обозначаются):

- пересечения автомобильных дорог I...III категорий;
- переходы через крупные овраги при ширине более 50 м;
- переходы через каналы;
- переходы через реки с шириной зеркала воды в межень более 10 м.

20.1.7 Площадки обслуживания арматуры должны иметь ограждения и надписи с номерами согласно технологической схеме.

20.1.8 Виды знаков на переходах через автомобильные и железные дороги, правила их установки должны отвечать требованиям Правил эксплуатации соответствующих путей сообщения и ГОСТ Р 12.4.026.

20.1.9 Обходчики и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков промыслового трубопровода.

20.1.10 Все надземные переходы балочного типа должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность доступа посторонних лиц и механизмов к трубопроводу, иметь защитное покрытие и предупредительный знак «Проход и проезд запрещены».

20.2 Охранные зоны трубопроводов

20.2.1 На всем протяжении трассы промышленного трубопровода для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения повреждений устанавливаются охранные зоны:

- вдоль трассы трубопровода – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных трубопроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль подводных переходов трубопроводов – в виде участка от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м в каждую сторону.

20.2.2 В охранных зонах трубопроводов предусматриваются плакаты с запрещающими надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению, в том числе запрещающие:

- перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков, контрольно-измерительных пунктов систем ЭХЗ;
- открывать калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств, открывать и закрывать краны и задвижки, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики трубопроводов;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;
- разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения, а прилегающую территорию от аварийного разлива транспортируемого продукта;
- бросать якоря, проходить с отданными якорями, цепями, лопатами, волокушами и тралами, производить дноуглубительные и землечерпательные работы в охранных зонах подводных трубопроводов;
- размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

20.2.3 Земельные участки, входящие в охранные зоны, не изымаются у землепользователей, а используются ими для проведения сельскохозяйственных и иных работ с обязательным соблюдением требований охраны трубопроводов.

20.2.4 На территории охранной зоны не допускается устройство канализационных колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектом, за исключением углублений, выполняемых при ремонте или реконструкции трубопроводов по плану производства работ.

20.2.5 Строительные и ремонтные работы в охранных зонах линий и сооружений технологической связи, телемеханики и электрических сетей, входящих в состав трубопроводов, должны выполняться с соблюдением требований нормативных документов по охране линий и сооружений связи и электрических сетей.

20.2.6 В охранной зоне любые работы независимо от производителя работ должны выполняться только после получения технических условий от организации, эксплуатирующей трубопровод, с оформлением наряда-допуска и под надзором организации, эксплуатирующей трубопровод.

20.3 Уход за трассой

20.3.1 На всех участках трубопровода должна быть обеспечена возможность вдольтрассового проезда и подъезда к любой точке трубопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

20.3.2 Полоса земли шириной не менее 3 м от оси с каждой стороны трубопровода и обслуживающих его линий электропередачи и связи должна периодически расчищаться от древесной и кустарниковой поросли для обеспечения видимости трассы с воздуха, свободного передвижения техники и пожаробезопасности. Выполнение данных работ производится в установленном порядке.

20.3.3 По всей трассе подземного трубопровода должна поддерживаться проектная глубина заложения трубопровода в грунт. При возникновении оголений, провисаний, размывов участков трубопровода они должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

Фактическая глубина заложения трубопровода должна контролироваться:

- визуально (наличие оголений, размывов) – 2 раза в год (весной, осенью);
- трассоискателем или шурфованием – 1 раз в 5 лет.

20.3.4 Приборный контроль производится в характерных точках (низины, овраги и др.).

20.3.5 По окончании работ, связанных с шурфованием, оголенные участки трубопровода должны быть засыпаны в соответствии с нормативными требованиями.

Для защиты от размыва траншеи и оголения трубопровода необходимо предусматривать водостоки, крепление размываемых берегов водных преград и др.

Растущие овраги и промоины, расположенные в охранной зоне, которые при своем развитии могут достичь трубопровода, должны укрепляться.

20.3.6 Для трубопроводов, проложенных в земляных насыпях через балки, овраги и ручьи, необходимо устройство водопропусков, обеспечивающих пропуск расчетного расхода воды.

20.3.7 В местах пересечения трубопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов, кюветов следует предусматривать глиняные (или из другого подобного материала) перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и ее проток вдоль трубопровода.

20.4 Техническое обслуживание трубопроводов

Виды работ, выполняемых при техническом обслуживании промышленного трубопровода, приведены в таблице 20.1. Сроки выполнения работ по техническому обслуживанию определяются графиком, утвержденным техническим руководителем предприятия.

Таблица 20.1 – Основные работы при техническом обслуживании трубопровода (начало)

Объект	Наименование работ	Сроки выполнения
Охранная зона трубопровода	Патрулирование трассы	Согласно графику
	Отвод ливневых и паводковых вод с целью предупреждения размыва трубопровода	По мере необходимости
	Расчистка трасс трубопроводов от древесно-кустарниковой растительности и сорной травы	По мере необходимости
Трубопровод	Диагностирование	Согласно графику
	Осмотр надземных участков трубопровода, узлов задвижек, манометров, камер пуска и приема и других сооружений	При патрулировании
	Устранение незначительных размывов, оголений трубопровода	В течение недели с момента обнаружения

Таблица 20.1 – Основные работы при техническом обслуживании трубопровода
(окончание)

Объект	Наименование работ	Сроки выполнения
Узлы задвижек	Осмотр, устранение недостатков, очистка от грязи	При патрулировании
	Окраска, окос сорной растительности, уборка сухостоя	По мере необходимости
	Подтяжка и набивка сальников	При необходимости
Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики	Осмотр, устранение выявленных недостатков	1 раз в квартал, дополнительно перед проведением очистки
	Окраска, окос сорной растительности, уборка сухостоя	По мере необходимости
Подводные переходы	Проверка состояния берегоукрепления и водосточных сооружений, исправление незначительных дефектов; обследование подводного участка (кроме переходов, построенных методом горизонтального бурения): наличие, величина и координаты оголений, провисов трубопроводов; состояние балластировки и изоляции на размываемых участках трубопроводов	1 раз в год, дополнительно после аномальных паводков
Переходы через железные и автомобильные дороги	Осмотр, выявление просадки грунта и проверка целостности дорожного полотна	2 или 4 раза в год в зависимости от категории дороги
Воздушные переходы	Осмотр, исправление незначительных дефектов	При патрулировании
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру	Осмотр, очистка колодцев и ограждений от мусора, грязи, снега, растительности	При патрулировании
Средства ЭХЗ	Осмотр элементов ЭХЗ, измерение защитного потенциала на контрольных выводах КИП	1 раз в месяц
Опознавательные знаки	Осмотр и исправление повреждений	При патрулировании

20.5 Диагностирование трубопроводов

20.5.1 Для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации необходимо проводить периодическое диагностирование.

20.5.2 Сроки диагностирования трубопроводов из ВЧШГ устанавливаются с учетом опыта эксплуатации, аварийности, но не реже одного раза в 8 лет.

20.5.3 Состав работ по диагностированию трубопровода и периодичность обследований определяют служба технического надзора предприятия.

Первое диагностирование вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов проводится через год после начала эксплуатации.

По результатам диагностирования определяются:

- дефектные участки трубопровода;
- характер дефектов, их размеры, причины появления;
- динамика развития дефектов и остаточный ресурс;
- допустимые параметры эксплуатации трубопровода;
- объём ремонтных работ по торможению развития дефектов и ликвидации опасных из них.

20.5.4 Работы по диагностическому обследованию выполняются силами предприятия (при наличии аттестованных лабораторий и персонала) или специализированными организациями.

20.5.5 Для выполнения диагностического обследования трубопровода используют методики и аппаратуру, регламентированные для этих целей действующей нормативно-технической документацией.

20.5.6 Диагностирование состояния защитного покрытия трубопровода проводят в соответствии с ГОСТ Р 51164.

20.5.7 Определение дефектов изоляционного покрытия производят с помощью приборов типа АНПИ, УКИ, ПКИ, УДИП или аналогичных по методике, изложенной в приложении П.

20.5.8 Толщину защитного покрытия определяют с помощью толщиномеров типа МТ-10НЦ, МТ-50НЦ и других аналогичных приборов.

20.5.9 Адгезию покрытия к металлу труб измеряют с помощью адгезиметров.

20.5.10 Для диагностирования состояния основного металла труб и их соединений могут быть использованы общие и локальные методы неразрушающего контроля.

20.5.11 Акустико-эмиссионный метод контроля при диагностировании трубопроводах из ВЧШГ малоэффективен, так как соединения, выполненные без применения сварки, являются плохими проводниками ультразвука.

20.5.12 Локальная дефектоскопия осуществляется на дефектных участках, выявленных в результате наружного осмотра, и на контрольных отрезках, где наиболее вероятны коррозионные процессы.

20.5.13 Толщинометрию стенки труб с помощью ультразвукового толщиномера следует проводить по окружности трубы и вдоль нижней образующей трубы, где интенсивность коррозионных процессов максимальна.

20.5.14 Одним из методов диагностирования трубопровода является его обследование с помощью внутритрубных инспекционных снарядов, которые позволяют фиксировать при прохождении внутри трубопровода его геометрические параметры (овальность, сужение, углы поворота), механические дефекты (вмятины, гофры, царапины), коррозионные повреждения внутренней и наружной поверхности металла труб, внутренние дефекты стенок трубопровода (поры, неметаллические включения).

Внутритрубное диагностирование проводится на трубопроводах, оборудованных камерами запуска и приема средств очистки и диагностики.

20.5.15 Диагностирование трубопровода с помощью ВИС выполняется специализированной организацией, имеющей свидетельство об аттестации лаборатории на проведение данного вида работ, а также разрешение органов Ростехнадзора на применение ВИС в нефтяной и газовой промышленности.

20.5.16 В процессе подготовки трубопровода к внутритрубной инспекции проводятся следующие организационно-технические мероприятия:

- проверяется состояние подъездных дорог к камерам запуска и приема;
- проверяется исправность камер запуска и приема средств очистки и диагностики;
- проверяется отсутствие жидкости в дренажных емкостях;
- проверяется отсутствие утечек в трубопроводе;
- проверяется работоспособность линейных задвижек, обеспечивается их полное открытие во время движения внутритрубного инспекционного снаряда;

- проверяется наличие устойчивой связи с диспетчерской службой;
- определяются действия при возникновении внештатных ситуаций.

20.5.17 Перед проведением диагностических работ производится очистка трубопровода и пропуск снаряда-калибра с оформлением акта о результатах преддиагностической очистки и готовности трубопровода к проведению внутритрубной диагностики.

Трубопровод может быть подвергнут внутритрубной инспекции, если минимальное проходное сечение трубопровода по результатам пропуска снаряда-калибра соответствует техническим требованиям на ВИС (как правило, не менее 85 %).

20.5.18 На период проведения диагностических работ оформляется наряд-допуск на газоопасные работы.

20.5.19 Инспектирующая организация допускается к проведению диагностического обследования трубопровода с помощью ВИС при наличии:

- свидетельство об аттестации лаборатории на проведение данного вида работ;
- сертификата соответствия применяемого ВИС стандартам безопасности или свидетельства о взрывозащищенности электрооборудования на применяемые приборы;
- разрешения Ростехнадзора на применение ВИС в нефтяной и газовой промышленности;

- паспорта ВИС;

- протокола сдачи экзаменов по работе с комплексом ВИС лицами, участвующими в обследовании.

20.5.20 После извлечения ВИС из приемной камеры представители предприятия, ответственные за проведение диагностических работ, и инспектирующей организации проводят внешний осмотр ВИС и оформляют акт по результатам приема и осмотра диагностического прибора.

20.5.21 После пропуска и оформления акта приема ВИС инспектирующая организация представляет технический отчет в срок, установленный договором и зависящий от типа снаряда-дефектоскопа.

20.5.22 В местах обнаружения аномалий, обнаруживаемых при приборном обследовании, а также в местах, где обнаружены значительные дефекты при внутритрубной диагностике, производится открытие шурфов с целью визуального и инструментального контроля поверхности труб, соединений, изоляционного покрытия в соответствии с Приложением П.

20.5.23 Длина шурфа должна быть такой, чтобы была возможность осмотреть и обследовать дефектный участок. При шурфовании необходимо принимать все меры предосторожности, исключающие механические повреждения труб.

20.5.24 После шурфовых обследований устанавливается степень опасности появившихся на трубопроводе дефектов, принимается решение о возможности его дальнейшей эксплуатации, планируются мероприятия по повышению надежности трубопровода, устанавливаются приемлемые технологические режимы его работы.

20.5.25 Результаты диагностирования оформляют в виде отчета, где приводят подробные сведения об использованных методах, приборах, обнаруженные особенности и дефекты, оценку их опасности, выводы и рекомендации по дальнейшей эксплуатации трубопровода. В паспорте трубопровода делают отметку о выполненной диагностике с указанием участка, исполнителя, данных об отчете, где содержатся все результаты.

20.5.26 Накопленные данные о выявленных повреждениях труб являются важной информацией для анализа работы систем, для определения численных показателей надежности трубопроводов, для прогнозирования остаточного ресурса трубопровода.

20.6 Периодическая и предиагностическая очистка трубопроводов

20.6.1 Очистка полости трубопровода проводится с целью поддержания его пропускной способности, удаления скоплений воды и внутренних отложений, а также с целью подготовки трубопровода к внутритрубной диагностике.

20.6.2 Периодичность и методы очистки трубопровода определяются (уточняются) по результатам предшествующих очисток в зависимости от количества и вида отложений, вынесенных из трубопровода.

20.6.3 Для очистки трубопроводов используются механические, химические, термические и комбинированные способы очистки.

Механические способы очистки могут быть следующими:

- повышение скорости движения перекачиваемой жидкости;
- гидропневматический;
- пропуск гелевых скребков;
- пропуск механических очистных устройств.

20.6.4 Повышением скорости перекачки и гидропневматическим способом проводится очистка трубопровода от механических примесей. При гидропневматическом способе через трубопровод пропускается смесь воды и воздуха в соотношении 1:6 (на 1 м³ воды подается 6 м³ воздуха).

20.6.5 Гелевые скребки представляют собой пробки из вязкоупругих полимерных жидкостей. Для очистки трубопровода с помощью гелевого скребка наличие камер запуска и приема не требуется.

20.6.6 При наличии камеры запуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводы могут очищаться также с помощью механических очистных устройств.

20.6.7 При *механической очистке* используются устройства, не нарушающие целостности внутреннего покрытия.

Применение металлических щеток при наличии внутреннего покрытия не допускается.

20.6.8 Очистка полости трубопровода с помощью механических устройств выполняется специально подготовленным персоналом согласно инструкции, которая предусматривает:

- организацию работ по пропуску очистных устройств;
- технологию пуска и приема очистных устройств;
- методы и средства контроля за прохождением очистных устройств;
- действия при возможных остановках очистных устройств;
- требования безопасности и противопожарные мероприятия;
- способы утилизации вынесенных при очистке загрязнений.

20.6.9 Используемые очистные устройства должны иметь полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации, в том числе:

- сертификат соответствия стандартам ГОСТ Р;
- разрешение Ростехнадзора на применение;
- заключение о взрывобезопасности;
- паспорт;
- руководство по эксплуатации.

20.6.10 Проведение работ по очистке разрешается только при наличии наряда-допуска на проведение данного вида работ и под руководством ответственного работника эксплуатирующей организации.

20.6.11 Перед проведением очистки должны быть выполнены подготовительные работы, в том числе проверка:

- состояния подъездных дорог к камерам запуска и приема;
- исправности и готовности камер запуска и приема;

- отсутствия жидкости в дренажных емкостях;
- исправности линейных задвижек (обеспечивается их полное открытие во время движения очистного устройства);
- исправности манометров на линейной части трубопровода;
- нахождения сигнализаторов в рабочем положении;
- состояния очистного устройства и наличия документов к нему.

Лупинги, резервные нитки и перемычки между параллельными трубопроводами должны быть отключены от очищаемого трубопровода.

20.6.12 После проведения всех подготовительных работ составляется акт о готовности трубопровода к пропуску очистных устройств (Приложение Н).

20.6.13 Очистку трубопровода разрешается проводить при наличии устойчивой связи между узлами пуска и приема очистного устройства и диспетчерской службой управления.

20.6.14 При проведении контрольной (первой) очистки трубопровода перед запуском основного очистного устройства рекомендуется произвести предварительный пропуск мягкого поролонового поршня.

После извлечения поролонового поршня из камеры приема проводится анализ его состояния, по результатам которого принимается решение о возможности пропуска основного очистного устройства.

20.6.15 Пропуск очистного устройства производится путем его прокачки транспортируемой продукцией.

Пропуск очистных устройств производится при скоростях потока не ниже 0,3 м/с (более 1 км/ч).

Переключение технологических линий при запуске, пропуске и приеме очистных устройств выполняется персоналом только по указанию руководителя работ.

20.6.16 Во время очистных работ запрещается:

- проведение каких-либо ремонтно-строительных работ в охранной зоне трубопровода;
- присутствие на площадках запуска и приема очистных устройств, задвижек трубопровода лиц, не участвующих в проведении очистных работ;
- проезд трассы трубопровода транспортом и механизмами.

20.6.17 Для удаления из трубопровода отложений парафина могут применяться химический, термический и комбинированный методы очистки.

20.6.18 При *химическом* методе производится закачка в трубопровод химреагентов, которые или снижают скорость отложений парафина (ингибиторы) или удаляют уже отложившийся парафин (растворители, диспергенты).

Подача ингибиторов парафиноотложения производится путем постоянного дозирования реагента в трубопровод с помощью дозировочных насосов.

Для периодической очистки в качестве растворителей рекомендуется использовать углеводородные растворители, сертифицированные на применение в технологических процессах добычи и транспорта нефти.

20.6.19 При *термическом* методе очистку трубопроводов от парафина производят путем подачи пара от передвижных паровых установок через паровпускные стояки, либо закачкой в трубопровод горячего теплоносителя с помощью агрегатов для депарафинизации.

В качестве теплоносителя применяют нефть, воду или (*при комбинированном методе*) водный раствор химреагентов.

При термической очистке допускается кратковременное увеличение температуры среды до 130°C (до 15 часов один раз в 2 месяца).

20.6.20 Кристаллогидратные пробки в газопроводах, как правило, ликвидируются путем подачи в трубопровод метанола с последующей продувкой газом.

20.6.21 После проведения очистки составляется акт (Приложения З или Н) и делаются соответствующие записи в паспортах трубопровода и очистного устройства.

20.7 Испытания трубопроводов в процессе эксплуатации

20.7.1 Испытания на прочность и герметичность в процессе эксплуатации проводятся:

- 1) после капитального ремонта с заменой труб;
- 2) после реконструкции;
- 3) в случаях, когда трубопроводы не могут быть подвергнуты другим видам диагностических обследований.

20.7.2 Периодические испытания проводятся под руководством лица, назначенного приказом по предприятию. На производство работ по испытанию трубопровода оформляется наряд-допуск.

20.7.3 При испытаниях устанавливаются опасные зоны согласно подразделу 19.1.

20.7.4 Испытания на прочность всех трубопроводов со сроком службы менее 20 лет проводится давлением, равным 1,25 от максимального рабочего давления. При сроке службы свыше 20 лет снижение испытательного давления на каждый год составляет 3 %.

Выкидные линии скважин и водоводы высокого давления испытываются в течение 6 часов.

Нефтесорборные коллекторы, внутрипромысловые напорные нефтепроводы, нефтепроводы товарной нефти, водоводы низкого давления, газопроводы испытываются в течение 12 часов.

20.7.5 Для небольших месторождений, оснащённых однониточными трубопроводами, при невозможности длительных остановок трубопровода продолжительность испытаний на прочность и плотность может быть сокращена с обоснованием компенсирующих мероприятий.

20.7.6 После испытания на прочность проводятся испытания на герметичность давлением, равным максимальному рабочему давлению, в течение 24 часов.

20.7.7 Результаты испытания оформляются актом (Приложение И) и вносятся в паспорт трубопровода.

20.8 Защита трубопроводов от коррозии. Коррозионный мониторинг

20.8.1 Комплекс мероприятий по защите трубопроводов от коррозии разрабатывается проектной организацией и в общем случае включает применение:

- технологических методов;
- химических методов;
- электрохимической защиты;
- защитных покрытий.

20.8.2 К технологическим методам защиты от коррозии относятся:

- поддержание в системе нефтесбора гидродинамического режима движения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока, путем подбора оптимальных диаметров нефтесборных коллекторов;
- сброс избыточного количества свободной воды на кустах скважин для ее утилизации путем закачки в пласт;
- в газопроводах – выявление границ конденсации и удаление жидкого конденсата из них;
- очистка трубопроводов от механических примесей (в том числе продуктов коррозии).

20.8.3 Для ограничения коррозионной агрессивности среды рекомендуется по возможности не допускать:

- совместный сбор продукции скважин, содержащей и не содержащей сероводород (если не производится нейтрализация сероводорода);
- смешивание пластовой воды, содержащей сероводород, с водой, содержащей ионы железа (если не производится нейтрализация сероводорода), кроме тех случаев, когда их совместная подготовка предусмотрена проектом;
- смешивание пластовых вод, содержащих сероводород, и сточных вод, содержащих кислород.

20.8.4 На месторождениях, в продукции которых отсутствует реликтовый сероводород, для предупреждения заражения продуктивных горизонтов сульфатвосстанавливающими бактериями и появления сероводорода биогенного происхождения при заводнении должны использоваться источники водоснабжения, не содержащие СВВ. При отсутствии таковых должно проводиться обеззараживание воды бактерицидами.

20.8.5 *Химические методы* защиты предполагают использование специальных химических реагентов: ингибиторов коррозии, бактерицидов, поглотителей кислорода, нейтрализаторов сероводорода.

20.8.6 Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат трубопроводы, транспортирующие средне- и сильноагрессивные продукты по отношению к металлу труб (ВЧШГ).

Процесс ингибирования осуществляется в соответствии с инструкцией по применению ингибиторов.

Ингибиторы коррозии подаются в трубопровод или в систему трубопроводов при помощи установок дозирования реагентов в соответствии с технологическим регламентом.

20.8.7 Защита чугунных промысловых трубопроводов с соединениями “ПП” от внешней коррозии осуществляется с помощью средств *электрохимзащиты*, которые предусматриваются проектами и монтируются на трубопроводах до их сдачи в эксплуатацию (подраздел 19.2).

20.8.8 Наружные *изоляционные покрытия* для защиты трубопроводов от внешней коррозии рассмотрены в подразделе 5.12.

Коррозионный мониторинг

20.8.9 Коррозионный мониторинг проводится с целью оценки текущего состояния трубопровода, своевременного обнаружения и классификации его повреждений, предупреждения и устранения негативных процессов, вызывающих ухудшение состояния трубопровода.

20.8.10 Основными задачами коррозионного мониторинга являются:

- контроль состава и степени агрессивности транспортируемой среды, изучение причин и механизмов коррозии;
- обоснование методов защиты трубопроводов от коррозии;
- контроль эффективности проводимых мероприятий по защите от коррозии.

20.8.11 Определение состава и агрессивности транспортируемой среды, подбор ингибиторов коррозии следует производить на отобранных пробах транспортируемой продукции в специализированных лабораториях.

20.8.12 Комплекс методов по определению скорости и механизмов коррозии необходимо подбирать в зависимости от особенностей технологического процесса и характера перекачиваемой по трубопроводу продукции.

20.8.13 Контроль скорости коррозии проводится с помощью устанавливаемых в трубопровод образцов-свидетелей (датчиков) следующими методами:

- гравиметрическим;
- электросопротивления;

– линейной поляризации.

20.8.14 Установку образцов-свидетелей (датчиков) производят на коррозионно-опасных участках, определяемых по результатам расчетов, опыта эксплуатации, результатов диагностики и рекомендаций научно-исследовательских структур.

Кроме того, в трубопровод устанавливаются вставки (контрольные катушки) наземные и подземные не менее 1 шт. на один трубопровод, с интервалом не более 5 км. При извлечении контрольной катушки определяют:

- наличие отложений на стенке вставки;
- наличие эрозионного и коррозионного износов на внутренней поверхности трубы.

20.8.15 Оценка эффективности используемого ингибитора коррозии производится путем сравнения скоростей коррозии до и после подачи в систему ингибитора.

По результатам сравнения скоростей коррозии производится корректировка дозировки ингибитора.

20.8.16 Скорость коррозии определяют по результатам внутритрубной диагностики, шурфовых обследований с применением методов неразрушающего контроля (ультразвуковая толщинометрия).

20.8.17 Накопленная и обработанная информация по коррозионному мониторингу служит для разработки и осуществления мероприятий, направленных на устранение или уменьшение воздействия негативных факторов, влияющих на состояние трубопровода.

21 Ремонт трубопроводов из ВЧШГ и арматуры

21.1 Для своевременного ремонта трубопроводов эксплуатирующая организация должна иметь определённый запас труб и изделий (аварийный запас).

Аварийный запас включает:

- трубы в количестве 1 % от протяженности трубопроводов, но не менее двух труб;
- отводы, тройники, концевые элементы – не менее 10 % их количества, установленного в трубопроводах;
- стяжная муфта по ТУ1460-076-50254094-2011 – 1 шт. на 1 км трубопровода;
- двойной раструб компенсационный по ТУ1460-076-50254094-2011 – 1 шт. на 1 км трубопровода;
- патрубок «фланец-раструб» по ТУ1460-076-50254094-2011 – 2 шт. на 1 км трубопровода;
- подвижная муфта по ТУ1460-076-50254094-2011 – 2 шт. на 1 км трубопровода;
- патрубок «раструб - гладкий конец» с переходом на сталь ПРГст по ТУ 1460-078-50254094-2012 – 2 шт на 1 км трубопровода;
- электроды для сварки чугуна на никелевой или железоникелевой основе по таблице 1 Приложения А.

21.2 Аварийный запас постоянно обновляется из новых поступлений, а хранящиеся трубы и изделия передаются на монтаж трубопровода.

21.3 Ремонт промысловых трубопроводов по характеру выполняемых работ подразделяется на текущий, капитальный и аварийный.

Текущий ремонт осуществляется в процессе эксплуатации трубопровода и заключается в своевременно проводимых работах по предупреждению преждевременного износа линейной части и сооружений трубопровода, по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Капитальный ремонт – наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводится при достижении предельных величин износа линейной части и сооружений трубопровода и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных или неисправных элементов трубопровода.

Аварийный ремонт проводится с целью ликвидации отказов, вызванных нарушением герметичности трубопровода, его закупоркой либо неисправностью запорной или регулирующей арматуры.

21.4 Объемы ремонтных работ на промышленных трубопроводах и сроки их выполнения определяются по результатам осмотров, диагностических обследований, по прогнозируемым режимам транспортировки, установленным предельным рабочим давлениям в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

21.5 Руководитель ремонтных работ несет ответственность за организацию, обеспечение необходимым оборудованием, механизмами, инструментами, приспособлениями, КИП и А, материалами, транспортными средствами, двусторонней связью, средствами индивидуальной и коллективной защиты, противопожарными и спасательными средствами, знаками безопасности и плакатами, а также средствами оказания доврачебной помощи.

21.6 Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных веществ в количестве, способном создать взрывоопасную концентрацию, необходимо выполнять с применением спецоборудования, инструментов, КИП и А и других средств во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, а также инструментов и приспособлений, не дающих искр.

21.7 На используемые для выполнения ремонтных работ материалы и изделия должны быть документы (паспорта, сертификаты), удостоверяющие их качество и соответствие условиям применения.

21.1 Текущий ремонт

21.1.1 Текущий ремонт линейной части трубопровода выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода по утвержденному графику.

21.1.2 Текущий ремонт линейной части и сооружений трубопровода выполняется силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением, при необходимости, специальных подразделений и служб.

21.1.3 Текущий ремонт подразделяется на:

- профилактический, объем и сроки выполнения которого планируются заранее;
- непредвиденный, направленный на устранение выявленных в процессе эксплуатации неисправностей и выполняемый в срочном порядке.

21.1.4 Основные виды работ при текущем ремонте приведены в таблице 21.1.

Таблица 21.1 – Виды работ, выполняемых при текущем ремонте трубопровода
(начало)

Объект	Наименование работ
На всех объектах	Все виды работ по техническому обслуживанию (см. раздел 20.4).
Охранная зона трубопровода	Очистка от древесной и кустарниковой поросли. Устройство и очистка водоотводных канав. Ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом.

Таблица 21.1 – Виды работ, выполняемых при текущем ремонте трубопровода
(продолжение)

Объект	Наименование работ
Линейная часть трубопровода	Замена дефектных участков трубопровода. Исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода трубопровода из земли. Ремонт изоляции после шурфовых обследований. Устранение размывов, оголений трубопровода. Проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец. Очистка внутренней полости трубопровода от АСПО, механических примесей, водных скоплений. Окраска надземных участков трубопроводов.
Узлы задвижек	Устранение мелких повреждений, набивка сальников, смазка, покраска.
Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики	Замена уплотняющего элемента концевого затвора, опорожнение дренажной емкости, покраска.
Средства ЭХЗ	Выполнение объемов работ по текущему ремонту согласно РД-13.02-40.10.50-КТН-003-1-03 или другой документации, принятой в организации.
Подводные переходы	Засыпка оголенных участков, ремонт берегоукрепления, ремонт указательных знаков.
Переходы через железные и автомобильные дороги	Ремонт полотна дороги, уплотнений на концах защитного кожуха.
Воздушные переходы	Ремонт водоотводных сооружений, ликвидация размывов. Нивелировка трубопровода, проверка опор, траверс. Окраска трубопроводов.
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты запорной арматуры	Ремонт колодцев, ограждений и фундаментов запорной арматуры.
Опознавательные знаки	Ремонт или замена столбиков и указателей, покраска и восстановление надписей.

21.2 Капитальный ремонт

21.2.1 Капитальный ремонт трубопроводов выполняется с привлечением сторонних специализированных организаций.

21.2.2 Виды работ, выполняемых при капитальном ремонте трубопровода, приведены в таблице 21.2.

21.2.3 Перед проведением ремонтных работ трубопровод должен быть опорожнён.

Участок трубопровода, подлежащий ремонту, должен быть отсечен задвижками и заглушками от других трубопроводов, аппаратов и оборудования.

21.2.4 При производстве капитального ремонта линейной части промысловых трубопроводов выполняются следующие основные работы:

- подготовительные;
- погрузочно-разгрузочные;
- транспортные;
- земляные;
- сборочно-монтажные (на участках из ВЧШГ), сварочно-восстановительные (на стальных элементах);

- изоляционно-укладочные;
- контроль качества работ.

Таблица 21.1 – Виды работ, выполняемых при капитальном ремонте трубопровода

Объект	Наименование работ
На всех объектах	Все виды работы по текущему ремонту
Линейная часть трубопровода	Вскрытие траншей подземных трубопроводов, осмотр и частичная замена изоляции. Ремонт или замена дефектных участков. Замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением к ним трубопроводов. Продувка или промывка, испытание трубопровода на прочность и герметичность.
Узлы задвижек	Замена дефектных деталей и испытание. Электрификация задвижек.
Подводные переходы	Берегоукрепительные и дноукрепительные работы.
Переходы через железные и автомобильные дороги	Замена защитных кожухов.
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты запорной арматуры	Ремонт колодцев, ограждений и фундаментов запорной арматуры.
Средства ЭХЗ	Выполнение объемов работ по капитальному ремонту согласно РД-13.02-40.10.50-КТН-003-1-03 или другой документации, принятой в организации.

21.2.5 При проведении подготовительных работ необходимо:

- определить положение трубопровода с помощью трассоискателя;
- результаты измерения глубины нанести на вешки, которые следует забить по оси трубопровода через каждые 50 м на прямолинейных участках, а на участках с малой глубиной залегания или сильно пересеченным микрорельефом – через 25 м.
- произвести планировку полосы ремонтируемого трубопровода бульдозером.

21.2.6 Особое внимание и повышенные требования необходимо предъявлять к ремонту на параллельных нитках и пересечениях трубопроводов.

При проведении вскрышных работ ось параллельного трубопровода должна быть отмечена вешками, а при подходе к пересечению трубопроводов механизированная выемка грунта должна быть прекращена на расстоянии не менее 1 м до оси пересекаемого трубопровода. Ремонтные работы должны выполняться в присутствии владельца параллельного или пересекаемого трубопровода.

Положение параллельного и пересекаемого трубопровода определяется трассоискателем.

21.2.7 Подъем трубопровода из ВЧШГ для производства ремонтных работ допускается только на участках, смонтированных по технологиям “прессовая посадка”.

21.2.8 На участках, смонтированных по технологии “RJ”, ремонт производится на дне траншеи без подъема. При этом может применяться местный подкоп на отдельных участках.

21.3 Типовые методы устранения дефектов на трубопроводе из ВЧШГ

21.3.1 В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются различным нагрузкам и воздействиям. При этом трубопровод получает различные повреждения.

Также выявляются погрешности проектирования и монтажа трубопроводов, что может потребовать устранения дефектов ремонтными методами.

21.3.2 Для ремонта дефектных участков трубопровода из ВЧШГ применяются различные методы, которые можно разделить на две группы:

- методы локального усиления дефектного участка;
- замена катушки, трубы, плети, участка.

Технология ремонта методом замены участка должна соответствовать требованиям, предъявляемым к вновь строящемуся трубопроводу.

Технологии локального усиления основаны на том, что дефектный участок трубы разгружается за счёт создания силовой оболочки и перераспределения напряжений.

В качестве силовой оболочки используются ремонтные муфты, бандажи и хомуты различных конструкций.

21.3.3 Используемые ремонтные муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с утвержденными в установленном порядке техническими условиями, конструкторской документацией, технологической картой. Они должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты.

21.3.4 Хомуты и муфты, изготовленные в полевых условиях и использованные при устранении аварий, должны быть в течение месяца заменены на выпускаемые серийно.

21.3.5 Перед усилением локального участка необходимо тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка трубопровода для последующей обработки поверхности согласно технологии установки усилительных элементов.

Рекомендуются следующие методы восстановления дефектных участков:

21.3.6 *Метод 1.*

Формирование стеклопластиковой силовой оболочки путём наложения бандажа из стеклоткани, пропитанной эпоксидным компаундом.

Рекомендуется применять для усиления участков с царапинами, литейными дефектами, поверхностными дефектами коррозионного и механического происхождения.

Толщина бандажа должна быть не менее 4 мм, длина бандажа больше длины дефекта на 250 - 300 мм.

Для бандажа допускается использовать стеклоткани марок Т-11, Т-13, Т-10-80 (ГОСТ 19170). Длина стеклоткани на бандаж равна 3...5 м.

Используют эпоксидный компаунд следующего состава:

- эпоксидная смола модифицированная К153А (ТУ 6-05-1584-86) – 400 г;
- отвердитель ПЭПА (ТУ 2413-357-00203447-99 с изм.1, 2) – 40 г.

Перед намоткой бандажа поверхность трубы на ширину бандажа очищают до металлического блеска и обезжиривают.

Намотку бандажа на дефект длиной до 300 мм производят вручную. Намотку бандажа на дефекты длиной более 300 мм производят с помощью ручных намоточных устройств.

Ремонт по данной технологии можно производить без остановки трубопровода.

21.3.7 *Метод 2.*

Установка стального хомута с уплотнением из маслобензостойкой резины толщиной 6-8 мм по ГОСТ 7338.

Рекомендуется использовать в качестве временной меры для немедленной ликвидации утечки транспортируемого продукта.

Установка хомутов допускается в местах разрушения стенок труб в виде сквозных отверстий диаметром до 20 мм и трещин длиной до 35 мм. Ширина хомута должна быть на 50 мм больше дефекта.

Засыпка трубопровода после выполнения временного ремонта не допускается до замены поврежденного участка.

Вскрытый участок трубопровода ограждается, и вблизи места работ устанавливают предупредительные знаки.

21.3.8 *Метод 3.*

Ремонт трубопроводов с помощью композитной муфты.

Схема усиления локального участка показана на рисунке 21.1. Муфта и подкладные кольца изготавливаются из стали. Подкладные кольца предназначены для обеспечения зазора между муфтой и трубой. Необходимая герметичность в стыках обеспечивается предварительным нанесением на наружную и внутреннюю поверхность подкладного кольца слоя герметика типа У-30М по ГОСТ 13489 или других аналогичных. На верхней образующей муфты просверливают не менее двух отверстий диаметром 12...14 мм для заливки наполнителя и контроля уровня заполнения. В качестве наполнителя используют коррозионно-инертный твердеющий состав на основе эпоксидной или полиэфирной смолы.

Продольные швы подкладных колец являются монтажными и выполняются с минимальным сечением. На этих швах предусматривается непровар, который не допускает контакта сварочной дуги с чугунной трубой. Усиление продольных швов на подкладных кольцах (выступы) снимают шлифмашинкой.

Продольные швы муфты являются силовыми и выполняются с полным проплавлением стенки муфты.

Кольцевые угловые сварные швы выполняют в стандартном варианте (равнокатетными). Они не несут нагрузок, поэтому катеты швов могут быть минимальными.

После установки муфты зазор заполняют наполнителем, в отверстия ввинчивают пробки и обваривают их по периметру.

Рекомендуемые размеры:

длина муфты $L_{\text{муф}}$ от D_u до 3 м;

толщина стенки муфты $\delta_{\text{муф}} = (1...1,2) \cdot \delta$;

длина подкладных колец $L_{\text{тк}} = 150...200$ мм;

толщина подкладных колец $\delta_{\text{нк}} = (1,0...2,0) \cdot \delta$;

толщина стенки трубы номинальная δ .

Подкладное кольцо и муфта стальные, поэтому при выполнении всех швов применяют обычные электроды для сварки стальных труб и деталей.

21.3.9 *Метод 4.*

Ремонт трубопровода с заменой повреждённого участка методом обжатия муфты.

Для этого используют мобильную гидравлическую установку, подвешиваемую на крюк трубоукладчика. Принципиальная схема установки показана на рисунке 21.2.

Подобная установка может применяться и при строительстве трубопроводов.

Установка (оборудование) состоит из траверсы 6, которая подвешивается на крюк трубоукладчика 2.

К траверсе прикреплены две плиты 1. На плитах укреплены цилиндрические штанги, на которых шарнирно укреплены шесть поворотных гидроцилиндров 3. На штангах 11 подвешены неподвижная задняя плита 4, передняя неподвижная плита 10 и подвижная плита 8. Плиты состоят из двух половинок 4 и 5, которые могут раскрываться так, как это показано на рисунке. Подвижная плита может перемещаться двумя рабочими гидроцилиндрами 7 по направляющей 9.

Питание гидроцилиндров отбирается от гидросистемы трубоукладчика.

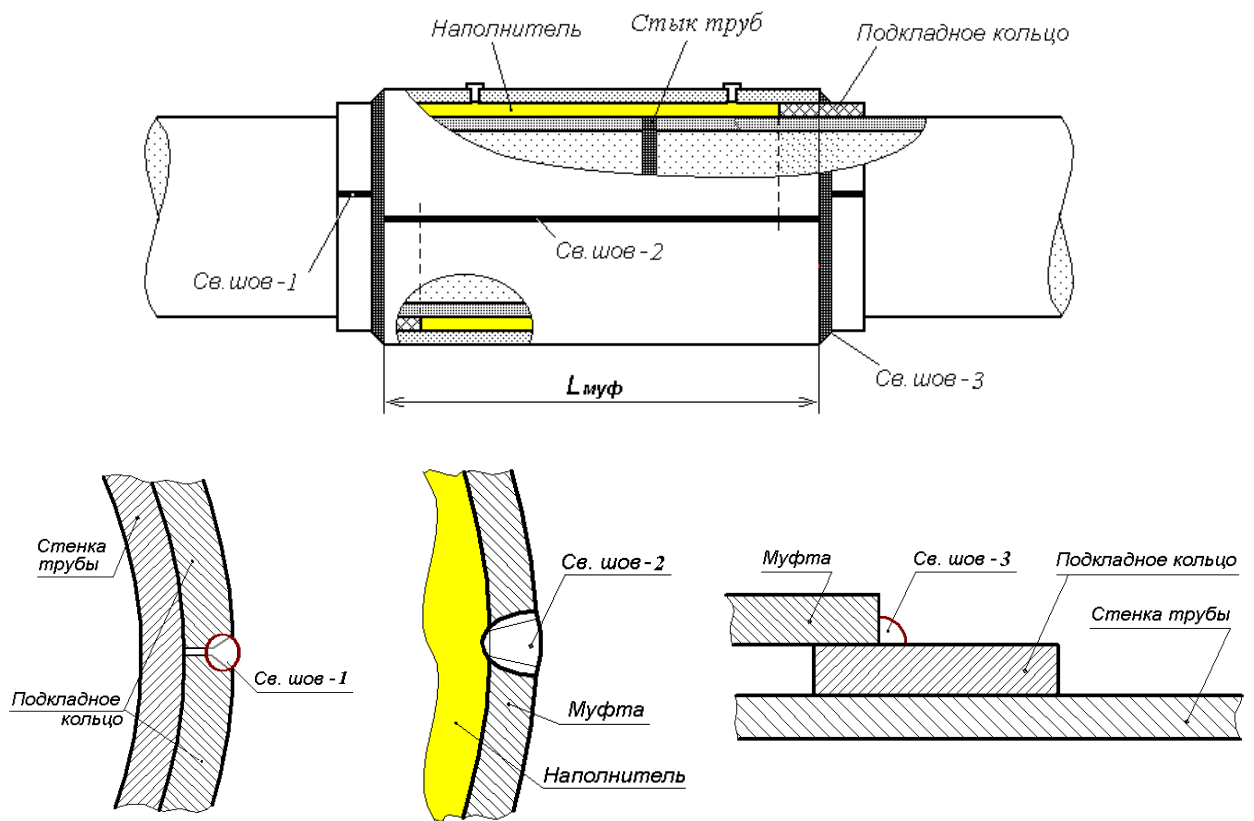


Рисунок 21.1 – Схема усиления локального участка композитной муфтой

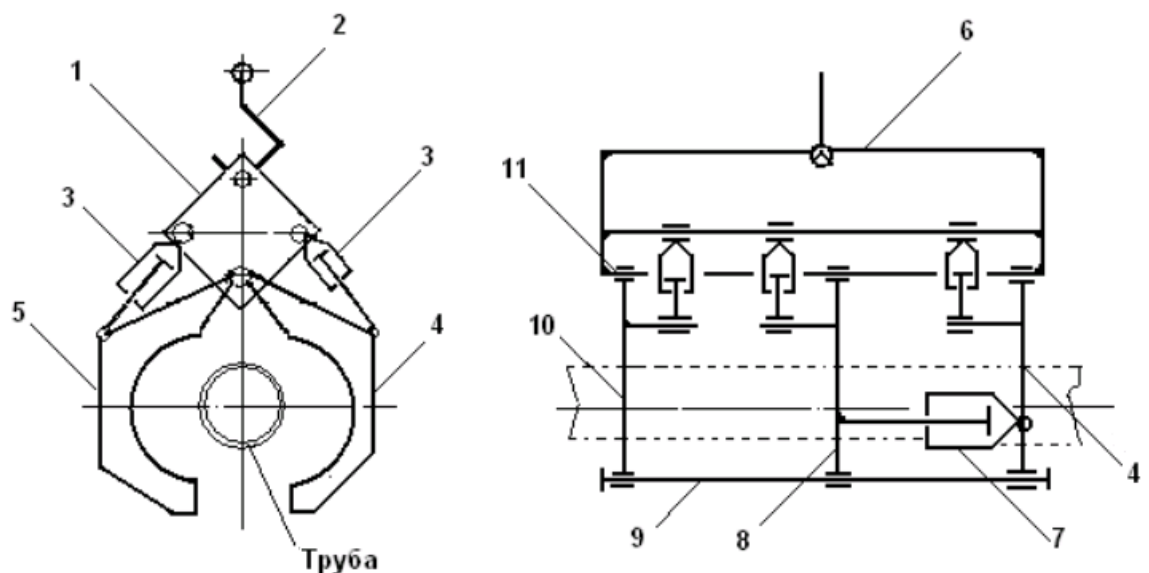


Рисунок 21.2 – Принципиальная схема гидравлической установки, монтируемой на крюке трубоукладчика: 1 – плита; 2 – крюк трубоукладчика; 3 – гидроцилиндры поворотные; 4, 5 – половинки задней опоры; 6 – траверса; 7 – гидроцилиндр рабочий; 8 – плита подвижная; 9 – направляющая; 10 – передняя плита; 11 – штанга.

Ремонт дефектного участка с заменой катушки производят в следующей последовательности:

– вырезают катушку на участке с недопустимым дефектом одним из способов (шлифмашиной, фрезой, круговой пилой);

- из новой трубы, совпадающей по диаметру и толщине стенки с основной трубой, вырезают катушку, длина которой позволяет установить ее с минимальным зазором в промежуток в трубопроводе;
- на катушке наносят метки на расстоянии от торцов, равном половине длины муфты и на расстоянии, большем половины длины муфты на 15 мм;
- на среднюю часть катушки одевают две муфты, которые могут перемещаться по катушке; зазор должен составлять 0,08...0,15 мм;
- на концы катушки и труб длиной, равной половине длины муфты, наносят эпоксидную композицию;
- катушку при помощи муфт, перемещаемых по трубопроводу, устанавливают так, как это показано на рисунке 21.3;
- на трубопровод устанавливают мобильную гидравлическую установку так, чтобы одна из муфт располагалась в рабочей зоне установки, как это показано на рисунке 21.4;

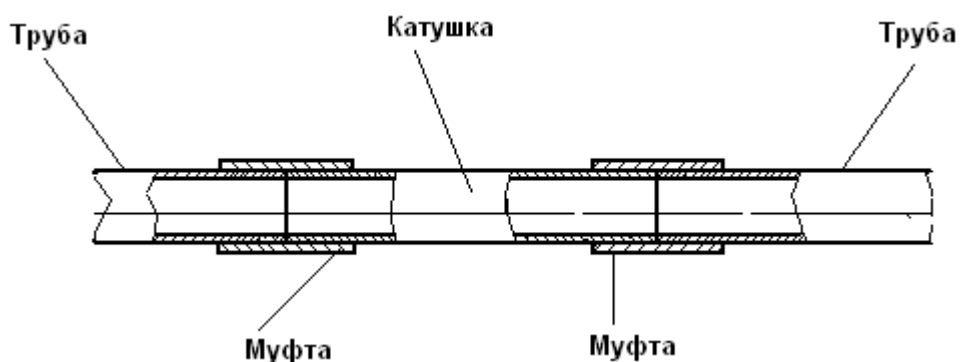


Рисунок 21.3 – Участок трубопровода после вырезки дефектного участка и установки ремонтной катушки.

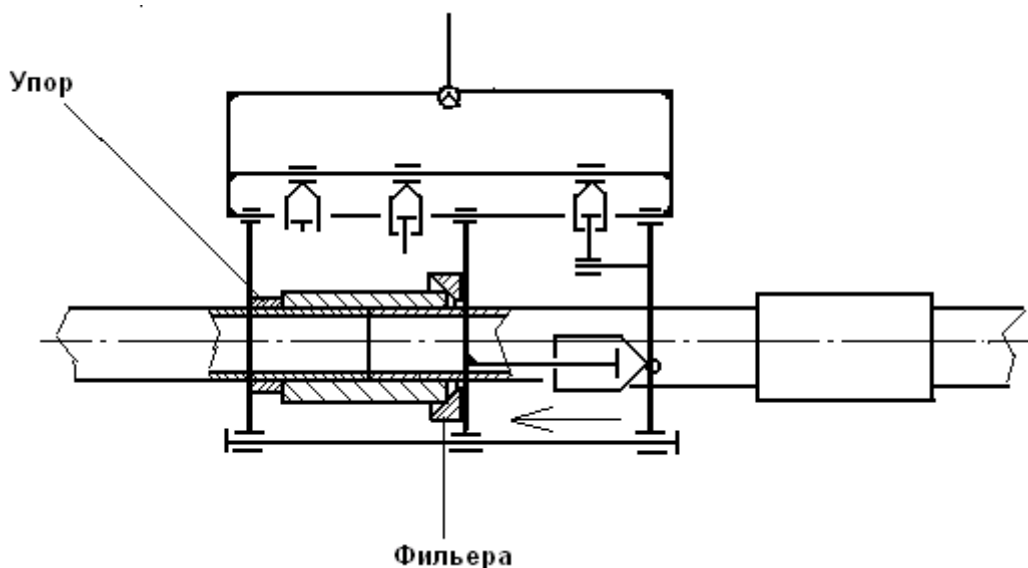


Рисунок 21.4 – Схема процесса обжатия муфты на ремонтной катушке

- между передней плитой и торцом муфты устанавливают разъемный упор, а на специальную выемку в подвижной плите устанавливают разъемную фильеру;
- при прямом ходе рабочих гидроцилиндров производят обжатие муфты по наружной поверхности, как это показано на рисунке 21.4;

- контролируют качество обжатия в соответствии с таблицей 16.1;
- снимают упоры и фильеру;
- перемещают трубоукладчик так, чтобы вторая муфта попала в рабочую зону установки, и повторяют операцию обжатия.

Основные сведения о неисправности трубопровода – дату, место, характер, причину повреждения, способы устранения повреждения – заносят в паспорт с составлением эскизов участка трубопровода до и после ремонта.

21.3.10 *Метод 5.*

Ремонт с помощью фланцевого патрубка. Применяется при необходимости временного демонтажа участка трубопровода. Могут быть использованы фланцевые патрубки, патрубки типов фланец-раструб, двойной раструб.

Ремонт проводится в соответствии с рисунками 14.10, 14.11 и таблицами 14.1, 14.2.

21.3.11 *Метод 6.*

На участок со сквозным отверстием устанавливается муфта свёртная по ТУ 1460-076-50254094-2011. Затем, при остановке трубопровода производится замена участка по технологии, описанной в подразделе 14.1.

21.3.12 *Метод 7.*

Ликвидация ледяной пробки в трубе. Для этого данный участок отогревают путём пропускания через него горячей воды или тёплого воздуха, также обдувом замёрзшего участка тёплым воздухом или обливанием горячей водой.

В процессе обогрева труб необходимо постоянно контролировать температуру нагрева, которая в основном должна быть не выше 95°C. В особых случаях, подобных настоящему, допускается кратковременное увеличение температуры до 130°C.

Пользоваться при отогреве труб открытым огнём запрещается.

22 Проектирование и строительство подземного трубопровода из ВЧШГ способом горизонтально-направленного бурения

Общие положения и требования.

22.1 Сущность метода состоит в использовании специальных буровых станков (буров, штанг), которые осуществляют предварительное (пилотное) бурение по заранее рассчитанной траектории с последующим расширением скважины и протаскиванием трубопровода в образовавшуюся полость.

Изменение направления бурения достигается с помощью определенной конструкции буровой головки.

22.2 Прокладка трубопровода по технологии ГНБ осуществляется в три этапа:

- 1) бурение пилотной скважины на заданной проектом траектории;
- 2) последовательное расширение скважины;
- 3) протягивание трубопровода.

Технология управляемого бурения применяется при прокладке напорных трубопроводов DN 80-300 мм длиной плетей до 300...400 м в грунтах I-IV категорий (пески, супеси, суглинки, глины и др.).

22.3 Для бестраншейной прокладки трубопроводов методом ГНБ разрабатывается план производства работ с учетом положений ТСН 40-303-2003.

При этом должны учитываться инженерно-геологические условия участка и расчётный диаметр.

Трасса проектируемого участка бестраншейной прокладки может быть криволинейного очертания и в плане, и в профиле в пределах допустимого радиуса изгиба буровых штанг.

В продольном профиле величина и направление уклона не лимитируются и назначаются по общему проекту.

Глубина заложения труб из ВЧШГ из условия прочности лимитируется минимальным расстоянием от поверхности до шельги прокладываемого трубопровода в устойчивых грунтах не менее двух диаметров, в неустойчивых грунтах - не менее трех диаметров. Допускаемое заложение труб равно 20 м, минимальное заглубление труб определяется из условия промерзания грунтов.

Радиусы кривизны трассы (скважины) должны быть не менее значений, указанных в таблице 22.1 (с учётом данных таблицы 5.5).

Таблица 22.1- Допустимые углы поворота и радиусы закругления трубопровода с соединениями “RJ” при протяжке в скважину, полученную ГНБ

Максимально допустимый угол поворота оси труб в соединении, град.	Минимально допустимый радиус закругления трубопровода при длине труб 6 м
3,00	115,8
3,25	107,3
3,50	100,6
3,75	93,0
4,00	86,9
4,25	82,3
4,50	77,7
4,75	73,5
5,00	70,1

22.4 Нагрузки.

На трубопроводы, проложенные способом ГНБ, действуют следующие нагрузки:

- 1) внешние нагрузки от действия грунта, собственный вес трубы с продуктом перекачки;
- 2) внутреннее давление жидкости;
- 3) осевые нагрузки при протягивании трубы в скважину.

Воздействие грунта складывается из двух частей:

- 1) среднее давление грунта, которое определяется по формуле

$$\sigma_{cp} = \gamma_{gp} \cdot h_{cp}, \quad (22.1)$$

где h_{cp} – глубина трубопровода по оси (м);

γ_{gp} – удельный вес грунта в естественном состоянии (Н/м³);

- 2) поперечное давление грунта сверху q_{gp} , которое определяется с учётом возможного образования свода обрушения в следующем порядке:

– определить глубину трубопровода по оси h_{cp} и внутренний угол трения грунта $\varphi_{тр}$;

– вычислить величину $q_{gp(2)} = \gamma_{gp} \cdot D \cdot h_{cp}$;

– выполнить расчёты:

$$\beta = 45^\circ - \frac{\varphi}{2}; \quad d = D \cdot [1 + \operatorname{tg}^2(\beta)]; \quad b_4 = \frac{d}{2 \cdot \operatorname{tg}(\varphi)} \cdot q_{gp(4)} = \gamma_{gp} \cdot D \cdot b_4;$$

– определить поперечное давление грунта как меньшее из двух величин:

$$q_{gp} = \min \{ q_{gp(2)}; q_{gp(4)} \}; \quad (22.2)$$

22.5 Расчет допустимой осевой нагрузки для трубопровода с соединениями «RJ» производится по схеме среза приварного валика на гладком конце трубы при продольном перемещении стопоров. Величина расчетного сопротивления срезу σ_c^p для труб DN 80-300 мм принимается 240 МПа.

Допустимые осевые нагрузки трубопроводов с соединениями типа “RJ” при осевом нагружении Q_c^o приведены в таблице 26.2.

При этом коэффициенты запаса прочности, равные отношению Q_{oc} / Q_m , находятся в пределах 2,5-5,8 (Q_m – усилие протяжки, развиваемое машинами ГНБ).

Таблица 22.2 – Допустимые осевые нагрузки трубопроводов с соединениями типа “RJ”

DN, мм	80	100	125	150	200	250	300
Q_{oc} , кН	240	260	300	380	580	720	860

22.6 Организация работ.

При бестраншейной прокладке трубопроводов из ВЧШГ должен соблюдаться технологический регламент, включающий подготовительные, вспомогательные и основные работы, состав и очередность которых должны увязываться с конкретными условиями.

Подготовка строительства с применением технологии ГНБ выполняется в соответствии с положениями ТСН 40-303-2003 (положения 5.2.1 - 5.2.4; 5.2.6.1).

До начала процесса бурения выполняются следующие операции:

- проводится контроль исправности и работоспособности локационной системы;
- датчики бурильной головки выбираются в соответствии с проектной глубиной бурения и необходимой точностью прокладки трубопровода;
- подготавливаются место стоянки буровой установки с укладкой матов заземления и место приема выхода бурильной головки в заданной проектом точке на поверхности с устройством соответствующих приямков;
- разрабатываются проекты производства работ, технологические карты и инструкции по применению комплекта бурового оборудования;
- после завершения работ по прокладке трубопровода строительная площадка освобождается от временных сооружений и благоустраивается в соответствии с проектом.

Перед началом монтажных работ внутренняя поверхность труб (особенно кольцевой паз для уплотнительного кольца) и наружная поверхность гладкого конца труб должны быть очищены от посторонних предметов и возможных загрязнений. Монтаж труб может производиться картриджным или линейным методом.

22.7 *Картриджный метод* включает в себя последовательное соединение труб методом “RJ” в процессе протяжки. Данный метод прокладки требует значительно меньше места, чем метод линейной конструкции.

22.8 *Линейный метод* представляет собой протягивание через направляющую скважину уже соединенного трубопровода с соединениями “RJ”. При использовании данного метода необходимо располагать достаточно большой площадью, чтобы можно было расположить трубы (в основном на роликах) и предварительно монтировать трубопровод в непосредственной близости от направляющей скважины.

Захват при подъеме и опускании труб необходимо осуществлять приспособлениями, обеспечивающими их сохранность, исключая удары труб друг о друга и твердые поверхности.

Сборка труб с раструбными соединениями “RJ” производится в соответствии с требованиями раздела 14 настоящего СП.

Прокладка труб из ВЧШГ способом ГНБ осуществляется в два этапа:

- 1) пилотное бурение скважины малого диаметра;

2) расширение пилотной скважины с одновременным протягиванием трубы.

Диаметры расширенных пилотных скважин D_m , через которые протягиваются трубы с раструбами типа “RJ”, должны быть не менее:

$DN, мм$	80	100	125	150	200	250	300
$D_m, мм$	200	240	320	300	380	450	500

22.9 Технология и оборудование.

Технология бестраншейной прокладки и тип механизированной управляемой установки выбираются на стадии технико-экономического обоснования проекта в соответствии с ТСН 40-303-2003 (пп 6.1.1 и 6.1.2).

22.10 Стартовые и приёмные прямки.

Для технологии ГНБ требуется устройство стартовых и приёмных прямков расчетной вместимости для своевременного отбора отработанной буровой суспензии насосами для перекачки ила и транспортирования ее на регенерацию.

Расстояние между стартовым и приемным колодцами назначается до 300...400 м.

Стартовые и приемные прямки рекомендуется размещать в местах, свободных от застройки, от зеленых насаждений и подземных коммуникаций. Стартовый прямок оборудуется грузоподъемными устройствами для доставки элементов трубопровода и монтажа плети.

Размеры в плане и конструктивно-технологические решения стартовых и приемных котлованов принимаются в зависимости от грунтовых условий, глубины заложения, диаметра труб, их длины.

В зависимости от расчетного диаметра и длины участка бестраншейной прокладки выбираются модель установки ГНБ и ее рабочие характеристики.

22.11 Бурение пилотной скважины.

Это особо ответственный этап работ в бестраншейной прокладке по технологии ГНБ, от которого во многом зависит конечный результат. Оно осуществляется при помощи породоразрушающего инструмента – буровой головки со скосом в передней части и встроенным передатчиком сигнала местонахождения буровой головки.

Буровая головка соединена посредством полого корпуса с гибкой приводной штангой, что позволяет управлять бурением пилотной скважины и обходить выявленные препятствия в любом направлении в пределах естественного изгиба протягиваемой рабочей нити.

Буровая головка имеет отверстия для подачи специального бурового раствора, который закачивается в скважину и образует суспензию с размельченной породой. Буровой раствор уменьшает трение на буровой головке и штанге, предохраняет скважину от обвалов, охлаждает породоразрушающий инструмент, разрушает породу и очищает скважину от обломков, вынося их на поверхность.

Контроль местоположения буровой головки осуществляется с помощью приемного устройства – локатора, который принимает и обрабатывает сигналы встроенного в корпус буровой головки передатчика.

На мониторе локатора отображается информация о местоположении, уклоне, азимуте буровой головки. Эти данные являются определяющими для контроля соответствия траектории строящегося трубопровода проектной и минимизируют риск излома рабочей нити. При отклонении буровой головки от проектной траектории оператор останавливает вращение буровых штанг и устанавливает необходимый скос буровой головки.

Проход пилотной скважины завершается выходом буровой головки в проектной точке.

22.12 Расширение скважины.

Расширение скважины осуществляется после завершения пилотного бурения. При этом буровая головка отсоединяется от буровых штанг и вместо нее присоединяется риммер – расширитель обратного действия. Приложением тягового усилия с одновременным вращением риммер протягивается через створ скважины в направлении буровой установки, расширяя пилотную скважину до необходимого для протаскивания трубопровода диаметра. Для обеспечения беспрепятственного протягивания трубопровода через расширенную скважину ее диаметр должен на 25-30 % превышать диаметр трубопровода.

22.13 Протягивание трубопровода.

На противоположной от буровой установки стороне скважины располагается готовая плеть трубопровода. К переднему концу плети (гладкому концу первой трубы) крепится приспособление для протягивания труб с воспринимающим тяговое усилие вертлюгом и риммером (расширителем скважины). Вертлюг вращается с буровой нитью и риммером и в то же время не передает вращательное движение на трубопровод. Таким образом, буровая установка затягивает в скважину плеть протягиваемого трубопровода по проектной траектории.

Сила протягивания определяется диаметрами трубопроводов и находится в пределах 10-50 кН.

Существует множество видов приспособлений для протягивания труб. Приспособление для протягивания, рекомендуемое для труб под соединение “RJ”, показано на рисунке 22.1. Приспособление изготавливается из трубы под соединение “RJ” с тягой для присоединения к вертлюгу.

При прокладке трубопровода по технологии ГНБ особое значение имеет сохранения прохода скважины в незакупоренном состоянии до завершения протяжки трубопровода. Для этого должно быть максимально сокращено время от проходки скважины до протяжки.

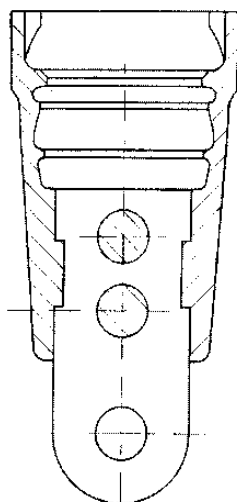


Рисунок 22.1 – Приспособление для протяжки трубопровода в скважину

22.14 Буровой раствор.

В качестве бурового раствора может применяться вода, однако в большинстве случаев используются растворы на основе бентонита или полимеров. Бентонит – минерал природного происхождения, который при смешивании с водой создает глиняную массу. Нормальный буровой раствор представляет собой суспензию из воды и бентонита (высококачественной глины), а также, в случае необходимости, натуральных присадок, улучшающих технологические свойства.

Распространенный состав бентонита:

SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	K ₂ O	Na ₂ O	CaO	H ₂ O
57 %	21 %	5 %	1 %	1 %	3 %	4 %	8 %

Удельный вес сухого бентонита 2,3 кг/л, рН 6-процентной суспензии около 8...9.

Функции бурового раствора, используемого при ГНБ:

– смазка образующейся скважины для уменьшения трения между буровой головкой и стенкой скважины;

– укрепление скважины в рыхлой или мягкой почве за счет создания фильтра с низкой водопроницаемостью и положительного гидравлического давления на стенки скважины, предотвращение обвалов;

– предотвращение образования пластовых жидкостей (например, грунтовых вод) и попадания их в скважину;

– удаление отходов бурения;

– увлажнение режущей головки во время бурения;

– охлаждение инструмента для бурения скважин.

Выбор смеси бурового раствора и давления подачи в значительной степени зависит от типа почвы. Большое значение имеет контроль технологических параметров бурового раствора, таких как вязкость, насыщенность буровой мелочью.

Буровой раствор готовят в специальных смесительных устройствах. Поступающий из скважины отработанный буровой раствор проходит очистку от буровой мелочи в фильтровальных установках. Затем в него по мере необходимости добавляется бентонит, и раствор снова используется в процессе бурения, что образует замкнутый цикл.

Насыщенность бурового раствора буровой мелочью не должна превышать 30 %.

По завершении буровых работ оставшийся буровой раствор может быть использован на других объектах горизонтального бурения, использован для улучшения структуры почв (например, песчаных), утилизирован.

22.15 Гидравлические испытания.

Испытания участка трубопровода, прокладываемого методом горизонтально-направленного бурения, должны проводиться в несколько этапов:

1) предварительное испытание на прочность и герметичность, которое проводится на поверхности земли до протяжки плети в скважину;

2) испытание на герметичность, которое проводится после протяжки плети в скважину;

3) окончательное испытание на герметичность, которое проводится после завершения строительства в составе трубопровода.

Перед предварительными испытаниями для предотвращения смещения труб в плетях от ударного воздействия внутреннего давления (в случае разрыва) необходимо устанавливать в районах расположения раструбов прижимные хомуты или бетонные пригрузки. Прижимные хомуты крепятся к парным ввертываемым в землю металлическим сваям, устанавливаемым на расстоянии 12-18 м друг от друга.

Величина испытательного гидравлического давления $P_{исп}$ при предварительном и окончательном испытаниях, устанавливается проектом с учетом рабочего давления.

Испытания трубопроводов с внутренним цементно-песчаным покрытием следует начинать после заполнения его водой и предварительной выдержки под давлением (приблизительно 0,2 МПа) в течение суток (для пропитки пор цементного раствора).

Трубопровод считается выдержавшим предварительное испытание, если не произойдет разрыва и деформации труб, нарушения стыковых соединений, и при осмотре трубопровода не будет обнаружено утечек воды.

Испытания собранного трубопровода после протяжки его через расширенную пилотную скважину и подключения к арматуре производятся в соответствии с ВСН 011-88. Учёт температурных факторов – по ВН 39-1.9-004-89.

Трубопровод считается выдержавшим окончательное испытание, если приборы не зафиксируют снижения испытательного давления.

23 Консервация промысловых трубопроводов из ВЧШГ

23.1 Консервация трубопроводов заключается в их переводе на временное сохранение в неработающем состоянии (до принятия решения о дальнейшем использовании) с применением мер по защите от наружной и внутренней коррозии.

При этом должны соблюдаться требования РД 07-291-99.

23.2 На выполнение работ по консервации объектов промыслового трубопровода разрабатывается проектная документация и план производства работ.

Проектная документация должна пройти экологическую экспертизу и экспертизу промышленной безопасности.

План производства работ на консервацию трубопроводов включает:

- технологическую схему трубопроводов;
- данные о диаметрах и толщинах стенок;
- продольный профиль трасс;
- данные об аварийности из-за внутренней коррозии;
- планируемый срок консервации;
- оценку необходимой защитной способности химреагентов;
- результаты выбора эффективных химреагентов на основании лабораторных испытаний с указанием основных физико-химических свойств этих реагентов, сертификатов или технических условий на них;
- расчет необходимого количества реагентов, технологию их применения;
- инструкцию по техническому обслуживанию законсервированных объектов промысловых трубопроводов;
- порядок расконсервации и ввода в эксплуатацию;
- раздел по технике безопасности и охране окружающей среды при выполнении работ по консервации.

23.3 При консервации с опорожнением полости трубопроводов необходимо определить места приема жидкости и загрязнений, размещения дополнительной запорной арматуры, заглушек, вспомогательных трубопроводов, емкостей для консервантов (ингибированной жидкости).

23.4 Планируемый срок консервации трубопровода не должен превышать остаточный ресурс трубопровода.

23.5 Перед проведением консервации следует произвести диагностирование трубопровода и запорной арматуры.

У консервируемых на срок более 5 лет подземных трубопроводов, не имеющих средств ЭХЗ, необходимо обследовать наружное коррозионное состояние трубопроводов и, в случае неблагоприятных результатов, спроектировать и установить средства ЭХЗ.

По результатам обследования трубопровода составляется и прилагается к его паспорту акт с заключением о готовности трубопровода к консервации или с рекомендациями по устранению выявленных дефектов.

23.6 Методы консервации трубопроводов:

- полость труб опорожняют от рабочей среды, рабочую среду замещают ингибированной жидкостью или товарной нефтью;

- полость труб опорожняют от рабочей среды, осушают, заполняют инертным газом или азотом.

23.7 Опорожнение трубопровода производят свободным сливом либо откачкой в другие трубопроводы через пониженные места трассы.

Для осушки полости трубопровода могут быть использованы компрессорные установки типа УКП или их аналоги.

23.8 При консервации трубопроводов ингибированной жидкостью используют ингибиторы коррозии и биоциды.

23.9 Трубопроводы и их отдельные участки, законсервированные разными методами, перекрывают (отсекают) задвижками или заглушками.

Для предотвращения утечек консерванта трубопровод должен быть отсечен от остальной системы трубопроводов концевыми заглушками. Часть консерванта, определяемая расчетом, должна быть удалена из трубопровода перед установкой концевых заглушек для предотвращения разрушения его частей за счет термического расширения консерванта при изменении его температуры. Секущие задвижки, установленные на трубопроводе, должны быть приоткрыты на 1/4-1/2 оборота штурвала для обеспечения выравнивания давления в различных частях трубопровода путем перетока продукции при ее неравномерном нагревании в трубопроводе.

23.10 В первые 10 дней после консервации необходимо ежедневно проводить осмотр состояния установленного оборудования и следить за отсутствием пропусков консерванта, в дальнейшем осмотр проводится в зависимости от состояния трубопровода, но не реже одного раза в три месяца.

23.11 Ввод расконсервируемого трубопровода в эксплуатацию по прежнему назначению осуществляют после испытания трубопровода на прочность и герметичность.

23.12 При изменении назначения и режима эксплуатации трубопровода определяют новые условия его испытания и приемки в эксплуатацию.

24 Отбраковка и демонтаж трубопроводов из ВЧШГ

24.1 Трубы и детали трубопроводов подлежат отбраковке в случае, если результат диагностирования показывает, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки трубопровода уменьшилась и достигла величины, определяемой формулой

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(R_1 + nP)}; \quad (24.1)$$

где:

$\delta_{отб}$ – толщина стенки трубы (или детали трубопровода), при которой она должна быть изъята из эксплуатации, м;

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы или детали трубопровода, м;

n – коэффициент перегрузки по рабочему давлению, равный 1,2;

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей, МПа, определяемое по формуле: $R_1 = R_1^n \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$;

α – коэффициент несущей способности; $\alpha = 1$ для труб, конических переходов, эллиптических заглушек; $\alpha = 1,3$ для отводов гладких и сварных при отношении радиуса изгиба трубы ρ к наружному диаметру D_n равном 1; $\alpha = 1,15$ при $\rho/D_n = 1,5$; $\alpha = 1,0$ при $\rho/D_n = 2$ и более;

R_1^n – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТ или ТУ на соответствующие виды труб, МПа (для труб из ВЧШГ 420 МПа);

m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сжиженных газов – 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей – 0,75; для инертных жидкостей – 0,9;
 k_1 – коэффициент однородности материала труб: для труб из ВЧШГ $k_1 = 0,6$.

Полученная величина отбраковочного размера не может быть меньше указанной в таблице 24.1.

Таблица 24.1 – Отбраковочные значения толщины стенки труб из ВЧШГ

Условный проход DN, мм	80; 100	125; 200	250; 300	350	400; 500
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

24.2 Трубы и соединительные детали отбраковывают также в случае:

- если в результате коррозии или эрозии за время работы трубопровода до очередной ревизии произойдет его разгерметизация (свищ, трещина);
- если во время ревизии обнаружены дефекты в стенке трубопровода, наличие которых по условиям прочности требует замены элемента трубопровода;
- если механические свойства материала изменились и не удовлетворяют требованиям проекта;
- если на соединениях труб и деталей обнаружены неисправимые дефекты.

24.3 Литые изношенные корпуса задвижек, вентили, клапаны и литые детали трубопроводов отбраковывают:

- если уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведения технологического процесса, и отремонтировать или заменить их невозможно;
- если толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших, чем указаны в таблице 24.2.

Таблица 24.2 – Отбраковочные значения толщины стенки корпуса арматуры

Условный проход DN, мм	80	100 - 200	250 - 400	500
Наименьшая допустимая толщина стенки, мм (при $P_{раб} \leq 10$ МПа)	3	4,5	6	7

24.4 Отбраковка участков трубопроводов на основании проведенных исследований и расчетов осуществляется специальной комиссией, назначенной руководителем предприятия.

24.5 Все работы, связанные с отбраковкой трубопроводов, должны выполняться с соблюдением требований безопасности.

24.6 После проведения обследования и отбраковки трубопроводов должен быть составлен акт обследования и отбраковки по форме Приложения О.

24.7 После технико-экономического обоснования целесообразности замены или прекращения существования трубопровод подлежит демонтажу.

24.8 Способы и схемы демонтажа устанавливаются проектом с учетом вида соединений труб.

24.9 В проектной документации на демонтаж трубопровода должны быть предусмотрены:

- мероприятия по освобождению выведенных из эксплуатации участков трубопровода от нефти и нефтесодержащих компонентов;
- порядок и методы производства демонтажа линейной части трубопровода по отдельным видам работ;

- транспортная схема и схема расположения площадок складирования труб;
- работы по рекультивации;
- мероприятия по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности;

- природоохранные мероприятия.

24.10 К демонтажу трубопровода организация, проводящая работы, имеет право приступить только после приемки опорожденного трубопровода или его участка по акту и получения всей необходимой технической документации от заказчика.

24.11 Перед тем как приступить к демонтажу, необходимо:

- обследовать трассу и определить на местности условия производства работ и места подъезда к трассе;
- уточнить разбивку трасс демотируемого трубопровода, ЛЭП, линий связи и мест расположения подземных и наземных сооружений, пересекаемых трассой демотируемого трубопровода;
- убедиться, что демотируемый трубопровод отсечен от сети;
- восстановить и закрепить указатели оси трубопровода;
- расчистить полосу над демотируемым трубопроводом;
- подготовить временные приобъектные площадки под складирование и погрузку извлеченного, порезанного на секции трубопровода.

24.12 При разбивке следует:

- установить на поверхности земли специальные знаки на пересечениях трубопровода с существующими подземными коммуникациями;
- обозначить углы поворота трассы вешками или привязать ее к постоянным объектам на местности.

Вешки устанавливаются на прямолинейных участках трубопроводов на расстоянии 50 м друг от друга строго по оси трубопровода, а на участках с малой глубиной залегания или сильно пересеченным микрорельефом – через 25 м.

24.13 Положение трубопровода определяют трассоискателем.

После демонтажа трубопроводов запрещается оставлять выступающие над поверхностью земли трубы, незасыпанные выемки.

В случае вынужденно оставленных торчащих труб и незасыпанных выемок должны быть установлены предупредительные знаки (мигалки, и т. д.).

24.14 После окончания демонтажа трубопроводов должна быть проведена рекультивация всей территории ведения работ, уборка мусора, захоронение строительных отходов.

25 Определение остаточного ресурса трубопроводов из ВЧШГ

25.1 По достижении промысловыми трубопроводами срока эксплуатации, установленного на основании расчетов и указанного в проектной документации, дальнейшая эксплуатация трубопроводов без проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации не допускается. По результатам оценки остаточного ресурса принимается одно из решений:

- продолжение эксплуатации на установленных параметрах;
- продолжение эксплуатации с ограничением эксплуатационных параметров;
- ремонт или реконструкция;
- использование трубопровода по иному назначению;
- вывод из эксплуатации.

25.2 Определение остаточного ресурса промысловых трубопроводов и продление сроков их безопасной эксплуатации осуществляется в соответствии с ОСТ 153-39.4-010-2002 и Приказа Минприроды России от 30.06.2009 №195.

25.3 В зависимости от технического состояния и с учетом требований нормативных документов продление эксплуатации промышленных трубопроводов осуществляется на срок до прогнозируемого наступления предельного состояния (остаточный ресурс) или на определенный период (поэтапное продление срока эксплуатации) в пределах остаточного ресурса.

25.4 Определение остаточного ресурса действующих трубопроводов производится на основании комплексного технического диагностирования с учетом следующих возможных механизмов износа и выхода из строя трубопроводов из ВЧШГ:

- 1) коррозия металла труб на наружной и внутренней поверхности, общее и локальное утонение стенки;
- 2) старение герметизирующих элементов (резиновых колец, состава герметика);
- 3) старение металла труб и соединительных деталей;
- 4) повышение местных напряжений по разным причинам (появление и развитие дефектов, появление концентраторов напряжений при ремонтных работах, грунтовые изменения, гидроудары, термические воздействия);
- 5) зарождение и развитие трещин (усталость, малоцикловое разрушение, стресс-коррозия);
- 6) снижение пропускной способности трубопровода из-за накопления твердых отложений;
- 7) общее повышение аварийности по комплексу причин.

25.5 Для проведения комплексного технического диагностирования на основании технического задания заказчика должна разрабатываться индивидуальная программа диагностирования, обеспечивающая получение и обработку необходимой и достаточной информации о техническом состоянии и функциональных возможностях объекта.

25.6 Методы диагностирования контролируемых параметров определяются нормативно-техническими документами исходя из вероятных механизмов износа.

Объем работ по диагностированию каждого конкретного трубопровода определяют специалисты и должностные лица заказчика, при необходимости с привлечением экспертной организации, имеющей свидетельство об аттестации лаборатории на проведение данного вида работ.

25.7 При оценке остаточного ресурса трубопроводов необходимо задаться критическими величинами, которые определяют наступление предельного состояния:

- 1) минимальная допустимая остаточная толщина стенки с учётом коррозии;
- 2) максимальная допустимая вероятность разгерметизации соединений;
- 3) предельные характеристики металла труб и соединительных деталей;
- 4) допустимое максимальное местное напряжение;
- 5) предельные размеры трещин с учётом рабочих нагрузок;
- 6) допустимое снижение пропускной способности участка трубопровода;
- 7) допустимый уровень аварийности (количество отказов за год).

25.8 На основе анализа результатов обследования производится экспертная оценка фактического состояния трубопровода по совокупности диагностируемых параметров, составляется заключение установленной формы о соответствии объекта требованиям промышленной безопасности. В заключении должны содержаться рекомендации о возможности и условиях дальнейшей безопасной эксплуатации, сроках и объёмах последующих обследований, необходимости проведения ремонта или вывода трубопровода из эксплуатации.

25.9 Экспертную оценку выполняет и оформляет в виде заключения в установленном порядке специализированная экспертная организация, имеющая соответствующую лицензию Ростехнадзора.

25.10 Заказчик передает данное заключение в территориальный орган Ростехнадзора, который производит регистрацию заключения и в письменной форме уведом-

ляет заказчика и экспертную организацию о положительном решении или дает мотивированный отказ в регистрации заключения.

25.11 В случае отказа территориального органа Ростехнадзора в регистрации заключение возвращается в экспертную организацию для доработки и устранения замечаний.

25.12 После положительного решения о регистрации в территориальном органе Госгортехнадзора России заключение вкладывается организацией-владельцем в паспорт трубопровода и является неотъемлемой частью документации на трубопровод.

26 Требования промышленной безопасности при эксплуатации промысловых трубопроводов из ВЧШГ

26.1 Требования промышленной безопасности при эксплуатации промысловых трубопроводов из ВЧШГ определяются положениями Федерального закона “О промышленной безопасности опасных производственных объектов” ФЗ-116, ПБ 08-624-03, “Правил организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте”, утвержденных постановлением правительства РФ № 263 от 01.03.99 г.

26.2 На предприятиях необходимо осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности.

26.3 Проектирование, строительство и эксплуатация трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями нормативных документов с учётом особенностей самих труб из ВЧШГ и технологий их монтажа.

26.4 Эксплуатация трубопроводов должна осуществляться при технологических параметрах, предусмотренных проектом. Изменения в технологический процесс, регламент могут вноситься только при наличии соответствующей проектной документации, утвержденной техническим руководителем проектной организации.

26.5 Промысловые трубопроводы из ВЧШГ являются опасными производственными объектами и подлежат обязательному страхованию ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу третьих лиц и окружающей природной среде. Допустимо добровольное страхование от возможного ущерба, причиняемого природной среде хозяйственной деятельностью предприятий,

26.6 Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо проведение своевременного технического обслуживания, диагностики, коррозионного мониторинга трубопроводов согласно требованиям разделов 20-26 настоящего документа.

26.7 Для защиты от несанкционированных действий в охранных зонах трубопроводов, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов или привести к их повреждению, необходимо регулярное патрулирование трасс трубопроводов. Узлы запорной и регулирующей арматуры должны иметь ограждения.

26.8 При возникновении аварий необходимо осуществлять мероприятия согласно плану ликвидации аварий.

27 Охрана труда и техника безопасности

27.1 При монтаже трубопроводов и ремонтных работах необходимо соблюдать правила техники безопасности и охраны труда, установленные СП 49.13330.2010, ВСН 003-88, РД 102-011-89, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.3.009, ГОСТ 12.3.003, “Правилами перевозки грузов автомобильным транспортом”.

27.2 К монтажу и ремонту трубопроводов допускаются лица не моложе 18 лет, предварительно прошедшие медицинское освидетельствование, специальное

обучение, вводный инструктаж по технике безопасности, пожарной безопасности и инструктаж на рабочем месте.

27.3 Каждый рабочий, выполняющий работы на трубопроводе, должен знать: технологию выполнения работ, специальные инструкции по технике безопасности, тушению пожаров, предотвращению взрывов, правила личной гигиены, способы оказания первой помощи пострадавшим.

27.4 Допуск к работе оформляют записью в журнале инструктажа по технике безопасности и личной подписью получавшего инструктаж.

27.5 Приступать к монтажу и ремонту трубопровода разрешается только при наличии проекта производства работ.

В отдельных случаях (для типовых и несложных случаев) проект производства работ может быть заменен технологической картой или указаниями по выполнению работ, в которых должны быть предусмотрены вопросы по технике безопасности.

27.6 В местах производства работ на трубопроводе запрещается хранить легковоспламеняющиеся вещества, курить, пользоваться открытым пламенем, допускать скопление стружки, промасленной ветоши.

27.7 При использовании эпоксидного компаунда, а также приготовлении эпоксидного компаунда выделяются вредные газы от которых необходимо защищаться при помощи респиратора.

Работы по приготовлению эпоксидного компаунда необходимо проводить на открытом воздухе или в местах, снабженных местной вытяжной вентиляцией.

27.8 Концентрация вредных паров и пыли в воздухе рабочей зоны не должна превышать предельно допустимую, установленную требованиями ГОСТ 12.1.005:

- для уайт-спирита - 300 мг /м³ ;
- для ацетона - 200 мг/м³.

27.9 Работать с компонентами компаунда и растворителем необходимо в резиновых перчатках. Хранить растворители необходимо в металлической таре.

27.10 Стропальщик и оператор при зарядке труб в установку должны работать в рукавицах. Подправлять положение трубы на опорах необходимо при помощи монтажного ломика.

27.11 Подъемно-спускные операции машинист трубоукладчика должен производить по команде оператора.

27.12 Пальцы крепления гидроцилиндров должны быть зашплинтованы.

27.13 В начале каждой смены оператор должен проверить работу установки на холостом ходу, проверить крепление рукавов высокого давления. Запрещается использовать рукава, не рассчитанные на рабочее давление, а также с поврежденной резиновой оболочкой и вздутиями.

27.14 Рукава высокого давления не должны иметь резких перегибов и при работе касаться деталей установки.

27.15 При затяжке креплений запрещается использовать нестандартные ключи.

27.16 При работах по сборке труб необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: хлопчатобумажные костюмы, береты, перчатки или рукавицы, ботинки или сапоги, защитные очки с прозрачными стёклами.

27.17 При монтаже трубопровода с соединением “RJ” число рабочих должно быть таким, чтобы на каждого приходился груз весом не более 35 кг для мужчин и 10 кг – для женщин.

27.18 Администрация в зависимости от местных условий может предусмотреть дополнительные меры, повышающие безопасность работ.

28 Охрана окружающей среды

28.1 Для предприятия, эксплуатирующего промышленные трубопроводы, деятельность по охране окружающей природной среды на трубопроводах регламентируется Федеральными законами «Об охране окружающей среды» ФЗ-7 и «О недрах» ФЗ-27, «Водным кодексом Российской Федерации» ФЗ-74, «Земельным кодексом Российской Федерации» ФЗ-74, «Лесным кодексом Российской Федерации» ФЗ-200 и другими Законодательными актами Российской Федерации и ее субъектов, а также нормативными документами, принятыми в установленном порядке.

28.2 На этапе проектирования должны быть соблюдены требования по охране окружающей среды, изложенные в разделе 9 СП 34-116-97.

На этапе эксплуатации трубопровода в предприятии должны назначаться лица, ответственные за природоохранную деятельность в организации и, при необходимости, создаваться соответствующие специализированные подразделения.

28.3 Ответственные за природоохранную деятельность на предприятии, обязаны:

- знать экологическую опасность объектов промышленных трубопроводов с учётом транспортируемых продуктов и особенностей трубопроводов;
- организовывать экологический контроль соблюдения законодательства по охране окружающей среды на объектах промышленных трубопроводов;
- организовывать разработку проектов: предельно-допустимых выбросов в атмосферу загрязняющих веществ; нормативов образования отходов и лимитов размещения; предельно-допустимых сбросов в водные среды;
- не допускать сверхлимитных выбросов, сбросов и образования отходов производства;
- регулярно проверять исправность технических средств экологического контроля;
- принимать меры по укомплектованию техническими средствами и материалами для ликвидации нефтяных загрязнений;
- принимать незамедлительные меры к устранению обнаруженных нарушений природоохранного законодательства.

28.4 На предприятии должны ежегодно разрабатываться и согласовываться с местными экологическими организациями органов исполнительной власти мероприятия по охране окружающей среды, предусматривающие сокращение выбросов в атмосферу, сбросов сточных вод, образования отходов производства, рекультивацию нарушенных и загрязнённых земель.

28.5 Документы, лимитирующие загрязнение воздушной среды (разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферу) и водной среды (разрешение на сброс загрязняющих веществ на рельеф местности), на водопользование, разрешение на размещение отходов должны оформляться и переоформляться в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и ее субъектов.

28.6 В соответствии с Федеральным Законом «Об охране окружающей среды» в организациях, эксплуатирующих промышленные трубопроводы, должен быть организован производственный экологический контроль состояния окружающей природной среды.

28.7 Сельскохозяйственные земли, лесные угодья, нарушенные или загрязнённые нефтью в процессе эксплуатации, ремонта трубопроводных объектов или аварийных разливов нефти, должны быть приведены в пригодное (по назначению) состояние.

28.8 Подрядчики, работающие на трубопроводах, должны иметь соответствующие разрешительные документы на выполняемые ими виды работ и соблюдать требования по охране окружающей среды.

28.9 Для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации промышленных трубопроводов необходимо осуществлять следующие организационные мероприятия:

- своевременно проводить работы по диагностике трубопроводов;
- организовывать плановый текущий и капитальный ремонт с целью предупреждения возможных аварий.

28.10 Мероприятия по ликвидации последствий возможных аварий включают в себя:

- разработку и согласование с местными природоохранными и другими заинтересованными органами мероприятий по ликвидации последствий аварии;
- организацию сбора разлитой нефти;
- организацию производственного экологического контроля состояния нарушенных компонентов окружающей природной среды;
- определение компенсационных выплат за ущерб, нанесенный окружающей природной среде вследствие аварии;
- организацию работ по восстановлению (рекультивации) земельных угодий.

28.11 При строительстве, реконструкции и эксплуатации промышленных трубопроводов должны быть рекультивированы трассы трубопроводов, притрассовые карьеры, резервы, кавальеры.

28.12 Перед началом строительства трубопроводов должен сниматься плодородный слой почвы и храниться во временном отвале, расположенном вдоль строительной полосы, и использоваться для рекультивации после окончания строительных и планировочных работ.

28.13 Рекультивация земель при строительстве трубопровода включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление из пределов строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка траншеи трубопровода грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов;
- покрытие рекультивируемой площади плодородным слоем почвы.

28.14 При строительстве трубопровода на землях, занятых лесными угодьями, рекультивация заключается в засыпке траншеи и ям, общей планировке полосы отвода, уборке строительного мусора, задернении поверхности посевом трав.

28.15 Рекультивированные земли, расположенные над подземными трубопроводами в охранных зонах, должны использоваться землепользователями с предварительным уведомлением предприятий (организаций), эксплуатирующих трубопроводы, и с соблюдением мер, обеспечивающих сохранность трубопроводов.

29 Техническая документация

29.1 При эксплуатации промышленных трубопроводов работники предприятия в своей деятельности должны руководствоваться:

- проектной и исполнительной документацией, включающей рабочий проект, комплект документации, подтверждающий качество выполненных строительно-монтажных работ (при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте промышленных трубопроводов);

– нормативной документацией, включающей стандарты (ГОСТ, ОСТ, СТО, СП), стандарты системы безопасности труда (ССБТ), технические условия (ТУ), нормы и Правила пожарной безопасности, нормы и Правила по охране труда и другие нормативные документы, принятые в отрасли;

- регламентами на эксплуатацию трубопроводов;
- оперативной документацией.

29.2 Проектная и исполнительная документация должна храниться в цехе, эксплуатирующем промышленные трубопроводы. Условия хранения проектной документации на строительство, ремонт и реконструкцию трубопроводов должны обеспечивать ее сохранность в течение всего срока эксплуатации объекта.

29.3 Нормативная документация должна храниться в технической библиотеке или производственных подразделениях (службах) по принадлежности.

29.4 Регламенты составляются проектными или эксплуатирующими промышленные трубопроводы организациями, утверждаются эксплуатирующими организациями.

Регламент на систему трубопроводов сбора нефти, газа и воды включает в себя следующие разделы:

- техническая характеристика транспортируемой продукции, основных и вспомогательных материалов;
- техническая характеристика отходов и выбросов;
- технология сбора и транспорта продукции на весь период эксплуатации месторождения;
- расчет основных технологических параметров;
- физико-химические и теплофизические свойства транспортируемых веществ, сред и смесей;
- рекомендации по конструкции и материальному оформлению оборудования на линейной части трубопроводов;
- техническая эксплуатация трубопроводов (поддержание и регулирование параметров; борьба с осложнениями – замораживанием, отложениями парафина, песка, окислов железа; борьба с коррозией; осуществление планово-предупредительных ремонтов; ликвидация аварий и т. д.);
- контроль основных параметров работы и надежности трубопроводов (дистанционный контроль параметров, телемеханизация, дефектоскопия и т. д.);
- пуск, остановка трубопроводов;
- консервация отдельных участков трубопроводов;
- промышленная безопасность;
- техника безопасности, производственная санитария;
- пожаровзрывобезопасность;
- охрана окружающей среды.

29.5 Оперативная документация разрабатывается на основе проектной, исполнительной документации, действующих нормативных документов, директивных указаний и распоряжений, а также опыта эксплуатации объектов и включает в себя:

- перечень ответственных трубопроводов, на которые составляются паспорта;
- паспорта трубопроводов;
- технологические схемы и карты;
- должностные и производственные инструкции;
- журналы инструктажа по технике безопасности и пожарной безопасности;
- графики технического обслуживания и ремонта трубопроводов;
- вахтенные журналы;
- диспетчерские листы, оперативные сводки и отчеты, графики замеров;
- акты технического расследования отказов (аварий);
- журналы учета отказов;

- планы ликвидации возможных аварий.

Оперативная документация должна пересматриваться не реже одного раза в 3 года и находиться на рабочих местах.

29.6 Паспорт трубопровода составляется на систему трубопроводов одного назначения. Разбивка трубопроводов по паспортам производится по усмотрению руководства цеха. К паспорту прилагаются:

- схема трубопровода с указанием вида труб (стальные, чугунные, ...), диаметра и толщины стенки (или класса по толщине стенки), исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, установленных на трубопроводе, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков;

- акты периодических наружных осмотров;
- акты испытаний трубопроводов на прочность и герметичность;
- акты проведения диагностики трубопроводов;
- акты на ремонт и испытания арматуры и другие по необходимости.

Паспорта ведутся на промышленные трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия, включая находящиеся в консервации и выведенные из эксплуатации трубопроводы.

Паспорта должны содержать сведения о фактическом техническом состоянии объектов, техническом обслуживании, ремонтах, диагностических обследованиях, испытаниях, ликвидации отказов.

В рамках паспорта также ведётся журнал установки-снятия заглушек.

29.7 Результаты диагностических обследований оформляются и хранятся в виде отдельных технических отчётов (в бумажном и электронном виде); при этом в паспорте отмечаются общие данные отчётов (название отчёта, исполнитель, год, адрес в электронной базе данных).

29.8 Все изменения и дополнения в технологических схемах и конструкциях, сведения по техническому обслуживанию, испытаниям, очисткам, ревизионным работам, ремонтам должны оперативно вноситься в паспорта трубопроводов.

29.9 Паспорта на промышленные трубопроводы составляются специалистами предприятия и хранятся в цехе, эксплуатирующем промышленные трубопроводы.

29.10 Службы, производящие ремонт трубопроводов, должны дополнительно иметь следующую техническую документацию:

- копии актов отвода земельных участков под трассы трубопроводов и другие сооружения;

- планы, профили трасс обслуживаемых трубопроводов;

- схемы обслуживаемых участков трубопроводов с ситуационными планами местности (переходы через реки и овраги, вдольтрассовые дороги и надземные коммуникации, автомобильные и железные дороги, места хранения аварийного запаса труб, места расположения объектов и средств электрохимической защиты, коммуникации технического коридора, близрасположенные населенные пункты).

29.11 Для повышения оперативности работ рекомендуется все документы переводить в электронный вид и хранить в специальном электронном архиве.

30 Нормативные ссылки

ВН 39-1.9-004-89 Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (методом стресс-теста). Ведомственные нормы.

ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений

ВСН 003-88 Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб

ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация

ВСН 005-88 Строительство промышленных трубопроводов. Технология и организация

ВСН 008-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция

ВСН 009-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства установки электрохимической защиты. Дополнение. Электрохимическая защита кожухов на переходах трубопроводов под автомобильными и железными дорогами

ВСН 011-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание

ВСН 012-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Части 1 и 2

ВСН 51-3-85/2.38-85 Проектирование промышленных стальных трубопроводов

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

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

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.3.003-86. ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности

ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 166-89 Штангенциркули. Технические условия

ГОСТ 969-91 Цементы глинозёмистые и высокоглинозёмистые Технические условия

ГОСТ 1338-78. Красители органические. Лак оранжевый. Технические условия

ГОСТ 1497-94 Металлы. Методы испытания на растяжение

ГОСТ 2246-70 Проволока стальная сварочная. Технические условия

ГОСТ 3282-74 Проволока стальная низкоуглеродистая общего назначения. Технические условия

ГОСТ 4666 Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска

ГОСТ 7338-90 Пластины резиновые и резиноканевые. Технические условия

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

ГОСТ 9238-83. Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1524) мм

ГОСТ 9454-84 Металлы. Метод испытаний на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах

ГОСТ 9544-2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов

ГОСТ 9940-81 Трубы бесшовные горячедеформированные из коррозионностойкой стали. Технические условия

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

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

ГОСТ 12821-80 Фланцы стальные приварные встык на P_y от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²). Конструкция и размеры

ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов

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

ГОСТ 18322-78 (СТ СЭВ 5151-85) Система технического обслуживания и ремонта техники.

ГОСТ 19170-2001 Стекловолокно. Ткань конструкционного назначения. Технические условия.

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

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод

ГОСТ 24297-87 Входной контроль продукции. Основные положения

ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

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

ГОСТ Р 52760-2007 Арматура трубопроводная. Требования к маркировке и отличительной окраске

ГОСТ Р 53384-2009 Трубы стальные и чугунные с защитными покрытиями. Технические требования.

ГОСТ Р ИСО 2531-2008 Трубы, фитинги, арматура и их соединения из чугуна с шаровидным графитом для водо- и газоснабжения. Технические условия

ЕН 598:1994 Трубы, фитинги, оснастка и их соединения для применения в канализационных системах. Требования и методы испытаний

ЕН 14901-2006. Трубы, фитинги и комплектующие из ковкого чугуна. Эпоксидное покрытие (усиленное) фитингов и комплектующих из ковкого чугуна. Требования и методы испытаний

ЕН 15189-2006. Трубы из ковкого чугуна, фитинги и вспомогательные части. Наружное полиуретановое покрытие для труб

Инструкция по монтажу нефтегазопромысловых и технологических трубопроводов из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом неразъемными соединениями методом обжимки раструба и муфтовым соединением обжимкой и прессовой посадки. Бугульма, ООО “Малый Сок”, 2009 г.

ИСО 8179-1: 2004 Трубы из чугуна с шаровидным графитом. Наружное цинковое покрытие. Часть 1. Покрытие металлическим цинком с отделочным слоем

КД 01-2012 Классификатор допустимых поверхностных дефектов труб. Липецк, ОАО “ЛМЗ “Свободный сокол”, 2012 г.

ОСТ 153-39.4-010-2002 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений

ПБ 03-273-99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства

ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте, утвержденные постановлением правительства РФ № 263 от 01.03.99 г.

Приказ Минприроды России от 30.06.2009 N 195 “Об утверждении порядка продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах”

ПУЭ Правила устройства электроустановок

РД 03-613-03 Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов.

РД 03-614-03 Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов

РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов

РД 07-291-99 Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недрами.

РД-13.02-40.10.50-КТН-003-1-03 Положение по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдольтрассовых линий и средств электрохимической защиты

РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов

РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений

РД 102-011-89 Охрана труда. Организационно-методические документы

РД 153-39.48-118-02 Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов

Руководство по монтажу труб и фасонных частей с соединением «RJ». ОАО «ЛМЗ “Свободный сокол”, 2011.

СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов

СН 456-73 Нормы отвода земель для магистральных водопроводов и канализационных коллекторов

СП 14.13330.2011 (СНиП II-7-81) Строительство в сейсмических районах

СП 16.13330.2011 (СНиП II-23-81) Стальные конструкции

СП 18.13330.2012 (СНиП II-89-80*) Генеральные планы промышленных предприятий

СП 20.13330.2011 (СНиП 2.01.07-85*) Нагрузки и воздействия

СП 22.13330.2011 (СНиП 2.02.01-83*) Основания зданий и сооружений

СП 24.13330.2011 (СНиП 2.02.03-85) Свайные фундаменты

СП 25.13330.2012 (СНиП 2.02.04-88) Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах

СП 28.13330.2012 (СНиП 2.03.11-85) Защита строительных конструкций от коррозии

СП 31.13330.2012 (СНиП 2.04.02-84) Водоснабжение. Наружные сети и сооружения

СП 33.13330.2012 (СНиП 2.04.12-86) Расчет на прочность стальных трубопроводов

СП 35.13330.2012 (СНиП 2.05.03-84) Мосты и трубы

СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*) Магистральные трубопроводы

СП 45.13330.2012 (СНиП 3.02.01-87) Земляные сооружения, основания и фундаменты

СП 47.13330.2012 (СНиП 1.02.07-87) Инженерные изыскания для строительства

СП 48.13330.2011 (СНиП 3.01.01-85*) Организация строительства

СП 49.13330.2012 (СНиП 12-03-2001) Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.

СП 61.13330.2012 (СНиП 2.04.14-88*) Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

СП 68.13330.2012 (СНиП 3.01.04-87) Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения

СП 72.13330.2012 (СНиП 3.04.03-85) Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии

СП 86.13330.2012 (СНиП III-42-80*) Магистральные трубопроводы

СП 104-34-96 Свод правил по сооружению линейной части газопровода. Производство земляных работ

СНиП III-4-80* Техника безопасности в строительстве.

СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов

ТИ 01-СН-2011 Сварка труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для обустройства нефтяных и газовых месторождений. Технологическая инструкция

ТСН 40-303-2003 (МГСН 6.01-03) Бестраншейная прокладка коммуникаций с применением микротоннелепроходческих комплексов и реконструкция трубопроводов с применением специального оборудования. Территориальные строительные нормы (Московские городские строительные нормы).

ТУ 6-05-1584-86 Смола эпоксидная модифицированная К-153А. Технические условия

ТУ 14-1-5410-2001 Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной коррозионностойкой стали марок 04X18H10, 03X18H11, 03X17АН9, 304LN. Технические условия

ТУ 14-1-5439-2001 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной стойкости против локальной коррозии и хладостойкости. Технические условия

ТУ 14-3-377-87 Трубы стальные сварные прямошовные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ТУ 14-3-1073-82 Трубы стальные бесшовные горячекатаные, термообработанные (из стали 20-ЮЧ). Технические условия

ТУ 14-3-1652-89 Трубы холоднодеформированные из стали 20104. Технические условия.

ТУ 14-3-1128-82 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем и обустройства газовых месторождений. Технические условия

ТУ 14-3-1963-95 Трубы бесшовные сероводородостойкие. Технические условия

ТУ 14-3-1971-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности из углеродистой стали (сталь марки 20 и ее модификации). Технические условия

ТУ 14-3-1972-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. Технические условия

ТУ 14-3Р-55-2001 Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов высокого давления. Технические условия

ТУ 14-3Р-197-2001 Трубы бесшовные из коррозионностойких сталей с повышенным качеством поверхности. Технические условия

ТУ 14-158-112-99 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». Технические условия

ТУ 14-161-147-94 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные сероводородостойкие и хладостойкие. Технические условия

ТУ 14-161-148-94 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. Технические условия

ТУ 14-162-14-96 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. Технические условия

ТУ 0254-003-51844550-2009 Универсальная высокоэлектропроводящая смазка «Суперконт». Технические условия

ТУ 1460-076-50254094-2011 Соединительные части с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промысловых трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия

ТУ 1460-078-50254094-2011 Соединительные части сварные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промысловых трубопроводов на нефтяных месторождениях с соединением «RJ». Технические условия

ТУ 1461-008-23967414-2010 Трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промысловых трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия

ТУ 1461-075-50254094-2011 Трубы с раструбно-замковым соединением «RJ» из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промысловых трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия

ТУ 1468-014-23967414-2011 Части соединительные сварные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для строительства промысловых трубопроводов на нефтяных месторождениях. Технические условия

ТУ 2413-357-00203447-99 с изм. 1, 2. Полиэтиленполиамин. Технические условия

ТУ 2312-021-16802026-2000 Грунтовка асмольная. Технические условия

ТУ 2531-077-50254094-2011 Уплотнительные резиновые кольца для строительства промысловых трубопроводов на нефтяных месторождениях из труб с раструбно-замковым соединением «RJ». Технические условия

ТУ 3663-002-23967414-07 Установка для неразъёмного муфтового соединения труб. Технические условия

ТУ 4859-001-05211644-95 Покрытие на основе мастики «Асмол» для защиты от коррозии подземных трубопроводов. Технические условия

ТУ 5623-002-05111644-96 Мастичная композиция для противокоррозионных покрытий "Асмол". Технические условия

ТУ РБ 14556184.002-96 Грунтовка «УНИКОР РБ». Технические условия Республики Беларусь.

ФЗ-7 Федеральный закон «Об охране окружающей среды»

ФЗ-27 Федеральный закон «О недрах»

ФЗ-74 Водный кодекс Российской Федерации

ФЗ-116 Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

ФЗ-136 Земельный кодекс Российской Федерации

ФЗ-184 Федеральный закон «О техническом регулировании»

ФЗ-200 Лесной кодекс Российской Федерации

ФЗ-384 Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

API 5L Трубы стальные электросварные прямошовные

AWSA-5.15 Specification for welding electrodes and rods cast iron (стандарт на электроды).

Примечание. При пользовании настоящим сводом правил рекомендуется проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим сводом правил 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.

**Сварка труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом
для обустройства нефтяных и газовых месторождений.**

Технологическая инструкция
ТИ 01-СН-2011

А.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая технологическая инструкция определяет требования к ремонтной технологии сварки внутрипромысловых трубопроводов, транспортирующих продукты нефтяных месторождений при давлении до 4,0 МПа (40 кгс/см²), из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом. Настоящая технологическая инструкция разработана ООО «ЧугунСпецСтрой», г. Липецк.

Инструкция регламентирует требования технологии сварочных работ и предназначена для электросварщиков ручной дуговой сварки, руководителей сварочных работ и инженеров по сварке.

Инструкция содержит указания по выбору оборудования, сварочных материалов и способов резки, а также по подготовке и сборке изделий под сварку, технологии сварки и контролю.

Инструкция составлена на основе следующих документов:

ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов;

ИСО 2531:98 «Трубы, фитинги, арматура и их соединения из чугуна с шаровидным графитом для водо- и газоснабжения»;

ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1

ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация».

А.2 МАТЕРИАЛЫ

Ремонту с применением сварочной технологии подлежат трубопроводы и их элементы из высокопрочного чугуна обладающие следующими механическими свойствами:

- предел прочности $\sigma_b \geq 420$ МПа;
- предел текучести $\sigma_t \geq 300$ МПа;
- относительное удлинение $\delta \geq 10$ %

и имеющие следующую структуру металла:

- основа – феррит;
- перлитная составляющая – не более 20%;
- количество структурно свободного цементита – не более 5%;
- наличие графита пластинчатой формы – не более 5%.

Для ремонтной сварки рекомендуется использовать электроды на железоникелевой и никелевой основе. Некоторые марки рекомендуемых электродов приведены в таблице А.1.

По согласованию с разработчиком ТИ допускается применение других марок электродов на железоникелевой и никелевой основе, имеющих высокие сварочно-технологические свойства во всех пространственных положениях, обеспечивающих качественное формирование шва и необходимые характеристики сварного соединения.

Таблица А.1 – Электроды для сварки труб из ВЧШГ

№ п/п	Марка электрода	Производитель	Стандарт по AWSA-5.15	Тип наплавленного металла
1	CAST Ni Fe B	SZ-Elektrode Jesenice.d.j.j., Словения	E Ni Fe Cl	железо-никелевый
2	SUPER Ni	SZ-Elektrode Jesenice.d.j.j., Словения	E Ni Cl	никелевый
3	Z-Ni 99 NC	ELECTRODE WORKS ZIKA LTD, Израиль	ENI-Cl	никелевый
4	GEKATEK Fe - CAST	GEDIK KAYNAK, Турция	ENiFeCL	железо-никелевый
5	OK 92.18	ESAB	ENi-Cl	никелевый
6	OK 92.60	ESAB	ENiFe-Cl	железо-никелевый
7	UTP 85 FN	Böhler	ENiFe-Cl	железо-никелевый
8	UTP 86 FN	Böhler	ENiFe-Cl	железо-никелевый

А.3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ СВАРЩИКОВ.

К сварке трубопроводов из высокопрочного чугуна допускаются сварщики, получившие специальную подготовку по сварке ВЧШГ.

Независимо от наличия соответствующего удостоверения сварщики должны перед началом работы заварить одно контрольное сварное соединение (КСС) в условиях, соответствующих выполнению основной ремонтной работы. Качество КСС проверяется визуальным контролем и исследованием макрошлифов.

Из КСС должны быть вырезаны и исследованы не менее двух макрошлифов.

Результаты визуального контроля должны удовлетворять требованиям, изложенным в разделе А.9 (Контроль качества сварки). Результаты исследований макрошлифов считаются удовлетворительными, если обнаруженные дефекты не превышают размеров, указанных в таблице А.5.

А.4 СВАРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для ручной дуговой сварки труб из высокопрочного чугуна рекомендуется применять источники постоянного тока с крутопадающей характеристикой, например, выпрямители типа ВДУ-506, ВД-300. В трассовых условиях рекомендуется применение инверторных сварочных источников питания, обеспечивающих сварочный ток не менее 160 А.

Для подогрева и термической обработки сварных соединений на монтаже рекомендуется применять кольцевые воздушно-пропановые горелки (рис. 1) или источники индукционного нагрева, обеспечивающие требуемые режимы термообработки. В случае выполнения локальных ремонтных работ на трубах из ВЧШГ для подогрева под сварку и термообработки допускается применение кислородно-пропановых горелок, при соблюдении тщательного температурного контроля режима термического цикла.

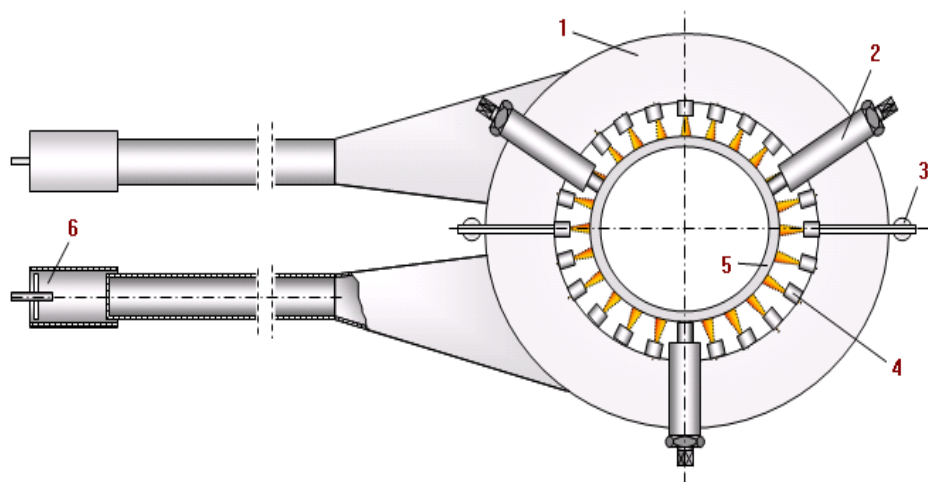


Рисунок А.1 – Устройство воздушно-пропановой кольцевой горелки.
 1 - Корпус горелки. 2 - Центратор. 3 - Замок. 4 - Сопло.
 5 - Свариваемая труба. 6 - Инжекторный узел.

А.5 ПОДГОТОВКА И СБОРКА ДЕТАЛЕЙ ПОД СВАРКУ

Резка труб зачистка под сварку и снятие фасок должны производиться механическим способом шлифмашинкой с абразивным армированным кругом.

Кромки стыкуемых деталей и прилегающие к ним поверхности (снаружи и внутри) перед сваркой должны зачищаться до металлического блеска для удаления грязи, масла и ржавчины на ширине не менее 10 мм от предполагаемой зоны сплавления сварного шва с основным металлом.

Прихватки, в случае необходимости их выполнения, должны свариваться на тех же режимах и по той же технологии, что и основной шов. При сварке основного шва прихватки должны быть полностью переплавлены. Если требуется сварить кольцевой шов, размеры и расстояния между прихватками показаны на рисунке А.2.

При подготовке свариваемых кромок и сборке не допускаются зазоры более 1,5 мм.

Для сварки стыкового соединения выполняется V-образная разделка кромок (60°).

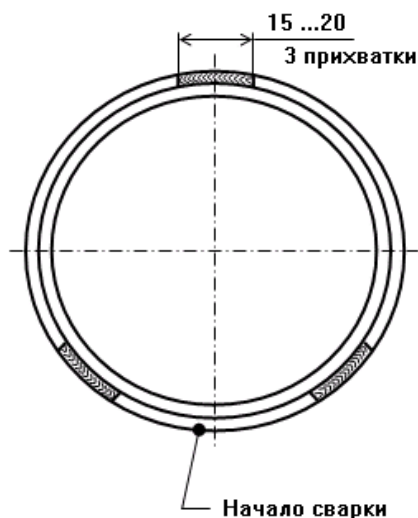


Рисунок. А.2 – Порядок выполнения прихваток при Ду свыше 100 мм.

А.6 СВАРКА

Сварка труб из ВЧШГ может производиться только в условиях надёжной защиты от ветра и попадания на стык атмосферных осадков и грязи.

Перед сваркой необходимо просушить электроды согласно режимам, указанным на упаковке.

Сварка осуществляется на постоянном токе обратной полярности.

Режим сварки устанавливается в зависимости от пространственного положения и диаметра электрода в соответствии с таблицей А.2.

Таблица А.2 – Рекомендуемые режимы сварки

Диаметр электрода, мм	Положение, ток $I_{св}$, А		
	нижнее	вертикальное	потолочное
2,4 (2,5)	80	70	60
3,0 (3,25)	120	100	80
4,0	140	120	110

Сварку труб Ду 100 и 150 мм можно осуществлять без предварительного подогрева, при сварке труб Ду 200, 250, 300 мм необходим предварительный подогрев до 150...250°C. Предварительный подогрев необходимо осуществлять кольцевыми газовыми горелками (рис. А.1).

При температуре окружающего воздуха ниже +8°C необходим предварительный подогрев 150...250°C независимо от диаметра трубы.

Сварные швы накладываются не менее чем в 2 прохода. Цель выполнения первого прохода – обеспечение проплавления корневой части сварного шва. Цель выполнения последующих проходов – заполнение разделки, для стыковых швов или наложение требуемого катета, для угловых швов.

Порядок наложения слоёв при сварке кольцевых швов, как стыковых так и угловых, показан на рисунок А.3.



Рисунок А.3 – Порядок наложения слоёв при сварке кольцевых швов (стыковых и угловых):

- а) для труб диаметром до 219 мм;
- б) для труб диаметром более 219 мм.

После сварки первого прохода необходимо полностью удалить шлаковую корку металлической щеткой.

Сварка должна осуществляться «короткой дугой» с минимальными колебаниями и отрывами электрода.

Вертикальные неповоротные стыки свариваются в направлении «снизу-вверх». Наплавку слоя в потолочной части стыка следует начинать, отступая на 10...30 мм от нижней точки.

После окончания сварки для устранения структур отбела и закалки в околошовной зоне необходимо провести отжиг сварного шва и ОШЗ по режиму: нагрев до 920...950°C за 5...7 мин, выдержка при этой температуре 1...2 мин, замедленное охлаждение под слоем теплоизоляционного материала. Температуру подогрева необходимо контролировать оптическим пирометром с диапазоном измеряемых температур от 50 до 1100°C и с точностью $\pm 5^\circ\text{C}$.

Все сварные соединения должны быть заклеены сварщиками, выполнявшими сварку. Клеймо рекомендуется наносить несмываемой краской на расстоянии 30...40 мм от стыка.

А.7 РЕМОНТ ДЕФЕКТА

Непосредственная заварка дефекта на трубе или соединительной детали из ВЧШГ, бывшей в эксплуатации, не допускается.

Локальный дефект на трубе или соединительной детали из ВЧШГ может быть устранён методом приварки накладки на дефектный участок. Накладка вырезается из трубы ВЧШГ соответствующего диаметра. Толщина накладки должна быть больше толщины ремонтируемого участка трубы не менее 1мм. Размер дефекта, устраняемого методом приварки накладки, должен перекрываться накладкой на 10 мм с каждой стороны. При этом размер накладки не должен превышать:

- по окружности – $1/3$ длины окружности трубы;
- по ширине – 100 мм по оси трубы (рис. А.4).

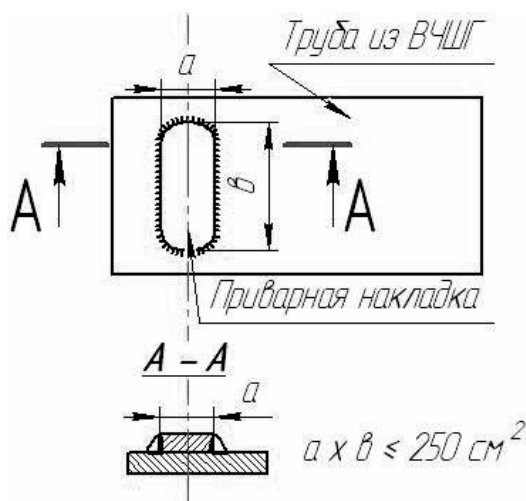


Рисунок А.4 – Форма и размеры приварной накладки.

В случае ремонта трещины концы трещины должны быть засверлены на всю глубину. Накладка должна прилегать к поверхности трубы плотно. Зазоры между ремонтируемой трубой и накладкой не допустимы.

Приварка накладки выполняется в строгом соответствии с требованиями всех разделов настоящей инструкции по сварочным материалам, оборудованию, подготовке поверхности, сварке и термообработке. Приварку накладки допускается выполнять без предварительного подогрева и без термообработки в случае, если длина сварного шва по периметру накладки не превышает 200 мм. Катет сварного шва должен быть равен толщине накладки (рис.А.5).

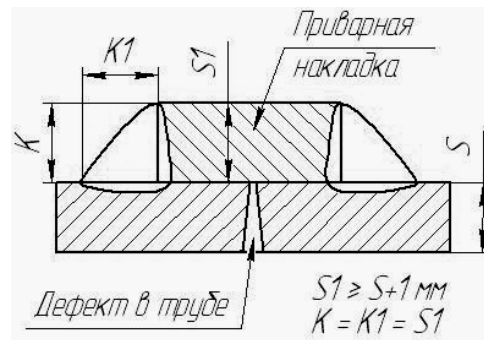


Рисунок А.5 – Конструкция нахлесточного сварного соединения при ремонте методом приварной накладки.

А.8 ПРИВАРКА К ТРУБЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫМ ДЕТАЛЯМ ИЗ ВЧШГ КОНСТРУКТИВНЫХ ДЕТАЛЕЙ ИЗ СТАЛИ.

Стальные конструктивные детали или трубные отрезки привариваются к трубопроводу из ЧШГ в строгом соответствии с требованиями настоящей инструкции по сварочным материалам, подготовке поверхности, по сварке и термообработке. В качестве конструктивных элементов привариваемых к ВЧШГ могут быть использованы низколегированные, низкоуглеродистые стали (Сталь 20, 09Г2С). Недопустима приварка в трассовых условиях к чугунной трубе сталей углеродистых, высокоуглеродистых, хромистых и хромникелевых (нержавеющих сталей). В случае необходимости приварки к чугунной трубе патрубка или фланца из нержавеющей стали эта работа может быть выполнена на заводе-изготовителе соединительных деталей. В трассовых условиях допускается приварка к трубе из ВЧШГ стального патрубка с условным диаметром не более 80 мм. Если требуется врезка большего диаметра – сварочные работы следует производить на заводе-изготовителе соединительных деталей. Требования к катету и протяженности сварного шва в случае приварки конструктивных элементов, воспринимающих значительные нагрузки (неподвижные опоры, упоры различного назначения), должны быть расчётными.

А.9 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРКИ

Сварные соединения труб из ВЧШГ должны подвергаться систематическому контролю, который должен состоять из предварительного, пооперационного и окончательного.

К предварительному контролю относятся:

- а) проверка квалификации сварщиков;
- б) контроль качества сварочного материала;
- в) проверка оборудования для сварки.

В пооперационный контроль должна входить проверка:

- а) точности сборки под сварку;
- б) чистоты основного и присадочного материала;
- в) качества и количества прихваток;
- г) соблюдения требований данной технологии и режимов сварки.

Контроль качества сварных соединений включает в себя:

- а) заварку контрольного сварного соединения с последующей вырезкой и исследованиями макрошлифов;
- б) визуальный и измерительный контроль;

в) гидроиспытания с давлением 1,25 от рабочего или пневмоиспытания давлением 4 атм с нанесением на сварной шов пенного раствора.

Визуальному контролю подвергаются 100 % сварных соединений. Визуальный осмотр рекомендуется производить с применением лупы 3...10-кратного увеличения.

Сварные соединения признаются неудовлетворительными, если будут выявлены следующие дефекты:

а) трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва или околошовной зоне;

б) несплавления, расположенные на поверхности сварного соединения;

в) свищи, бугристость поверхности, не заваренные кратеры, прожоги;

г) отклонения от требуемой величины катета.

д) размеры и количество объемных включений и западений между валиками не должны превышать значений, приведенных в таблице А.3;

е) размеры непровара, вогнутости и превышение проплава в корне шва стыковых соединений, выполненных без остающегося подкладного кольца, не должны превышать значений, приведенных в таблице А.4.

Дефекты выявленные на макрошлифах, вырезанных из контрольного сварного соединения, не должны превышать значений, приведенных в таблице А.5.

Стыки, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, подлежат исправлению или удалению.

Таблица А.3 – Размеры допустимых объемных дефектов

Дефект	Максимально допустимый линейный размер дефекта, мм	Максимально допустимое число дефектов на любые 100 мм длины шва
Объемное включение округлой или удлиненной формы при номинальной толщине стенки свариваемых труб в стыковых соединениях или меньшем катете шва в угловых соединениях, мм:		
до 5,0	0,8	2
св. 5,0 до 7,5	0,8	3
св. 7,5 до 10,0	1,0	4
св. 10,0	1,2	4
Западание (углубление) между валиками и чешуйчатое строение поверхности шва при номинальной толщине стенки свариваемых труб в стыковых соединениях или при меньшем катете шва в угловых соединениях, мм:		
до 15,0	1,5	Не ограничивается
св. 15,0	2,0	Тоже

Таблица А.4 - Размеры допустимых дефектов типа непровара и проплава

Дефект	Максимально допустимая высота (глубина), % номинальной толщины стенки	Максимально допустимая суммарная длина по периметру стыка
Вогнутость и непровар в корне шва.	10 %, но не более 2 мм	20 % периметра
Превышение проплава.	20 %, но не более 2 мм	Тоже

Таблица А.5 – Предельно допустимые дефекты на макрошлифах КСС.

Номинальная толщина стенки трубы, мм	Предельно допустимые размеры пор и включений, мм						Суммарная длина пор и включений на любые 100 мм шва, мм
	отдельных		скоплений		цепочек		
	ширина (диаметр)	длина	ширина (диаметр)	длина	ширина (диаметр)	длина	
До 2,0	0,5	2,0	0,8	2,0	0,5	3,0	4,0
Св. 2,0 до 3,0	0,6	2,5	1,0	2,5	0,6	4,0	6,0
Св. 3,0 до 5,0	0,8	3,5	1,2	3,5	0,8	5,0	10,0
Св. 5,0 до 8,0	1,2	4,0	2,0	4,0	1,2	6,0	15,0
Св. 8,0 до 11,0	1,5	5,0	2,5	5,0	1,5	8,0	20,0
Св. 11,0 до 14,0	2,0	5,0	3,0	5,0	2,0	8,0	20,0
Св. 14,0 до 20,0	2,5	6,0	4,0	6,0	2,5	9,0	25,0

Рентгеновский контроль сварных соединений производится по технологическим картам завода изготовителя.

А.10 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

При производстве строительного-монтажных работ руководствоваться положениями:

СНиП III-4-80*. Техника безопасности в строительстве.

СП 49.13330.2012 (СНиП 12-03-2001) Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.

ПОТ РМ 020-2001 Межотраслевые правила по охране труда при электро- и газосварочных работах.

Соединительные детали литые для соединений типа “RJ”

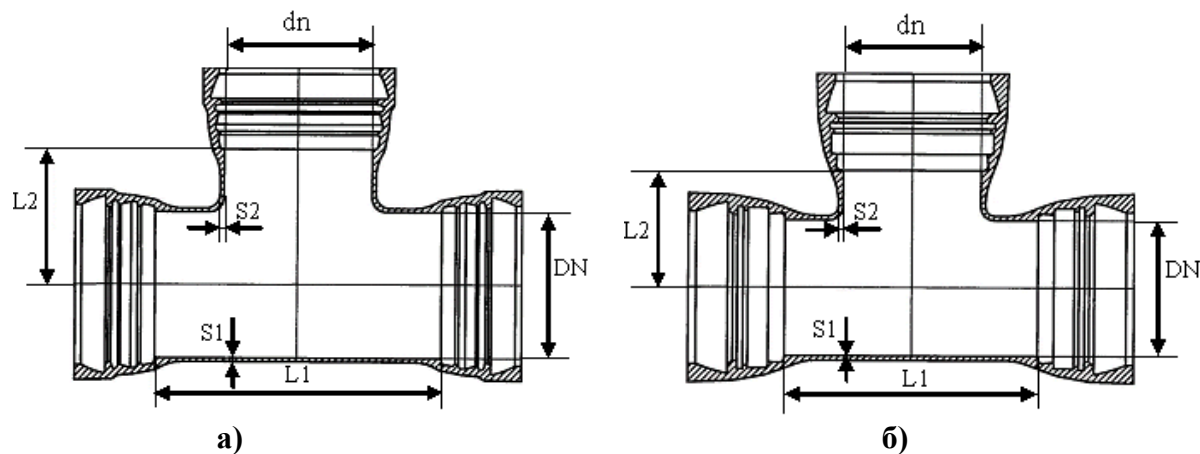


Рисунок Б.1 – Тройник раструбный (ТР);
а) DN 80-300 с кольцом уплотнительным типа “RJ”;
б) DN 400-500 с кольцом уплотнительным типа “TYTON”.

Таблица Б.1 – Основные размеры тройников раструбных (ТР), мм

DNx _{dn}	Магистраль		Оветвление		DNx _{dn}	Магистраль		Оветвление	
	S1	L1	S2	L2		S1	L1	S2	L2
80x80	7,0	175	7,0	85	300x100	9,6	210	7,2	220
100x80	7,2	165	7,0	90	300x150	9,6	265	7,8	220
100x100	7,2	195	7,2	100	300x200	9,6	325	8,4	220
125x80	7,5	175	7,0	105	300x250	9,6	380	9,0	220
125x100	7,5	195	7,2	115	300x300	9,6	440	9,6	220
125x125	7,5	225	7,5	115	400x200	12,6	325	9,8	260
150x80	7,8	180	7,0	120	400x250	12,6	440	10,5	265
150x100	7,8	200	7,2	125	400x300	12,6	440	11,2	270
150x150	7,8	260	7,8	130	400x400	12,6	560	12,6	280
200x80	8,4	180	7,0	145	500x100	14,0	215	8,4	295
200x100	8,4	200	7,2	150	500x200	14,0	330	9,8	310
200x150	8,4	260	7,8	155	500x300	14,0	450	11,2	315
200x200	8,4	320	8,4	160	500x400	14,0	565	12,6	335
250x100	9,0	205	7,2	190	500x500	14,0	680	14,0	350
250x150	9,0	265	7,8	190					
250x200	9,0	320	8,4	190					
250x250	9,0	380	9,0	190					

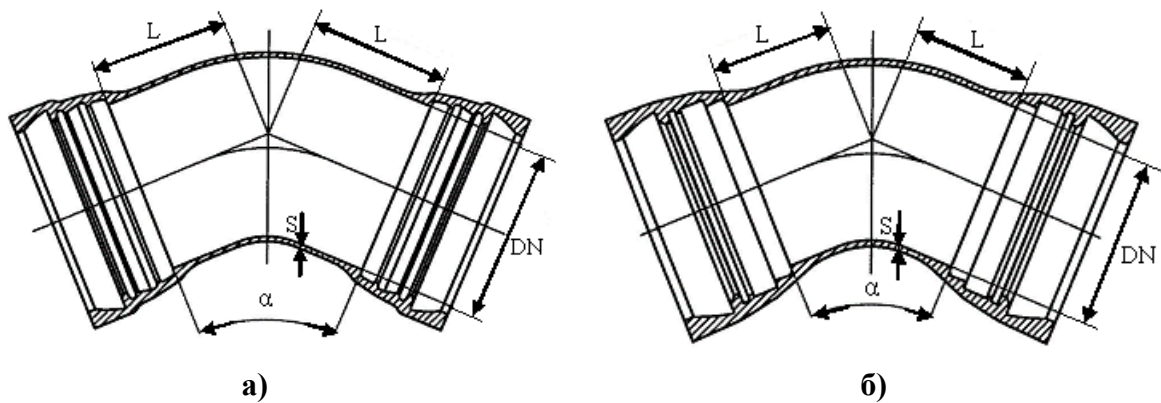


Рисунок Б.2 – Отвод раструбный (ОР);
 а) DN80-300 с кольцом уплотнительным типа «RJ»;
 б) DN400-500 с кольцом уплотнительным типа «TYTON».

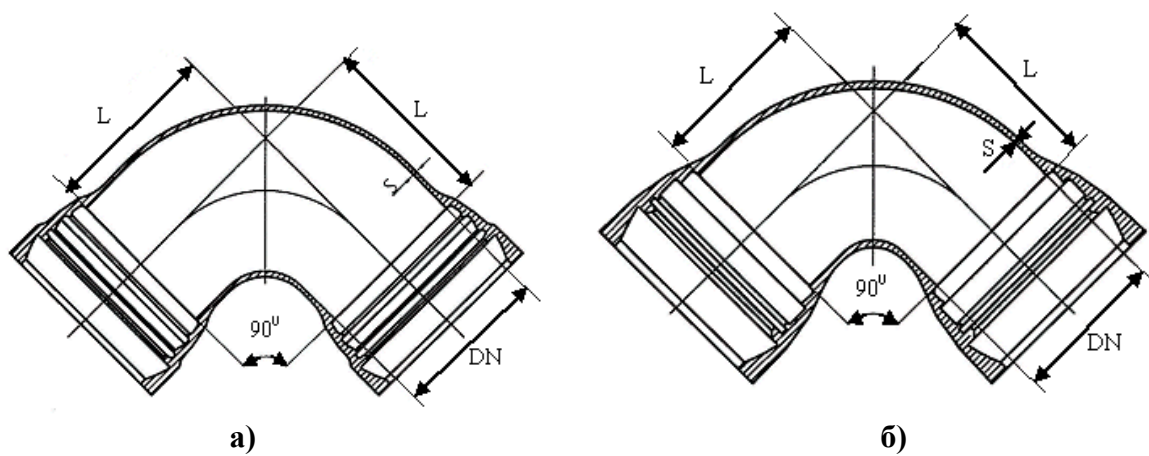


Рисунок Б.3 – Колено раструбное (УР);
 а) DN80-300 с кольцом уплотнительным типа «RJ»;
 б) DN400-500 с кольцом уплотнительным типа «TYTON».

Таблица Б.2 – Основные размеры отводов и колен раструбных, мм

DN	S	L			
		Отвод раструбный (ОР)			Колено (УР)
		$\alpha = 11^{\circ}15'$	$\alpha = 22^{\circ}30'$	$\alpha = 45^{\circ}$	
80	7,0	30	40	55	100
100	7,2	30	40	65	120
125	7,5	35	50	75	145
150	7,8	35	55	85	170
200	8,4	40	65	110	220
250	9,0	50	75	130	270
300	9,6	55	85	150	320
400	10,8	65	110	195	430
500	12,0	75	130	240	550

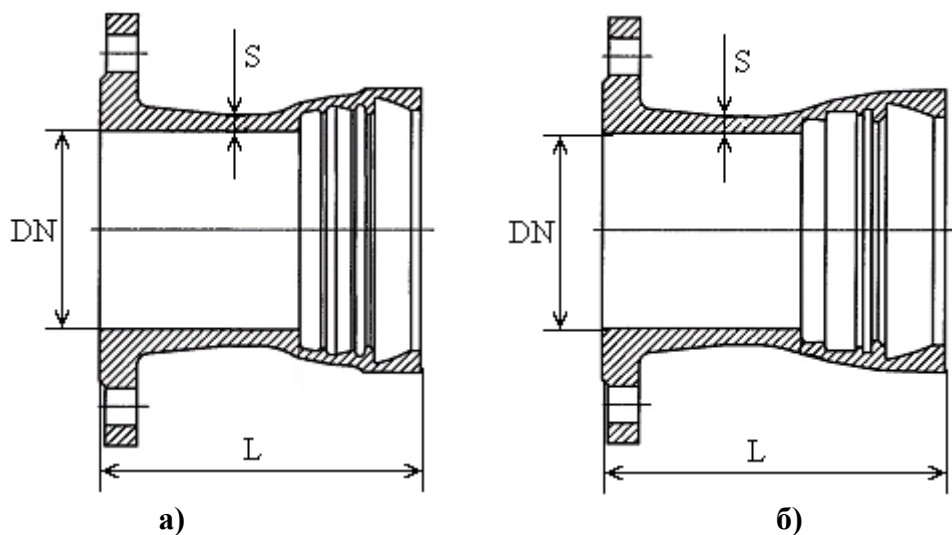


Рисунок Б.4 – Патрубок “фланец–раструб” (ПФР)

а) DN80-300 с кольцом уплотнительным типа «RJ»;

б) DN400-500 с кольцом уплотнительным типа «TYTON».

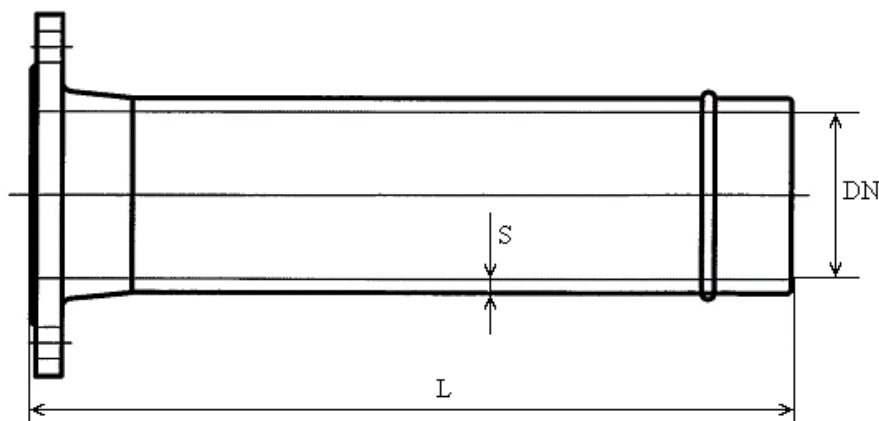


Рисунок Б.5 – Патрубок фланец – гладкий конец (ПФГ)

Таблица Б.3 – Основные размеры патрубков мм

DN	S	L _(ПФР)	L _(ПФГ)
80	7,2	130	350
100	7,2	130	360
125	7,2	135	370
150	7,8	135	380
200	8,4	140	400
250	9,0	145	420
300	9,6	150	440
400	10,8	160	480
500	12,0	170	520

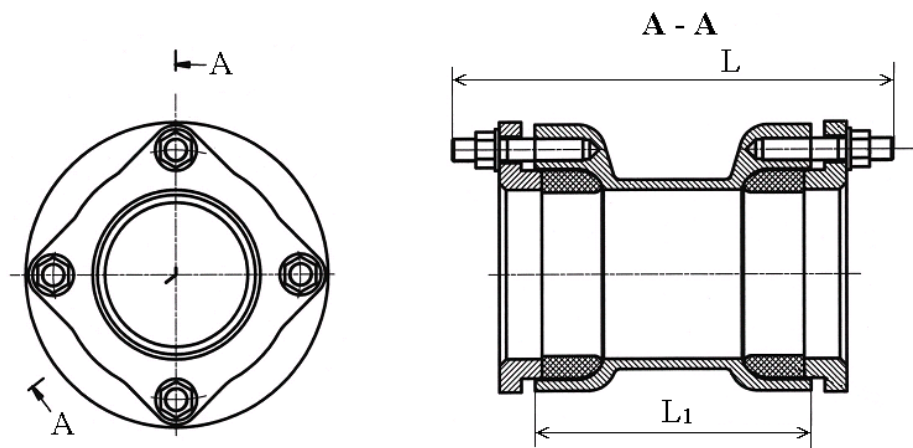


Рисунок Б.6 – Двойной раструб компенсационный (ДПК)

Таблица Б.4 – Основные размеры двойных раструбов компенсационных, мм

DN	D	L	L1	d	n, шт
100	180	320	200	M20	4+4
150	240	340	210	M20	6+6
200	295	340	210	M20	8+8
250	350	350	220	M20	12+12
300	400	350	220	M20	6+6

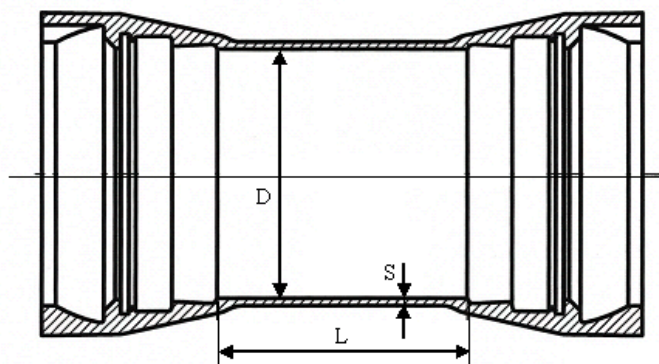


Рисунок Б.7 – Муфта подвижная (МН)

Таблица Б.5 – Основные размеры муфт подвижных, мм

DN	D	S	L
80	109	7,2	160
100	130	7,2	160
125	156	7,2	165
150	183	7,8	165
200	235	8,4	170
250	288	9,0	175
300	340	9,6	180
350	393	10,2	185
400	445	10,8	190
500	550	12,0	200

Соединительные детали сварные для соединений типа “RJ”

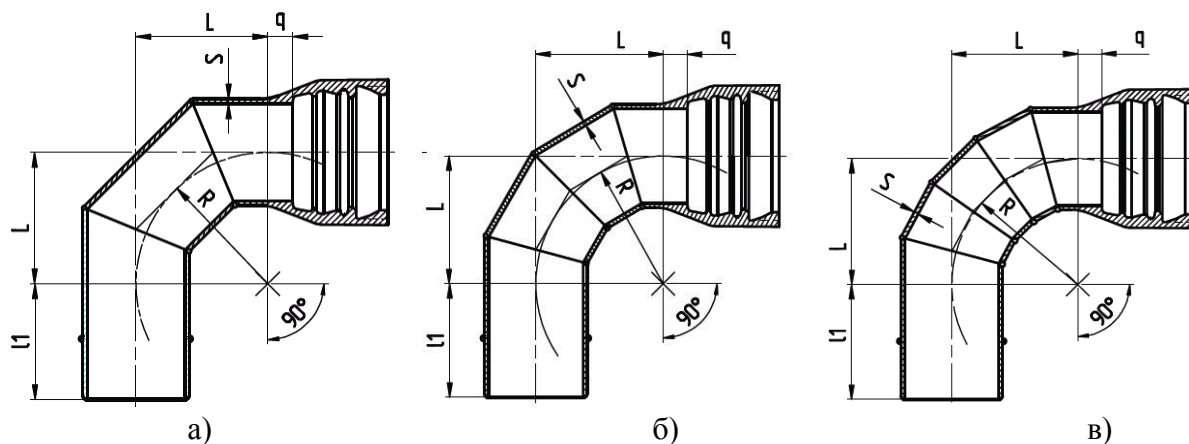


Рисунок В.1 – Колена УРГ

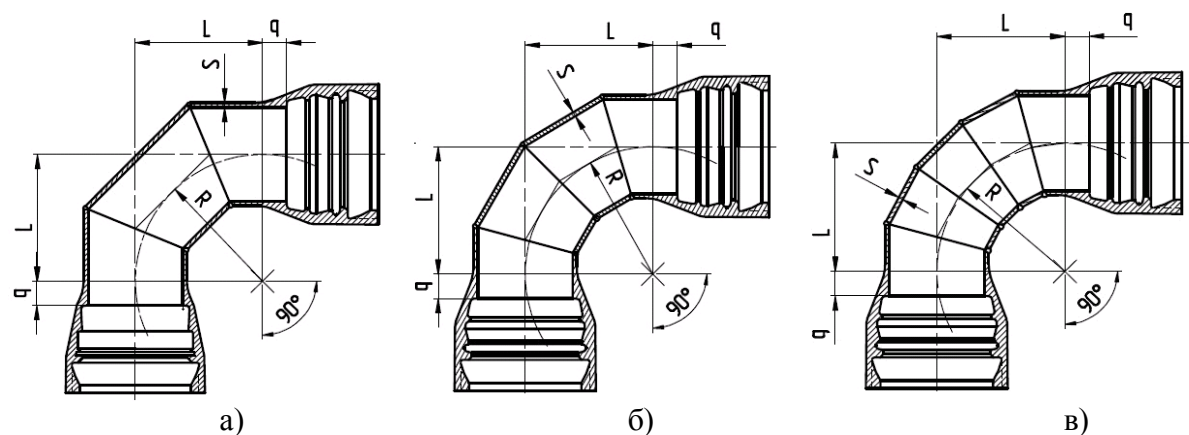


Рисунок В.2 – Колена УР

Таблица В.1 – Размеры колен УРГ и УР, мм

DN	DE	S	q	R = 1,5DE		R = 2DE		R = 3DE		R = 5DE	
				L	L ₁	L	L ₁	L	L ₁	L	L ₁
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	6,0 _{-1,3}	30	147	127	196	127	294	127	490	127
				а)		а)		б)		в)	
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	40	177	135	236	135	354	135	590	135
				а)		б)		в)			
125	144 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	40	216	143	288	143	432	143	720	143
				а)		б)		в)			
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	6,0 _{-1,3}	40	255	150	340	150	510	150	850	150
				б)		в)					
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	6,3 _{-1,5}	40	333	160	444	160	666	160	1110	160
				б)		в)					
250	274 ^{+1,0} _{-3,0}	6,8 _{-1,6}	40	411	165	548	165	822	165	1370	165
				в)							
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,2 _{-1,6}	40	489	170	652	170	978	170	1630	170
				в)							
350	378 ^{+1,0} _{-3,4}	7,7 _{-1,7}	50	567	180	756	180	1134	180	1890	180
				в)							
400	429 ^{+1,0} _{-3,5}	8,1 _{-1,7}	50	643,5	190	858	190	1287	190	2145	190
				в)							
500	532 ^{+1,0} _{-3,8}	9,0 _{-1,8}	50	798	200	1064	200	1596	200	2660	200
				в)							

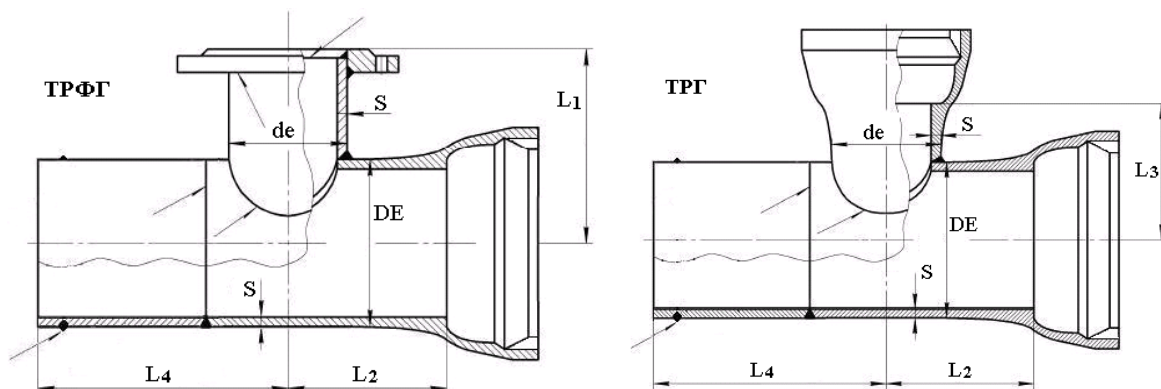


Рисунок В.3 – Тройники ТРФГ и ТРГ

Таблица В.2 – Размеры тройников ТРФГ и ТРГ, мм

Условный проход		DE, de	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	S
DN	dn						
80	80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	150	125	125	252	6,0 _{-1,3}
100	100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	200	150	150	285	6,0 _{-1,3}
125	125	144 ^{+1,0} _{-2,8}	225	200	200	343	6,0 _{-1,3}
150	100	170 ^{+1,0} _{-2,9}	200	150	150	300	6,0 _{-1,3}
	150		250	200	200	350	
200	100	222 ^{+1,0} _{-3,0}	225	200	200	360	6,3 _{-1,5}
	150		225	200	200	360	
	200		300	250	250	410	
250	100	274 ^{+1,0} _{-3,0}	250	200	200	365	6,8 _{-1,6}
	150		250	200	250	365	
	200		275	250	250	415	
	250		300	250	250	415	
300	100	326 ^{+1,0} _{-3,3}	275	200	250	370	7,2 _{-1,6}
	150		275	200	250	370	
	200		300	250	250	420	
	250		300	250	250	420	
	300		300	300	300	470	
350	100	378 ^{+1,0} _{-3,4}	300	200	250	380	7,7 _{-1,7}
	150		300	200	300	380	
	200		300	250	300	430	
	250		325	250	300	430	
	300		325	300	300	480	
	350		350	300	300	480	
400	100	429 ^{+1,0} _{-3,5}	325	200	300	390	8,1 _{-1,7}
	150		325	250	300	440	
	200		350	250	300	440	
	250		350	250	300	440	
	300		350	300	300	490	
	400		400	300	350	490	
500	100	532 ^{+1,0} _{-3,8}	375	200	350	400	9,0 _{-1,8}
	150		375	250	350	450	
	200		400	250	350	450	
	250		400	250	350	450	
	300		425	300	350	500	
	400		425	400	400	600	
	500		500	400	400	600	

Размер L₄ по требованию заказчика может быть увеличен до 1,5 метров.

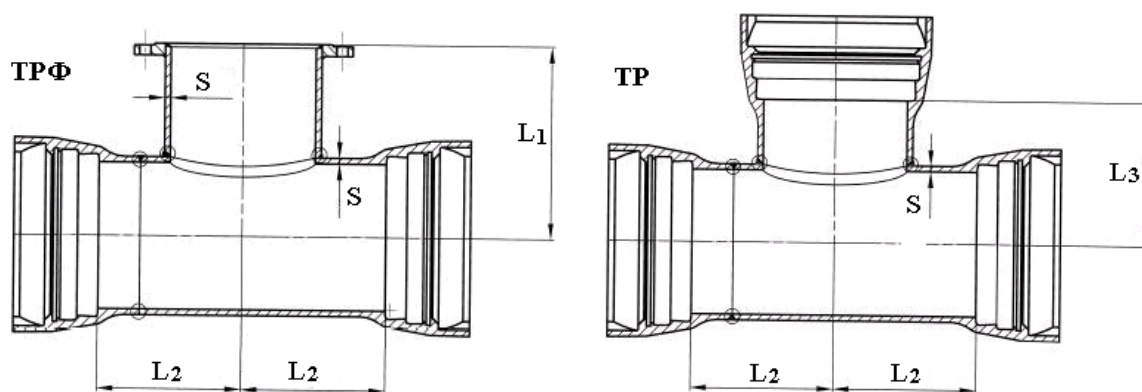


Рисунок В.4 – Тройники ТРФ и ТР

Таблица В.3 – Размеры тройников ТРФ и ТР, мм

Условный проход		DE, de	L ₁	L ₂	L ₃	S
DN	dn					
80	80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	150	125	125	6,0 _{-1,3}
100	100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	200	150	150	6,0 _{-1,3}
125	125	144 ^{+1,0} _{-2,8}	225	200	200	6,0 _{-1,3}
150	100	170 ^{+1,0} _{-2,9}	200	150	150	6,0 _{-1,3}
	150		250	200	200	
200	100	222 ^{+1,0} _{-3,0}	225	200	200	6,3 _{-1,5}
	150		225	200	200	
	200		300	250	250	
250	100	274 ^{+1,0} _{-3,0}	250	200	200	6,8 _{-1,6}
	150		250	200	250	
	200		275	250	250	
	250		300	250	250	
300	100	326 ^{+1,0} _{-3,3}	275	200	250	7,2 _{-1,6}
	150		275	200	250	
	200		300	250	250	
	250		300	250	250	
	300		300	300	300	
350	100	378 ^{+1,0} _{-3,4}	300	200	250	7,7 _{-1,7}
	150		300	200	300	
	200		300	250	300	
	250		325	250	300	
	300		325	300	300	
	350		350	300	300	
400	100	429 ^{+1,0} _{-3,5}	325	200	300	8,1 _{-1,7}
	150		325	250	300	
	200		350	250	300	
	250		350	250	300	
	300		350	300	300	
	400		400	300	350	
500	100	532 ^{+1,0} _{-3,8}	375	200	350	9,0 _{-1,8}
	150		375	250	350	
	200		400	250	350	
	250		400	250	350	
	300		425	300	350	
	400		425	400	400	
	500		500	400	400	

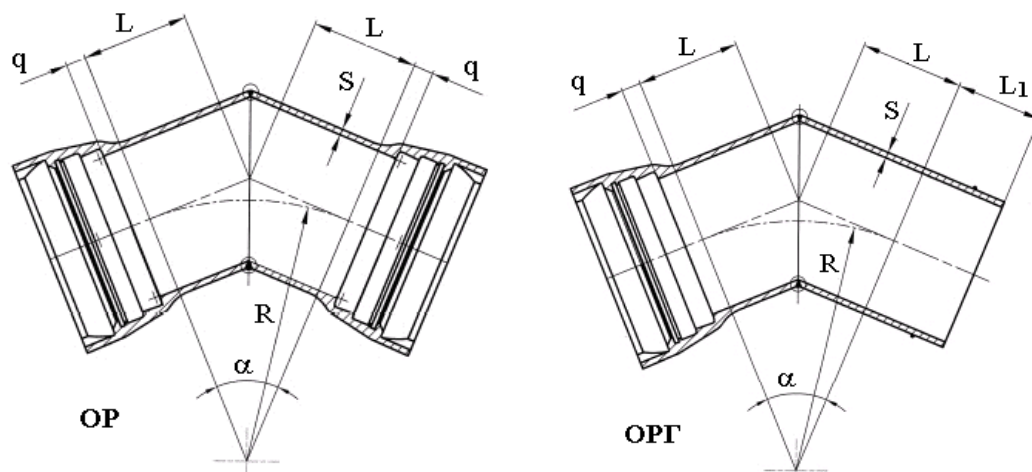


Рисунок В.5 – Отводы ОР и ОРГ, $\alpha = 10^\circ/15^\circ/30^\circ$

Таблица В.4 – Размеры отводов ОР и ОРГ, мм

DN	DE	S	q	$\alpha = 10^\circ$		$\alpha = 15^\circ$		$\alpha = 30^\circ$	
				L	L ₁	L	L ₁	L	L ₁
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	6,0 _{-1,3}	30	95	127	95	127	96	127
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	40	126	135	127	135	129	135
125	144 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	40	146	143	147	143	149	143
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	6,0 _{-1,3}	40	165	150	166	150	169	150
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	6,3 _{-1,5}	40	205	160	206	160	209	160
250	274 ^{+1,0} _{-3,0}	6,8 _{-1,6}	40	205	165	206	165	209	165
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,2 _{-1,6}	40	205	170	206	170	209	170
350	378 ^{+1,0} _{-3,4}	7,7 _{-1,7}	50	236	180	238	180	241	180
400	429 ^{+1,0} _{-3,5}	8,1 _{-1,7}	50	276	190	277	190	281	190
500	532 ^{+1,0} _{-3,8}	9,0 _{-1,8}	60	354	200	356	200	362	200

Угол α по требованию заказчика может быть изменен в пределах от 5° до 45° .

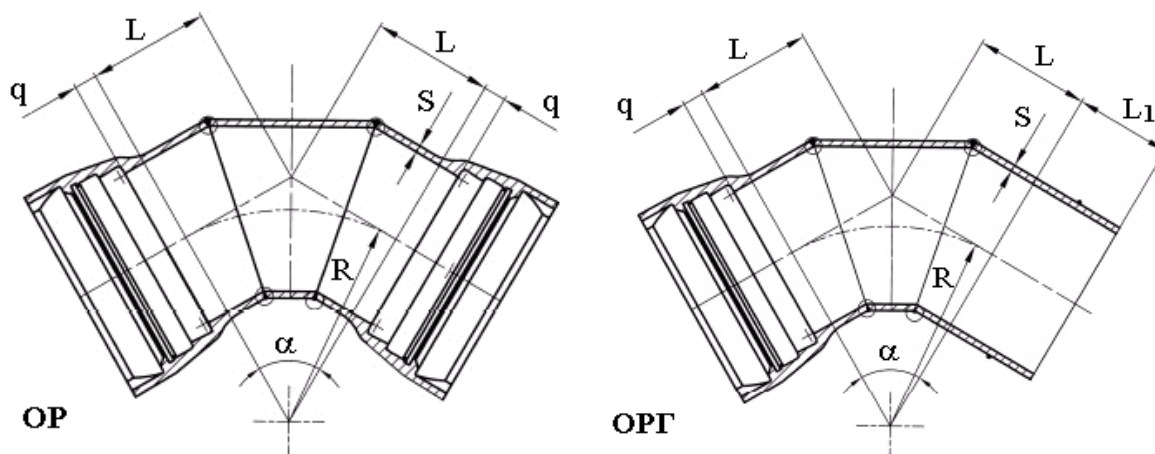


Рисунок В.6 – Отводы ОР и ОРГ, $\alpha = 45^\circ/60^\circ$

Таблица В.5 – Размеры отводов ОР и ОРГ, мм

DN	DE	S	q	$\alpha = 45^\circ$		$\alpha = 60$	
				L	L ₁	L	L ₁
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	6,0 _{-1,3}	30	99	127	104	127
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	40	132	135	139	135
125	144 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	40	153	143	159	143
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	6,0 _{-1,3}	40	174	150	181	150
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	6,3 _{-1,5}	40	215	160	225	160
250	274 ^{+1,0} _{-3,0}	6,8 _{-1,6}	40	215	165	225	165
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,2 _{-1,6}	40	215	170	225	170
350	378 ^{+1,0} _{-3,4}	7,7 _{-1,7}	50	248	180	259	180
400	429 ^{+1,0} _{-3,5}	8,1 _{-1,7}	50	290	190	303	190
500	532 ^{+1,0} _{-3,8}	9,0 _{-1,8}	60	373	200	387	200

Угол α по требованию заказчика может быть изменен в пределах от 45° до 88° .

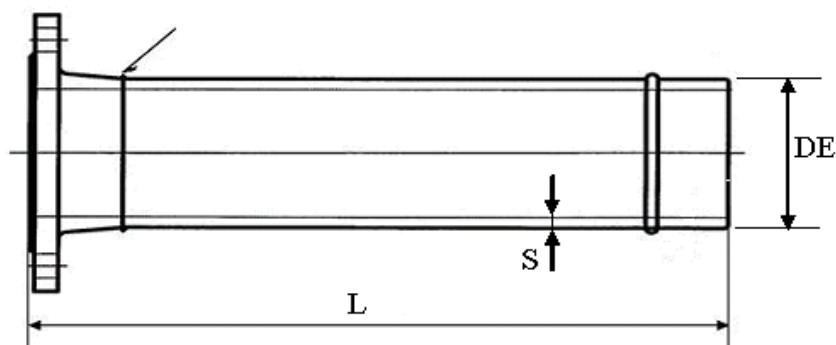


Рисунок В.7 – Патрубок фланец – гладкий конец

Таблица В.6 – Размеры патрубка, мм

DN	DE	S	L
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	6,0 _{-1,3}	560
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	565
125	144 ^{+1,0} _{-2,8}	6,0 _{-1,3}	570
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	6,0 _{-1,3}	569
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	6,3 _{-1,5}	585
250	274 ^{+1,0} _{-3,0}	6,8 _{-1,6}	595
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,2 _{-1,6}	512
350	378 ^{+1,0} _{-3,4}	7,7 _{-1,7}	610
400	429 ^{+1,0} _{-3,5}	8,1 _{-1,7}	635
500	532 ^{+1,0} _{-3,8}	9,0 _{-1,8}	640

Длина патрубка по требованию заказчика может быть увеличена до 2 м.
Патрубок может быть изготовлен с двумя фланцами (ПФ) или с двумя гладкими концами (ПГ).

Соединительные детали сварные для соединений типа “ПП”

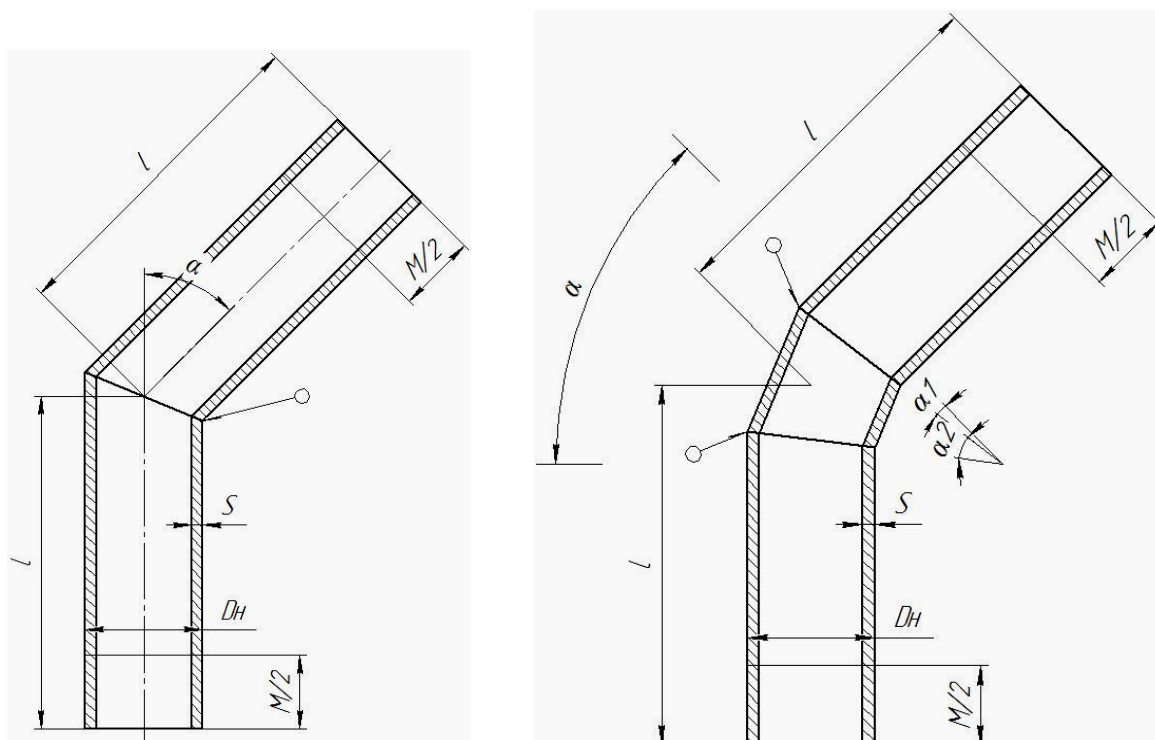


Рисунок Г.1 – Секторные отводы

Таблица Г.1 – Размеры отводов, мм

DN, мм	Dн, мм	S, мм	L, мм для α°					
			двухсекторный			трёхсекторный		
			10°	15°	30°	45°	60°	
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	7,0 _{-1,0}	504	506	513	565	574	
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	7,1 _{-1,0}	505	508	516	578	593	
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	7,2 _{-1,0}	507	511	523	588	625	
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	7,3 _{-1,0}	510	515	530	649	659	
250	274 ^{+1,0} _{-3,1}	7,4 _{-1,0}	512	519	537	615	666	
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,5 _{-1,0}	514	522	544	705	673	

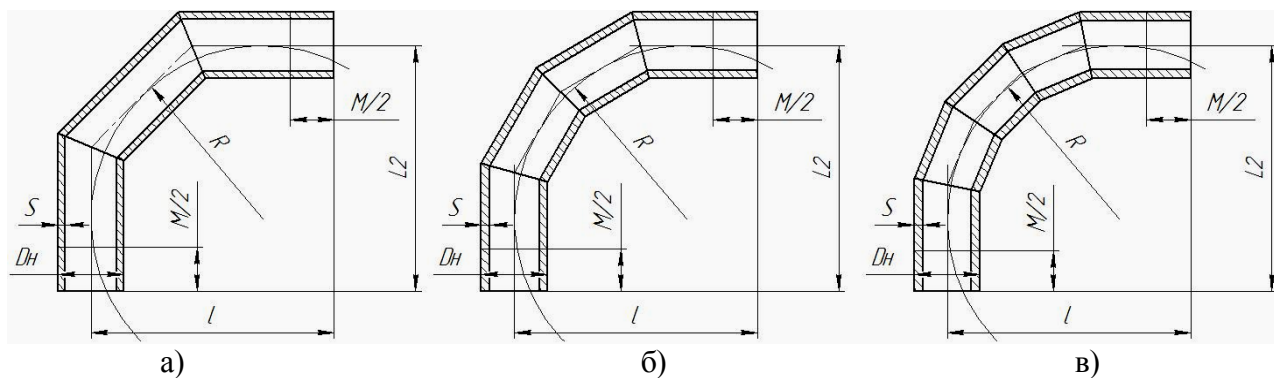


Рисунок Г.2 – Секторные отводы (колена)

Таблица Г.2 – Размеры и масса секторного отвода (колена)

DN, мм	Dн, мм	S, мм	Обозначение	R			
				1,5 D	2 D	3 D	5 D
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	7,0 _{-1,0}	R, мм	147	196	294	490
			L=L1, мм	600	656	745	902
			М, кг	13,99	15,03	16,67	19,52
			Рис.	а)	б)	б)	в)
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	7,1 _{-1,0}	R, мм	177	236	354	590
			L=L1, мм	630	690	795	985
			М, кг	18,13	19,41	21,85	25,14
			Рис.	а)	б)	в)	в)
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	7,2 _{-1,0}	R, мм	255	340	510	850
			L=L1, мм	710	790	925	1200
			М, кг	30,02	32,77	37,33	46,68
			Рис.	б)	в)	в)	в)
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	7,3 _{-1,0}	R, мм	333	444	666	1110
			L=L1, мм	790	880	1060	1415
			М, кг	40,17	48,35	56,6	72,79
			Рис.	б)	в)	в)	в)
250	274 ^{+1,0} _{-3,1}	7,4 _{-1,0}	R, мм	411	548	822	1370
			L=L1, мм	810	970	1185	1625
			М, кг	58,27	68,83	81,63	107,95
			Рис.	в)	в)	в)	в)
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,5 _{-1,0}	R, мм	489	652	978	1630
			L=L1, мм	925	1055	1320	1840
			М, кг	83,66	93,47	113,58	152,8
			Рис.	в)	в)	в)	в)

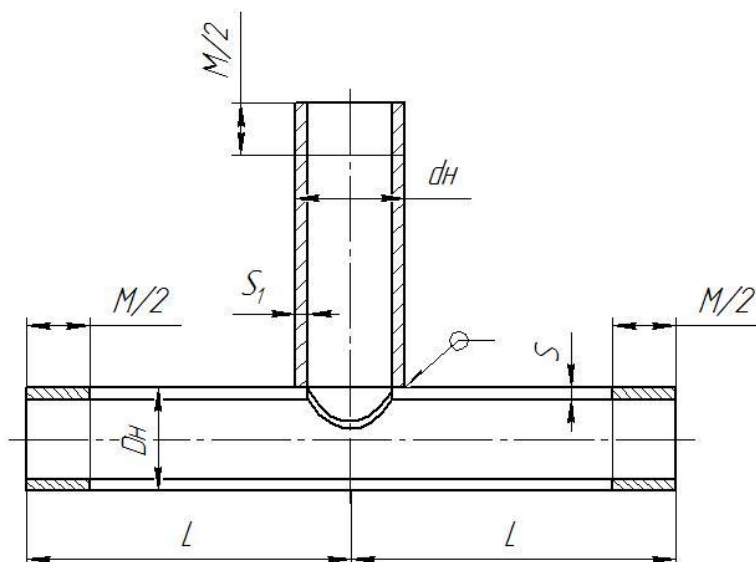


Рисунок Г.3 – Тройник

Таблица Г.3 – Размеры и масса тройников

Условный проход DN, мм.	Обозначение размеров	Условный проход штуцера dн, мм.						Dн, мм.	S, мм.
		80	100	150	200	250	300		
80	L, мм	550						$98^{+1,0}_{-2,7}$	7,0 _{-1,0}
	L1, мм	550							
	Масса, кг	19,3							
100	L, мм	550	560					$118^{+1,0}_{-2,8}$	7,1 _{-1,0}
	L1, мм	560	560						
	Масса, кг	22,6	24,3						
150	L, мм	550	560	585				$170^{+1,0}_{-2,9}$	7,2 _{-1,0}
	L1, мм	585	585	585					
	Масса, кг	32	34,7	37,7					
200	L, мм	550	560	585	610			$222^{+1,0}_{-3,0}$	7,3 _{-1,0}
	L1, мм	610	610	610	610				
	Масса, кг	39,6	44,2	47	52,4				
250	L, мм	550	560	585	610	640		$274^{+1,0}_{-3,1}$	7,4 _{-1,0}
	L1, мм	640	640	640	640	640			
	Масса, кг	50	52,3	58	63,9	71			
300	L, мм	550	560	585	610	640	665	$326^{+1,0}_{-3,3}$	7,5 _{-1,0}
	L1, мм	665	665	665	665	665	665		
	Масса, кг	61,7	64,2	70,4	76,8	84,5	92,3		
	dн, мм	$98^{+1,0}_{-2,7}$	$118^{+1,0}_{-2,8}$	$170^{+1,0}_{-2,9}$	$222^{+1,0}_{-3,0}$	$274^{+1,0}_{-3,1}$	$326^{+1,0}_{-3,3}$		
	S1, мм	7,0 _{-1,0}	7,1 _{-1,0}	7,2 _{-1,0}	7,3 _{-1,0}	7,4 _{-1,0}	7,5 _{-1,0}		

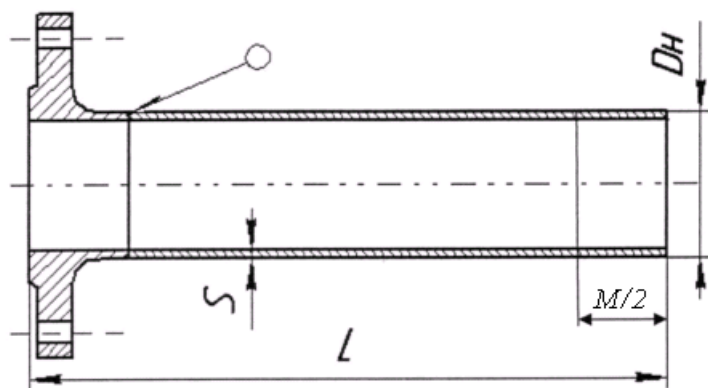


Рисунок Г.4 – Патрубок “фланец – гладкий конец”

Таблица Г.4 – Размеры и масса патрубка

DN, мм	DN, мм	S, мм	L, мм	Масса, кг
80	98 ^{+1,0} _{-2,7}	7,0 _{-1,0}	555	10,9
100	118 ^{+1,0} _{-2,8}	7,1 _{-1,0}	565	14,6
150	170 ^{+1,0} _{-2,9}	7,2 _{-1,0}	569	24,6
200	222 ^{+1,0} _{-3,0}	7,3 _{-1,0}	585	39,3
250	274 ^{+1,0} _{-3,1}	7,4 _{-1,0}	595	57,37
300	326 ^{+1,0} _{-3,3}	7,5 _{-1,0}	612	75,95

Фланцевая часть патрубка изготавливается по ГОСТ 12821.

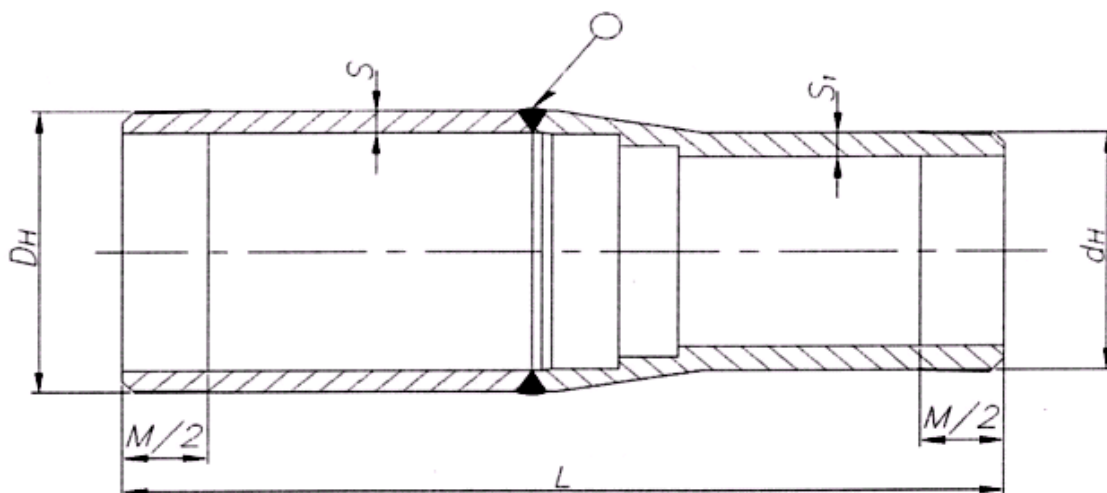


Рисунок Г.5 – Переход “гладкий конец”.

Таблица Г.5 – Размеры и масса перехода

DN×dn, мм	DN, мм	dn, мм	S, мм	S1, мм	L, мм	Масса, кг
100×80	118 ^{+1,0} _{-2,7}	98 ^{+1,0} _{-2,7}	7,1 _{-1,0}	7,0 _{-1,0}	1080	17
150×100	170 ^{+1,0} _{-2,9}	118 ^{+1,0} _{-2,8}	7,2 _{-1,0}	7,1 _{-1,0}	1090	23,3
200×150	222 ^{+1,0} _{-3,0}	170 ^{+1,0} _{-2,9}	7,3 _{-1,0}	7,2 _{-1,0}	1095	33,8
250×200	274 ^{+1,0} _{-3,1}	222 ^{+1,0} _{-3,0}	7,4 _{-1,0}	7,3 _{-1,0}	1100	45,6
300×250	326 ^{+1,0} _{-3,3}	274 ^{+1,0} _{-3,1}	7,5 _{-1,0}	7,4 _{-1,0}	1105	59,5

Примечание: dn – условный проход конца перехода с меньшим диаметром

На всех соединительных деталях M/2 – длина калиброванной части, равная длине половины муфты по ТУ 1461-008-23967414-2010.

Методика гидравлического расчета промысловых трубопроводов, транспортирующих обводнённые газонефтяные смеси

Все расчеты проводятся в системе СИ, если нет указаний на размерность отдельных параметров в ряде формул.

Обозначение основных индексов:

"*n*", "*в*", "*г*", "*ж*", "*см*" – соответственно нефть, вода, газ, жидкость (нефть+вода), смесь (нефть+вода+газ);

"*вх*", "*нх*" – восходящие и нисходящие участки;

"*τ*", "*z*" – потери давления на гидравлические сопротивления и статические (гравитационные) потери давления;

\bar{p} – рабочие условия (среднее давление);

o – нормальные условия.

Остальные обозначения приведены по тексту.

Д.1 Исходные данные:

профиль трассы трубопровода;

d – внутренний диаметр трубопровода;

вязкостно-температурная кривая нефти и жидкости (нефть+вода);

изотерма растворимости газа в нефти;

q_ж – расход жидкости;

w – обводненность жидкости;

ρ – плотности фаз;

μ – динамические вязкости фаз;

T – средняя температура трубопровода

Д.2 Обработка исходных данных

По профилю трассы трубопровода подсчитываются суммарные высоты и длины восходящих и нисходящих участков.

Обозначим

$L_{вх}$, $L_{нх}$ – суммарные длины всех восходящих и нисходящих участков соответственно;

$H_{вх}$, $H_{нх}$ – суммарные высоты восходящих и нисходящих участков соответственно.

Д.2.1 Плотность жидкой фазы

$$\rho_{жс} = \rho_n \cdot (1 - w) + \rho_v \cdot w$$

Д.2.2 При отсутствии вязкостно-температурной кривой динамическую вязкость нефти μ_n^T при температуре *T* можно определить по эмпирической формуле

$$\mu_n^T = \frac{1}{C} \cdot (C \cdot \mu_n^{T_1})^{\chi}$$

где, $\mu_n^{T_1}$ – вязкость нефти [мПа·с] при известной температуре T_1 [°C],

$$\chi = \frac{1}{1 + a \cdot (T - T_1) \cdot \lg(C \cdot \mu_n^{T_1})};$$

при $10 \leq \mu_n \leq 1000$ мПа·с $C=100$ (мПа·с)⁻¹, $a=1,44 \cdot 10^{-3}$ °С⁻¹;

при $\mu_n > 1000$ мПа·с $C=10$ (мПа·с)⁻¹, $a=2,52 \cdot 10^{-3}$ °С⁻¹;

при $\mu_n < 10$ мПа·с $C=1000$ (мПа·с)⁻¹, $a=0,76 \cdot 10^{-3}$ °С⁻¹.

Д.2.3 При отсутствии вязкостно-температурной кривой динамическую вязкость жидкой фазы можно оценить по формуле

$$\mu_{жс} = \frac{\mu_n^t}{(1-w)^{2,5}}, \text{ мПа} \cdot \text{с} - \text{обратная эмульсия}$$

$$\mu_{жс} = \frac{\mu_n}{(1-w)^{2,5}}, \text{ мПа} \cdot \text{с} - \text{прямая эмульсия.}$$

Д.2.4 Средняя температура трубопровода принимается как средне-арифметическая начальной T_1 и конечной T_2 температур

$$\bar{T} = \frac{T_1 + T_2}{2}$$

Д.2.5 Кинематическая вязкость жидкой фазы

$$\nu_{жс} = \frac{\mu_{жс}}{\rho_{жс}}$$

Д.2.6 Задаемся средним давлением в трубопроводе

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2}$$

где p_1 и p_2 - давления в начале и конце трубопровода.

Д.2.7 При отсутствии кривой растворимости газа в нефти объем свободного газа в трубопроводе, приведенный к стандартным условиям, можно оценить по формуле

$$\Gamma_{св} = \Gamma_{\phi} \cdot \left[1,615 - 1,615 \cdot \bar{p}^{0,075} + 0,0025 \cdot \bar{T} \cdot \Gamma_{\phi} \right],$$

где Γ_{ϕ} - газовый фактор нефти, м³/м³, (давление в [кгс/см²], \bar{T} в [°С]).

Д.2.8 Расход газовой фазы при рабочих условиях

$$q_{г\bar{p}} = q_{жс} \cdot (1-w) \cdot \frac{p_o \cdot \bar{T}}{\bar{p} \cdot T_o} \cdot \Gamma_{св},$$

где p_o, T_o - давление и температура при нормальных условиях ($p_o = 101325$ Па; $T_o = 273$ К).

Д.2.9 Расход смеси в рабочих условиях

$$q_{см} = q_{жс} + q_{г\bar{p}}$$

Д.2.10 Объемное расходное газосодержание

$$\beta = \frac{q_{г\bar{p}}}{q_{см}}$$

Д.2.11 Скорость смеси

$$v_{см} = \frac{4 \cdot q_{см}}{\pi \cdot d^2}$$

Д.2.12 Число Фруда для смеси

$$Fr_{см} = \frac{v_{см}^2}{g \cdot d}$$

Д.2.13 Плотность газовой фазы при рабочих условиях

$$\rho_{зр} = \rho_{zo} \cdot \frac{\bar{p} \cdot T_0}{p_0 \cdot \bar{T}}$$

Д.3 Расчет восходящих участков

Д.3.1 Истинное газосодержание

при $Fr_{см} \leq 4$ и $\mu_{жс} \leq 10^{-3}$ Па·с $\alpha_{вх} = 0,81 \cdot \beta \cdot \left[-\exp(-2,2\sqrt{Fr_{см}}) \right];$

при $Fr_{см} \leq 4$ и $\mu_{жс} > 10^{-3}$ Па·с $\alpha_{вх} = \beta \cdot (0,83 - 0,095 \lg \mu_{жс}) \cdot \left[-\exp(-2,2\sqrt{Fr_{см}}) \right];$

где $\mu_{жс}$ в [мПа·с].

Д.3.2 Истинная плотность смеси

$$\rho(\alpha_{вх}) = \rho_{жс} \cdot (1 - \alpha_{вх}) + \rho_{зр} \cdot \alpha_{вх}$$

Д.3.3 Статический перепад давления

$$\Delta p_{ZCM}^{вх} = \rho(\alpha_{вх}) \cdot g \cdot H_{вх}$$

Д.3.4 Истинная скорость газовой фазы

$$u_z = \frac{v_{см} \cdot \beta}{\alpha_{вх}}$$

Д.3.5 Истинная скорость жидкой фазы

$$u_{жс} = \frac{v_{жс}}{(1 - \alpha_{вх})}$$

Д.3.6 Приведенный коэффициент гидравлического сопротивления

$$\Psi = 0,241 \cdot \left[\frac{(u_z - u_{жс}) \cdot d}{v_{жс}} \right]^{0,25}$$

Д.3.7 Скорость жидкой фазы

$$v_{жс} = \frac{4q_{жс}}{\pi \cdot d^2}$$

Д.3.8 Число Рейнольдса для жидкой фазы

$$Re_{жс} = \frac{v_{жс} \cdot d}{\nu_{жс}}$$

Д.3.9 Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_{жс} = \frac{64}{\text{Re}_{жс}} \quad \text{при } \text{Re}_{жс} \leq 2320$$

$$\lambda_{жс} = \frac{0,3164}{\text{Re}_{жс}^{0,25}} \quad \text{при } \text{Re}_{жс} \leq 10^5$$

Д.3.10 Потери давления на гидравлические сопротивления при движении жидкой фазы

$$\Delta p_{тжс} = \lambda_{жс} \cdot \frac{L_{вх}}{d} \cdot \frac{v_{жс}^2 \cdot \rho_{жс}}{2}$$

Д.3.11 Перепад давления на гидравлические сопротивления [Д.1]

$$\Delta p_{тсм}^{вх} = \Delta p_{тжс} \cdot \frac{\psi}{\sqrt{(1 - \alpha_{вх})^{2-m}}} \cdot \left[1 + \frac{\rho_{зр} \cdot \alpha_{вх} \cdot (1 - \alpha_{вх})}{\rho_{жс} \cdot \left(\frac{\alpha_{вх}}{\beta} - \alpha_{вх}\right)^2} \right]$$

Д.3.12 Суммарный перепад давления

$$\Delta p_{см}^{вх} = \Delta p_{тсм,м}^{вх} + \Delta p_{Zсм}^{вх}$$

Д.4 Расчет нисходящего участка

Д.4.1 В зависимости от полученных значений $v_{см}$ и β по таблице Д.1 определяется структура потока [Д.2].

При расслоенной структуре потока перепады практически можно не учитывать, т.е. $\Delta p_{см} \approx 0$.

При пробковой структуре потока расчет проводится по параметрам смеси [Д.3].

Таблица Д.1 – Границы существования структурных форм ГЖС на нисходящих участках нефтегазопроводов

$v_{см}$, м/с	Значение β (для структурных форм ГЖС)	
	расслоенная	пробковая
$\leq 0,678$	0...1	–
0,786	0,08...1	0...0,08
0,857	0,22...1	0...0,22
1,000	0,28...1	0...0,28
1,143	0,37...1	0...0,37
1,286	0,43...1	0...0,43
1,428	0,52...1	0,12...0,52
1,714	0,58...1	0,15...0,58
1,857	0,63...1	0,21...0,63
2,000	0,65...1	0,23...0,65

Д.4.2 Коэффициент, учитывающий устойчивость газовых включений в смеси

$$K_y = 1 + 2 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\bar{p} \cdot d}{\sigma_{жг}} \right)^{0,5},$$

где $\sigma_{жг} = 26 \cdot 10^{-3}$ н/м - поверхностное натяжение на границе «нефть – газ».

Д.4.3 Относительная скорость газа при нисходящем пробковом течении

$$v_{отн}^{hx} = 0,5 \cdot \left[gd \cdot \frac{(\rho_{жс} - \rho_{г\bar{p}})}{\rho_{жс}} \right]^{0,5} \cdot \frac{1}{K_y}$$

Д.4.4 Истинное объемное газосодержание

$$\alpha_{hx} = \frac{\beta}{1 - \frac{v_{отн}^{hx}}{v_{см}}}$$

Д.4.5 Истинная плотность смеси

$$\rho(\alpha_{hx}) = \rho_{жс} (1 - \alpha_{hx}) + \rho_{г\bar{p}} \cdot \alpha_{hx}$$

Д.4.6 Статические потери давления

$$\Delta p_{ZCM}^{hx} = \rho(\alpha_{hx}) \cdot g \cdot H_{hx}$$

Д.4.7 Расходная плотность смеси

$$\rho(\beta) = \rho_{жс} \cdot (1 - \beta) + \rho_{г\bar{p}} \cdot \beta$$

Д.4.8 Приведенный коэффициент гидравлического сопротивления

$$\Psi_{hx} = 1 - 0,5 \cdot \beta \cdot \frac{(\rho_{жс} - \rho_{г\bar{p}})}{\rho(\beta)} \cdot \frac{v_{отн}^{hx}}{v_{см}}$$

Д.4.9 Число Рейнольдса смеси при $\beta < 0,9$

$$Re_{см} = \frac{v_{см} \cdot d}{\nu_{жс}}$$

Д.4.10 Коэффициент гидравлического сопротивления смеси

$$\lambda_{см} = \frac{64}{Re_{см}} \quad \text{при } Re_{см} \leq 2320$$

$$\lambda_{см} = \frac{0,3164}{Re_{см}^{0,25}} \quad \text{при } Re_{см} > 2320$$

Д.4.11 Потери давления на гидравлические сопротивления

$$\Delta p_{тсм}^{hx} = \lambda_{см} \cdot \Psi_{hx} \cdot \frac{L_{hx}}{d} \cdot \frac{\rho(\beta) \cdot v_{см}^2}{2}$$

Д.4.12 Суммарный перепад давления на нисходящем участке

$$\Delta p_{см}^{hx} = \Delta p_{тсм}^{hx} - \Delta p_{ZCM}^{hx}$$

Д.5 Общий перепад давления

При одинаковых диаметрах и пробковых структурах потока на восходящем и нисходящем участках общий перепад давления будет равен

$$\Delta p_{см} = \Delta p_{см}^{вх} + \Delta p_{см}^{нх}$$

Д.6 Погрешность расчета

Полученное в результате расчета среднее давление в трубопроводе

$$\bar{p}_p = \frac{2p_1 - \Delta p_{см}}{2} = \frac{2p_2 + \Delta p_{см}}{2}$$

Погрешность расчета определяется

$$\delta = \frac{|\bar{p}_p - \bar{p}|}{\bar{p}_{\min}} \cdot 100 \quad \%$$

Если условие $\delta \leq 7\%$ не соблюдается, производится пересчет $\Delta p_{см}$ для других исходных значений \bar{p} .

Д.7 Пример расчета

Д.7.1 Исходные данные

По трубопроводу длиной 13 км с внутренним диаметром $d = 0,309$ м перекачивается ГЖС со следующими параметрами:

расход жидкости $q_{жс} = 6350 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,0735 \text{ м}^3/\text{с}$;

обводнённость $w = 0,5$ (доли единицы);

газовый фактор $\Gamma_{\phi} = 30 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

$\rho_n = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\mu_n^{20} = 0,0301 \text{ Па}\cdot\text{с}$;

$\rho_{гс} = 1,5 \text{ кг}/\text{м}^3$;

$\rho_g = 1125 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\mu_g = 1,16 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$;

температура перекачки $\bar{T} = 278 \text{ К}$ ($5 \text{ }^\circ\text{C}$);

конечное давление $p_2 = 4 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Согласно профилю трассы трубопровода общая длина восходящих участков $L_{вх} = 9000 \text{ м}$, высота $H_{вх} = 20 \text{ м}$; нисходящих – $L_{нх} = 4000 \text{ м}$, $H_{нх} = 10 \text{ м}$.

Д.7.2 Расчет

Проведем обработку исходных данных

$$\rho_{жс} = 860 \cdot (1 - 0,5) + 1125 \cdot 0,5 = 992,5 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\chi = \left[1 + 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot (5 - 20) \lg(100 \cdot 30,1) \right]^{-1} = 1,081$$

$$\mu_n^5 = \frac{1}{100} \cdot (100 \cdot 30,1)^{1,08124} = 57,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$\mu_{жс} = \frac{57,7}{(1 - 0,5)^{2,5}} = 326,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

$$v_{жс} = \frac{0,3264}{992,5} = 3,289 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$$

Принимаем $\bar{p} = 15 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

$$\Gamma_{cv} = 30 \cdot \left[1,615 - 1,615 \cdot 15^{0,075} + 0,0025 \cdot 30 \cdot 5 \right] = 19,46 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$q_{\bar{p}} = \frac{0,0735 \cdot 0,5 \cdot 101325 \cdot 278 \cdot 19,46}{15 \cdot 10^5 \cdot 273} = 0,049 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$q_{cm} = 0,0735 + 0,049 = 0,1225 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\beta = 0,4$$

$$v_{cm} = \frac{4 \cdot 0,1225}{\pi \cdot 0,309^2} = 1,634 \text{ м/с}$$

$$Fr_{cm} = \frac{1,634^2}{9,81 \cdot 0,309} = 0,881$$

$$\rho_{\bar{p}} = \frac{1,5 \cdot 15 \cdot 10^5 \cdot 273}{101325 \cdot 278} = 21,806 \text{ кг/м}^3$$

Для восходящих участков

$$\alpha_{ex} = 0,4 \cdot \left[0,83 - 0,095 \lg 326,4 \cdot e^{-2,2\sqrt{0,881}} \right] = 0,2065$$

$$\rho(\alpha_{ex}) = 992,5 \cdot (1 - 0,2065) + 21,806 \cdot 0,2065 = 792,052 \text{ кг/м}^3$$

$$\Delta p_{Zcc}^{ex} = 792,052 \cdot 9,81 \cdot 20 = 155400 \text{ Па}$$

$$u_z = \frac{0,4 \cdot 1,634}{0,2065} = 3,165 \text{ м/с}$$

$$u_{жс} = \frac{0,9806}{(1 - 0,2065)} = 1,2358 \text{ м/с}$$

$$\Psi = 0,241 \cdot \left[\frac{(3,165 - 1,2358) \cdot 0,309 \cdot 10^6}{328,866} \right]^{0,25} = 1,5725$$

$$v_{жс} = \frac{4 \cdot 0,0735}{\pi \cdot 0,309^2} = 0,981 \text{ м/с}$$

$$Re_{жс} = \frac{0,981 \cdot 0,309}{3,289 \cdot 10^{-4}} = 921$$

$$\lambda_{жс} = \frac{64}{921} = 0,0695$$

$$\Delta p_{тжс} = 0,0695 \cdot \frac{9000}{0,309} \cdot \frac{0,981^2 \cdot 992,5}{2} = 965947 \text{ Па}$$

$$\Delta p_{тсм}^{ex} = 965947 \cdot \frac{1,5728}{\sqrt{1 - 0,2065}} \cdot \left[1 + \frac{21,806 \cdot 0,2065 \cdot (1 - 0,2065)}{992,5 \cdot \left(\frac{0,2065}{0,4} - 0,2065 \right)^2} \right] = 1769500 \text{ Па}$$

$$\Delta p_{см}^{ex} = 1769500 + 155400 = 1924900 \text{ Па}$$

Согласно таблице Д.1 структура потока на нисходящих участках пробковая.

$$K_y = 1 + 2 \cdot 10^{-4} \left(\frac{15 \cdot 10^5 \cdot 0,309 \cdot 10^3}{26} \right)^{0,5} = 1,8444$$

$$v_{отн}^{hx} = 0,5 \cdot \left[9,81 \cdot 0,309 \cdot \frac{992,5 - 21,806}{992,5} \right]^{0,5} \cdot \frac{1}{1,8444} = 0,4667 \text{ м/с}$$

$$\alpha_{hx} = \frac{0,4}{1 - \frac{0,4667}{1,634}} = 0,56$$

$$\rho(\alpha_{hx}) = 992,5 \cdot (1 - 0,56) + 21,806 \cdot 0,56 = 448,9 \text{ кг/м}^3$$

$$\Delta p_{Zcc}^{hx} = 448,9 \cdot 9,81 \cdot 10 = 44037 \text{ Па}$$

$$\rho(\beta) = 992,5 \cdot (1 - 0,4) + 21,806 \cdot 0,4 = 604,22 \text{ кг/м}^3$$

$$\psi_{hx} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 \cdot \frac{(992,5 - 21,806)}{604,22} \cdot \frac{0,4667}{1,634} = 0,9082$$

$$Re_{cm} = \frac{1,634 \cdot 0,309 \cdot 10^6}{328,866} = 1535$$

$$\lambda_{cm} = \frac{64}{1535} = 0,0417$$

$$\Delta p_{cm}^{hx} = 0,0417 \cdot 0,9082 \cdot \frac{4000}{0,309} \cdot \frac{604,22 \cdot 1,634^2}{2} = 395447 \text{ Па}$$

$$\Delta p_{cm}^{hx} = 395447 - 44037 = 351410 \text{ Па}$$

Общий перепад давления в трубопроводе

$$\Delta p_{cm2} = 1924900 + 351410 = 2276310 \text{ Па}$$

Давление в начальной точке участка

$$p_1 = p_2 + \Delta p_{cm2} = 4 \cdot 10^5 + 2276310 = 2676310 \text{ Па}$$

$$\bar{p}_{\bar{p}} = 1538157 \text{ Па}$$

$$\delta = 2,54 \%$$

Список использованных источников в приложении Б

Д.1. РД 39-3-1034-84 Методическое руководство по вопросам проектирования и эксплуатации однострунных систем сбора. – Уфа, ВНИИСПТнефть, 1984.

Д.2. Арменский Е.А. Рекомендации к гидравлическим расчетам трубопроводов при перекачке газожидкостных смесей. – Уфа, БашНИПИнефть, 2000, Выпуск 100, с. 206-211.

Д.3. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М., «Наука», 1973, с. 280.

Расчёт трубопроводов из ВЧШГ на прочность и устойчивость

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость включает определение толщины стенок труб и соединительных деталей, оценку прочности и устойчивости трубопровода и его элементов, оценку устойчивости положения (против всплытия), оценку усилия протяжки при укладке трубопровода и др.

Прочность и устойчивость трубопровода должна быть обеспечена на стадиях сооружения, испытания и эксплуатации.

Все величины задаются и определяются в системе единиц СИ.

Е.1 Нагрузки и воздействия

Е.1.1 Расчетные нагрузки, воздействия и возможные сочетания соответствуют рекомендациям СП 20.13330.2011.

Е.1.2 Нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы, различаются на:

– *силовые* – внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, устройств и транспортируемой среды, давление (вес) грунта, гидростатическое давление воды, снеговая, ветровая и гололедная нагрузки, нагрузки, возникающие при испытании и пропуске очистных устройств;

– *деформационные* – температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т.д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (морозное растрескивание, селевые потоки и оползни, деформации земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах, просадки, пучение, термокарстовые процессы), сейсмические воздействия.

По длительности действия нагрузки различают постоянные, временные длительные, кратковременные и особые.

Е.1.3 Коэффициенты надежности по нагрузке γ_f должны приниматься по таблице 7.1.

Е.1.4 Нормативные нагрузки от собственного веса трубопровода, арматуры, устройств, изоляции, от веса и давления грунта принимаются в соответствии с требованиями СП 20.13330.2011.

Е.1.5 Нормативное значение воздействия от предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов при надземной прокладке и др.) определяется в соответствии с принятым конструктивным решением трубопровода.

Е.1.6 Нормативное значение давления транспортируемой среды устанавливается проектом, исходя из гидравлических расчётов.

Е.1.7 Нормативная нагрузка от веса транспортируемой среды на единицу длины трубопровода q_{np} определяется по формуле:

$$q_{np} = 0,25 \cdot g \cdot \rho_{np} \cdot \pi \cdot d^2, \text{ (Н/м)} \quad (\text{Е.1})$$

где d – диаметр трубы внутренний (м);

ρ_{np} – плотность жидкого продукта (кг/м³);

g – ускорение свободного падения ($g = 9,8 \text{ м/с}^2$).

Е.1.8 Нормативный температурный перепад в трубопроводе принимается равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок трубопровода в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода.

Е.1.9 Нормативная снеговая нагрузка на единицу длины горизонтальной проекции надземного трубопровода $q_{сн}$ определяется по формуле

$$q_{сн} = 0,4 \cdot s_{сн} \cdot (D + 2 \cdot t_{уз}), \text{ (Н/м)} \quad (\text{E.2})$$

где D – диаметр трубы наружный (м);
 $t_{уз}$ – толщина изоляционного покрытия (или теплоизоляции) (м);
 $s_{сн}$ – нормативная снеговая нагрузка (Н/м²), определяемая по СП 20.13330.2011.

Е.1.10 Нормативная нагрузка от обледенения на единицу длины надземного трубопровода $q_{лд}$ определяется по формуле:

$$q_{лд} = 1,9 \cdot t_{лд} \cdot g \cdot \rho_{лд} \cdot (D + 2 \cdot t_{уз}), \text{ (Н/м)} \quad (\text{E.3})$$

где D – диаметр трубы наружный (м);
 $t_{лд}$ – толщина слоя льда (м);
 $\rho_{лд}$ – плотность гололёда (кг/м³), определяется по СП 20.13330.2011.

Е.1.11 Нормативная ветровая нагрузка на единицу длины надземного трубопровода $q_{вет}$, действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости, определяется по формуле:

$$q_w = (w_{ст} + w_{дн}) \cdot (D + 2 \cdot t_{уз}), \text{ (Н/м)} \quad (\text{E.4})$$

где статическая $w_{ст}$ (Н/м²) и динамическая $w_{дн}$ (Н/м²) составляющие ветровой нагрузки определяются по СП 20.13330.2011, при этом значение $w_{дн}$ необходимо определять как для сооружения с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью.

Е.1.12 Нормативные значения нагрузок и воздействий, возникающих при транспортировании отдельных секций, при сооружении трубопровода, испытании и пропуске очистных устройств устанавливаются проектом в зависимости от способов производства этих работ и проведения испытаний.

Е.1.13 Сейсмические воздействия на надземные трубопроводы принимаются согласно СП 14.13330.2011.

Е.1.14 Нагрузки и воздействия, вызываемые резким нарушением процесса эксплуатации, временной неисправностью и поломкой оборудования, устанавливаются проектом в зависимости от особенностей технологического режима эксплуатации.

Е.1.15 Нагрузки и воздействия от неравномерной деформации грунта (осадок, пучения селевых потоков, оползней, воздействий горных выработок, карстов, замачивания просадочных грунтов, оттаивания вечномёрзлых грунтов и т.д.) определяются на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе эксплуатации трубопровода.

Е.1.16 Нормативные нагрузки и коэффициенты надежности по нагрузке от подвижного состава железных и автомобильных дорог определяются по СП 35.13330.2012.

Е.2 Определение толщин стенок труб и соединительных деталей

Е.2.1 Расчетная толщина стенки δ труб и соединительных деталей определяется по формуле:

$$\delta = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot D}{2(R + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot p_n)} \quad (\text{E.5})$$

где p_n – рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды (Па);
 D – наружный диаметр трубы (м);
 η – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей, определяется по СП 36.13330.2012;
 γ_f – коэффициент надежности по нагрузке;
 R – величина, зависящая от механических свойств металла трубы следующим образом:

для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород

$$R = \min \left\{ \frac{R_e \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}; \frac{R_m \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \right\}; \quad (\text{E.6})$$

для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты (с парциальным давлением менее 1 МПа)

$$R = \frac{R_m \cdot \gamma_s}{\gamma_n} \quad (\text{E.7})$$

R_e – нормативное значение временного сопротивления (для ВЧШГ 420 МПа);

R_m – нормативное значение предела текучести (для ВЧШГ 300 МПа);

γ_n – коэффициент надёжности по назначению (для ВЧШГ $\gamma_n = 1,00$);

γ_m – коэффициент надёжности по материалу (для ВЧШГ $\gamma_m = 1,6$);

γ_c – коэффициент надёжности по условиям работы (для ВЧШГ $\gamma_c = 0,90$);

γ_s – коэффициент условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты.

Е.2.2 Значения коэффициентов условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты γ_s , принимаются по таблице Е.1.

Таблица Е.1 - Значения коэффициентов условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты (γ_s)

Категория трубопровода и его участка	Содержание сероводорода	
	Среднее	Низкое
I	0,4	0,5
II	0,5	0,6
III	0,6	0,65

Примечание:
Среднее и низкое содержание сероводорода – по ВСН 51-3-85/ВСН 51-2.38-85.

Е.2.3 При назначении номинальной толщины стенки труб и соединительных деталей должны учитываться не только постоянные, но и временные факторы (возможность коррозионных, сейсмических и других воздействий).

Е.2.4 Для обеспечения условий поперечной (местной) устойчивости толщина стенки труб принимается не менее $D/140$, но не менее 6 мм.

Е.2.5 Для подземных трубопроводов, имеющих отношение $\delta/D < 0,01$, или укладываемых на глубину более 3 м или менее 0,8 м, требуется соблюдение условия:

$$\delta \geq \frac{1}{R_m} \sqrt{\gamma_m \left(q_1^2 \cdot \gamma_m + 4M_1 \cdot R_m \right)}, \quad (\text{E.8})$$

где q_1 – расчётное усилие в продольном сечении трубы единичной длины (Н/м);

M_1 – изгибающий момент в продольном сечении трубы единичной длины (Н·м/м=Н).

Е.2.6 Значения q_1 и M_1 определяются в соответствии с правилами строительной механики с учетом отпора грунта от совместного воздействия давления грунта, нагрузок над трубой от подвижного состава железнодорожного и автомобильного транспорта, возможного вакуума и гидростатического давления грунтовых вод.

Е.3 Проверка напряженного состояния и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

Е.3.1 Поверочный расчет трубопровода на прочность производится после выбора его основных размеров с учетом всех расчетных нагрузок и воздействий для всех расчетных случаев, возникающих при сооружении, испытании и эксплуатации.

Расчетная схема трубопровода должна отражать действительные условия его работы, а метод расчета – учитывать возможность использования расчётных программ.

В качестве расчетной схемы трубопровода рассматриваются статически неопределимые стержневые системы переменной жесткости с учетом взаимодействия трубопровода с окружающей средой. При этом коэффициенты гибкости отводов и тройниковых соединений определяются следующим образом:

Е.3.2 Коэффициент гибкости гнутых отводов k_p определяется по таблице Е.2.

Таблица Е.2

Центральный угол отвода φ , град.	Коэффициент гибкости отвода k_p
От 0 до 45	$k_p^* - 1 \cdot \frac{\varphi}{45} + 1$
От 45 до 90	k_p^*

Величина k_p^* принимается по рисунку Е.1 в зависимости от параметров отвода λ_b и ω_b , определяемых по формулам:

$$\lambda_b = \frac{4 \cdot r \cdot \delta}{D - \delta}; \quad \omega_b = \frac{3,64 \cdot \gamma_f \cdot p_n \cdot r^2}{E \cdot \delta \cdot (D - \delta)}. \quad (\text{Е.9})$$

где r – радиус кривизны отвода (м);

E – модуль упругости материала отвода (для стали $E=206 \cdot 10^9$ Па, для ВЧШГ $E=150 \cdot 10^9$ Па).

Е.3.3 Коэффициент гибкости тройниковых соединений принимается равным единице.

Е.3.4 Арматура, расположенная на трубопроводе (краны, задвижки, обратные клапаны и т.д.), рассматриваются в расчетной схеме как твердое недеформируемое тело.

Е.3.5 В каждом поперечном сечении трубопровода для номинальной толщины стенки трубы и соединительных деталей должны выполняться условия:

при сжимающих фибровых продольных напряжениях σ_{np} от расчетных нагрузок:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{\sigma_{кц} - \sigma_{np} + \sigma_{кц} - p_n \cdot \gamma_f + \sigma_{np} - p_n \cdot \gamma_f} \leq \bar{R} \quad (\text{Е.10})$$

в точках поперечного сечения, где σ_{np} растягивающие:

$$\sigma_{np} + p_n \cdot \gamma_f \leq \bar{R}, \quad (\text{Е.11})$$

где σ_{np} и $\sigma_{кц}$ – продольные и кольцевые напряжения в сечении соответственно (Па).

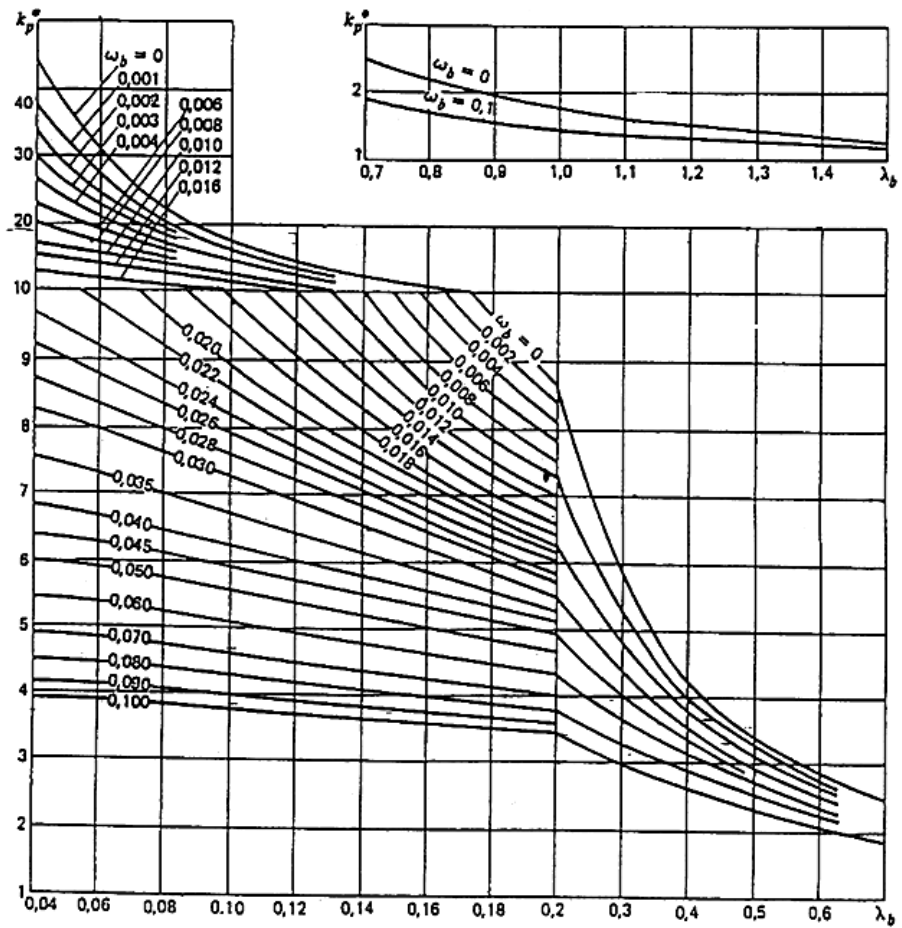


Рисунок Е.1 – График для определения значений коэффициента k_p^*

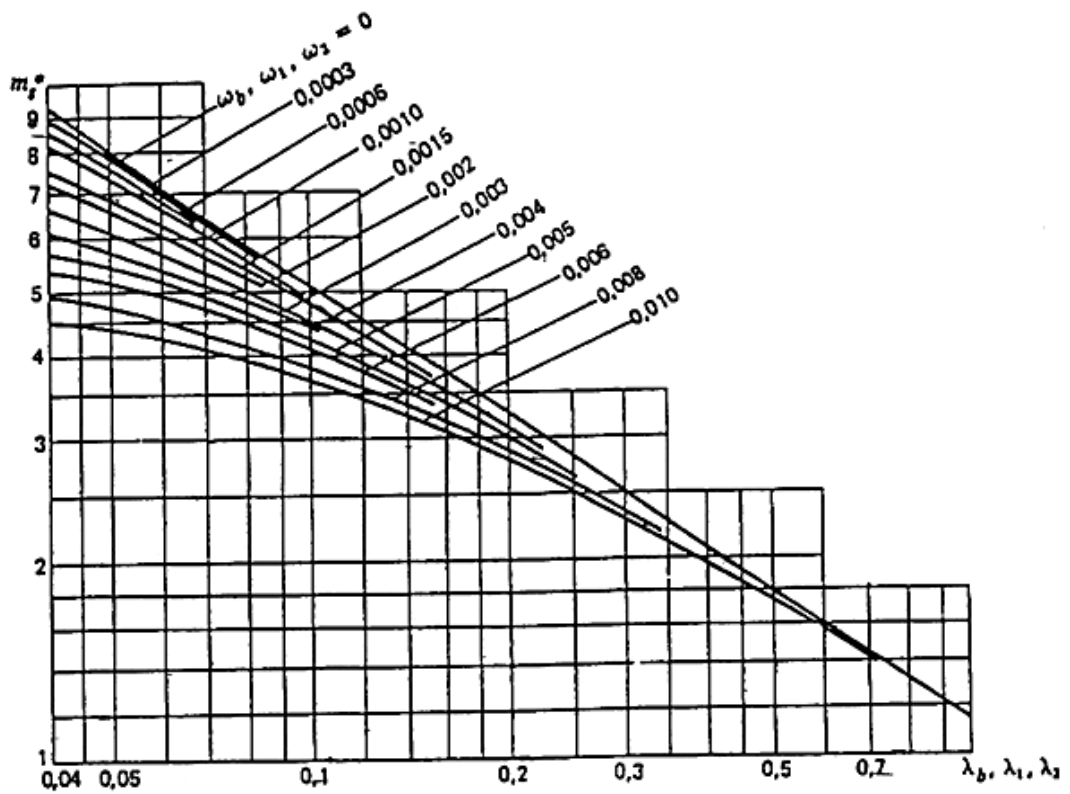


Рисунок Е.2 – График для определения значений коэффициента m_s^*

Е.3.6 Значения \bar{R} принимаются:

- при действии всех силовых нагрузок $\bar{R} = 1,2 \cdot R$;
- при совместном действии всех силовых и деформационных нагрузок (кроме сейсмических, пучения и морозобойного растрескивания)

$$\bar{R} = \frac{R_m \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n};$$

- при совместном действии всех силовых и деформационных нагрузок, включая сейсмические воздействия, пучение и морозобойное растрескивание $\bar{R} = 1,5 \cdot R$.

При оценке прочности соединительных деталей должны учитываться местные мембранные и изгибные напряжения, определенные от всех силовых и деформационных нагрузок. В этом случае принимается $\bar{R} = R_g$.

Для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, принимается $\bar{R} = R$, где R соответствует формуле (Е.7).

Е.3.7 Коэффициент концентрации продольных напряжений принимается:

для прямой трубы – 1;

для отводов – m_s^* .

для магистральной части тройникового соединения

$$m_s = 1 + \frac{D_2}{D_1} (m_s^* - 1); \quad (E.12)$$

для ответвления тройникового соединения $m_s = m_s^*$.

Здесь D_1 и D_2 – наружные диаметры магистральной части и ответвления тройникового узла.

Значение m_s^* для отводов принимается по рисунку Е.2 в зависимости от параметров λ_b и ω_b , определяемых по формулам (Е.9).

Значения m_s^* для магистральной части и ответвления тройникового соединения принимаются по рисунку Е.2 в зависимости от параметров тройникового соединения, определяемых по формулам:

$$\lambda_{I(2)} = 4 \frac{\delta_{I(2)}}{D_{I(2)} - \delta_{I(2)}}; \quad (E.13)$$

$$\omega_{I(2)} = 3,64 \frac{\gamma_f \cdot P_n}{E} \cdot \frac{D_{I(2)} \cdot \delta_{I(2)}}{\delta_{I(2)}}. \quad (E.14)$$

Примечание:

При вычислении параметров λ_i и ω_i для магистральной части тройникового соединения используются первые индексы, параметров λ_2 и ω_2 для ответвления тройникового соединения – вторые индексы.

Е.3.8 Проверка общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении производится по условию:

$$S \leq \gamma_c N_{cr}, \quad (E.15)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие определяется от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода;

N_{cr} – продольное критическое усилие определяется с учетом принятого конструктивного решения трубопровода.

Е.3.9 Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, проверяется по условию:

$$Q_{\uparrow} \cdot \gamma_a \leq Q_{\downarrow}, \quad (\text{E.16})$$

где Q_{\uparrow} – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;

Q_{\downarrow} – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес) (Н/м).

Е.3.10 Значения коэффициента надежности устойчивого положения γ_a определяются по таблице Е.3.

Таблица Е.3

Характеристика участка трубопровода	Коэффициент надежности устойчивого положения, γ_a
Обводненные и пойменные, за границами производства подводно-технических работ, участки трассы	1,05
Русловые участки трассы через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ	1,10
Участки трассы через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки	1,15

Е.4 Проверка напряженного состояния и устойчивости надземных трубопроводов

Е.4.1 Надземные трубопроводы проверяются на прочность, продольную устойчивость и выносливость при колебаниях в ветровом потоке.

Е.4.2 Продольные усилия и изгибающие моменты в надземных трубопроводах определяются в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривается как статически неопределимая стержневая система переменной жесткости. Коэффициенты гибкости отводов и тройниковых соединений определяются согласно пп Е.3.2 и Е.3.3.

Расчётная схема при определении продольных усилий и изгибающих моментов в надземных трубопроводах должна учитывать метод монтажа трубопровода. Изгибающие моменты в бескомпенсаторных переходах трубопроводов определяют с учетом продольно-поперечного изгиба. Расчет надземных трубопроводов производится с учетом перемещений трубопровода на примыкающих подземных участках трубопроводов.

Е.4.3 Балочные системы надземных трубопроводов рассчитываются с учетом трения на опорах, при этом применяется меньшее или большее из возможных значений коэффициента трения в зависимости от того, что опаснее для данного расчетного случая.

Е.4.4 При наличии изгибающих моментов в вертикальной и горизонтальной плоскостях расчет производится по их равнодействующей. В расчетах учитывают геометрическую нелинейность системы.

Е.4.5 В каждом поперечном сечении надземного трубопровода для номинальной толщины стенки трубы и соединительных деталей должно выполняться условие (Е.10) и (Е.11).

Е.4.6 Значения коэффициентов концентрации напряжений для отводов и тройниковых соединений принимаются согласно пункту Е.3.7.

Е.4. При скоростях ветра, вызывающих колебание трубопровода с частотой, равной частоте собственных колебаний, производится поверочный расчет трубопроводов на резонанс.

Е.4.7 Расчетные усилия и перемещения трубопровода при резонансе определяются как геометрическая сумма резонансных усилий и перемещений, а также усилий и перемещений от других видов нагрузок и воздействий, включая расчетную ветровую нагрузку, соответствующую критическому скоростному напору.

Е.4.8 При расчете на выносливость (динамическое действие ветра) величина R_m понижается согласно указаниям СП 16.13330.2011.

Е.4.9 Расчет оснований фундаментов и самих опор производится по потере несущей способности (прочности и устойчивости положения) или непригодности к нормальной эксплуатации, связанной с разрушением их элементов или недопустимо большими деформациями опор, опорных частей, элементов пролетных строений или трубопровода.

Е.4.10 Опоры (включая основания и фундаменты) и опорные части рассчитываются на передаваемые трубопроводом и вспомогательными конструкциями вертикальные и горизонтальные (продольные и поперечные) усилия и изгибающие моменты, определяемые от расчетных нагрузок и воздействий в наиболее невыгодных их сочетаниях с учетом возможных смещений опор и опорных частей в процессе эксплуатации.

Е.4.11 При расчете опор учитывается глубина промерзания или оттаивания грунта, деформаций грунта (пучение и просадка), а также возможные изменения свойств грунта (в пределах восприятия нагрузок) в зависимости от времени года, температурного режима, осушения или обводнения участков, прилегающих к трассе, и других условий.

Е.4.12 Нагрузки на опоры, возникающие от воздействия ветра и от изменений длины трубопроводов под влиянием внутреннего давления и изменения температуры стенок труб, определяются в зависимости от принятой системы прокладки и компенсации продольных деформаций трубопроводов с учетом сопротивлений перемещениям трубопровода на опорах.

Е.5 Проверка прочности трубопроводов при сейсмических воздействиях

Е.5.1 Напряжения от сейсмических воздействий в подземных трубопроводах и трубопроводах, прокладываемых в насыпи, определяются как результат воздействия сейсмической волны, направленной вдоль продольной оси трубопровода.

Величина этих напряжений определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}N} = \pm \frac{0,04 m_o k_o k_{\text{п}} a_c E \cdot T_o}{c_p} . \quad (\text{E.17})$$

где приняты обозначения:

m_o - коэффициент защемления трубопровода в грунте;

k_o - коэффициент степени ответственности трубопровода;

$k_{\text{п}}$ - коэффициент повторяемости землетрясений;

a_c - сейсмическое ускорение (м/сек²);

E - модуль упругости материала трубопровода (Па);

T_o - преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива (сек);

c_p - скорость распространения сейсмической волны (м/сек);

Значения коэффициентов m_o , k_o и $k_{\text{п}}$ принимаются по таблицам Е.4, Е.5, Е.6.

Значения величин сейсмического ускорения a_c и скорости распространения продольной сейсмической волны c_p принимаются по таблицам Е.7 и Е.4.

Значение величины преобладающего периода сейсмических колебаний грунтового массива T_0 определяется при изысканиях.

Таблица Е.4 – Значения коэффициентов заземления трубопровода в грунте m_0 и скоростей распространения продольной сейсмической волны c_p

Грунты	Коэффициент заземления трубопровода в грунте m_0	Скорость распространения продольной сейсмической волны c_p , м/с
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,50	120
Песчаные маловлажные	0,50	150
Песчаные средней влажности	0,45	250
Песчаные водонасыщенные	0,45	350
Супеси и суглинки	0,60	300
Глинистые влажные, пластичные	0,35	500
Глинистые, полутвердые и твердые	0,70	2000
Лесс и лессовидные	0,50	400
Торф	0,20	100
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	2200
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	1500
Гравий, щебень и галечник	См. примеч. 2	1100
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные и сильно выветренные)	То же	1500
Скальные породы (монолиты)	То же	2200
<i>Примечания:</i>		
1. В таблице приведены наименьшие значения c_p , которые следует уточнять при изысканиях.		
2. Значения коэффициентов заземления трубопровода принимаются по грунту засыпки.		

Таблица Е.5 – Значения коэффициентов степени ответственности трубопровода k_0

Характеристика трубопровода	k_0
Газопроводы I и II класса, нефте-, продуктопроводы I класса	1,5
Газопроводы III класса, нефте-, продуктопроводы II класса	1,2
Газопроводы IV класса, нефте-, продуктопроводы III класса	1,0
<i>Примечание:</i> При сейсмичности 9 баллов и выше, коэффициент k_0 умножается дополнительно на коэффициент 1,5.	

Таблица Е.6 – Значения коэффициентов повторяемости землетрясений k_{II}

Повторяемость землетрясений 1 раз	в 100 лет	в 1000 лет	в 10 000 лет
Коэффициент повторяемости k_{II}	1,15	1,0	0,9

Таблица Е.7 – Значения расчетных сейсмических ускорений a_c

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение, м/сек ²	1,0	2,0	4,0	8,0

Е.5.2 При совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружения, включая сейсмическое воздействие, напряжение от которого определяется по формуле (Е.17), величина \bar{R} в условиях (Е.10, Е.11) должна удовлетворять условию $\bar{R} \leq 1,5R$.

Е.5.3 Расчет надземных трубопроводов на сейсмические воздействия производится согласно требованиям СП 14.13330.2011, с оценкой прочности по условиям (Е.10, Е.11).

Е.6 Определение несущей способности анкерных устройств

Е.6.1 Расчетная несущая способность анкерного устройства определяется по формуле:

$$A_a = k\gamma_{ca}P_a. \quad (\text{Е.18})$$

Здесь приняты обозначения:

A_a - расчетная несущая способность анкерного устройства (Н);

k - количество анкеров в одном анкерном устройстве;

γ_{ca} - коэффициент условий работы анкерного устройства;

P_a - расчетная несущая способность анкера (Н);

d_a - максимальный линейный размер проекции одного анкера на горизонтальную плоскость (м);

D - наружный диаметр труб и соединительных деталей (м);

γ_{ma} - коэффициент надежности анкера.

Коэффициент условий работы анкерного устройства принимается:

при $k = 1$ или $k \geq 2$ и $D/d_a \geq 3$: $\gamma_{ca} = 1,0$;

при $k \geq 2$ и $1 \leq D/d_a < 3$: $\gamma_{ca} = 0,25 \left(1 + \frac{d_e}{d_a} \right)$. (Е.19)

Е.6.2 Расчетная несущая способность анкера из условия несущей способности грунта основания определяется по формуле:

$$P_a = \frac{\Phi_a}{\gamma_{ma}}, \quad (\text{Е.20})$$

где Φ_a - несущая способность анкера (Н) определяться расчетом или по результатам полевых испытаний согласно СП 24.13330.2011;

γ_{ma} - коэффициент надежности анкера, принимается равным 1,4, при определении несущей способности анкера расчетом или 1,25 – при определении несущей способности анкера по результатам полевых испытаний статической нагрузкой.

Е.7 Определение несущей способности плети трубопровода при протяжке

Расчет допустимой осевой нагрузки для трубопровода с соединениями «RJ» производится по схеме среза приварного валика на гладком конце трубы при продольном перемещении стопоров. Величина расчетного сопротивления срезу σ_c^p для труб DN 80-500 мм принимается 240 МПа.

Допустимые осевые нагрузки трубопроводов с соединениями типа “RJ” при осевом нагружении Q_c^o приведены в таблице Е.8.

При этом коэффициенты запаса прочности, равные отношению Q_{oc} / Q_m , находятся в пределах 2,5-5,8 (Q_m – усилие протяжки, развиваемое машинами ГНБ или другими механизмами протяжки).

Таблица Е.8 – Допустимые осевые нагрузки трубопроводов с соединениями типа “RJ”

DN , мм	80	100	125	150	200	250	300
Q_{oc} , кН	240	260	300	380	580	720	860

Сила протягивания зависит от диаметра трубопровода и находится в пределах 10-50 кН.

Форма журнала учета результатов входного контроля

Дата поступления	Наименование, марка, тип продукции, обозначение документа на ее поставку	Предприятие-поставщик	Номер партии, дата изготовления и номер сопроводительного документа	Количество продукции в партии	Количество проверенной продукции	Количество забракованной продукции	Количество некомплектной продукции	Вид испытания и дата сдачи образцов на испытание	Номер и дата протокола испытаний	Испытание, при котором выявлен брак	Номер и дата составления рекламации	Причина рекламации (пункт стандарта, ТУ)	Меры по удовлетворению рекламации и принятию штрафных санкций	Мероприятия предприятия-поставщика по закрытию рекламации

АКТ
очистки полости трубопровода

г. _____ « ____ » _____ 20__ г.

Составлен комиссией, назначенной приказом _____

_____ (наименование организации)

от « ____ » _____ 20__ г. в составе:

Председатель комиссии: _____ (должность, фамилия, инициалы)

Члены комиссии: _____

Произведена _____ кратная очистка полости _____ трубопровода, диаметром _____ мм на участке от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____ общей протяженностью _____ м.

Очистка выполнена в соответствии с требованиями СНиП, проекта, инструкции _____, согласованной и утвержденной « ____ » _____ 20__ г. в установленном порядке способом

_____ (промывки, продувки,

_____ вытеснения загрязнений в потоке жидкости, вид рабочей среды -

_____ вода, воздух, газ и т.п.)

Очистка внутренней полости трубопровода производилась до _____

Заключение комиссии: _____ (указать результаты приемки очистки

_____ полости трубопровода, какие последующие работы разрешается

_____ производить)

Председатель комиссии

_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись) _____ (дата)

Члены комиссии:

_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись) _____ (дата)

_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись) _____ (дата)

_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись) _____ (дата)

_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись) _____ (дата)

АКТ
испытания трубопровода

г. _____ « _____ » _____ 20__ г.

Проведено _____ испытание на прочность,
(гидравлическое, пневматическое, комбинированное)
проверка на герметичность трубопровода _____
Составлен комиссией, назначенной приказом _____
(наименование организации)

от « _____ » _____ 20__ г. в составе:

Председатель _____
(должность, фамилия, инициалы)

Члены комиссии: _____

« _____ » _____ 20__ г. проведено _____
(гидро-, пневмо-)

испытание на прочность трубопровода на участке от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
общей протяженностью _____ м, в соответствии с требованиями СНиП _____, проекта
_____, специальной инструкции _____, согласованной
и утвержденной « _____ » _____ 20__ г. в установленном порядке.

Испытание на прочность выполнено при давлении в нижней точке _____ МПа, в верхней точке _____ МПа.
Время выдержки под испытательным давлением составило _____ ч. В течение испытания давление измерялось
техническими манометрами № _____ или дистанционными приборами № _____, или самопишущими
манометрами № _____, опломбированными, имеющими паспорта, класс точности приборов _____ со шкалой
деления _____, проверенными госповерителем « _____ » _____ 20__ г.

Заключение комиссии: _____
(указать результат испытания)

После завершения испытания на прочность произведена проверка на герметичность давлением $P_{\text{раб. макс.}}$ _____
МПа в течение _____ ч на участке от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____ общей протяженностью
_____ м, площадке _____ в соответствии с требованиями СНиП _____,
_____ проекта _____, специальной инструкции _____, согласован-
ной и утвержденной « _____ » _____ 20__ г. в установленном порядке.

В течение проверки на герметичность давление измерялось техническими манометрами № _____ или дис-
танционными приборами № _____, или самопишущими манометрами № _____, опломбированны-
ми, имеющими паспорта, класс точности приборов _____ со шкалой деления
_____, проверенными госповерителем « _____ » _____ 20__ г.

Заключение комиссии: _____
(указать результат проверки на герметичность)

Удаление воды после испытания трубопровода на участке км/ПК _____ до км/ПК _____
общей протяженностью _____ м, площадке _____ проведено в соответствии с требованиями СНиП
_____, проекта _____, специальной инструкции _____, согласован-
ной и утвержденной « _____ » _____ 20__ г. в установленном порядке.

Удаление воды проводилось до _____
(выхода чистого воздуха, газа, прекращения выхода воды)

Заключение комиссии: _____
(какие последующие работы разрешается производить)

Председатель комиссии _____
(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

Члены комиссии: _____
(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

АКТ
на скрытые работы

Мы, нижеподписавшиеся: представитель заказчика _____
производитель изоляционных работ _____
производитель укладочных работ _____
производитель работ по балластировке _____
производитель работ по монтажу КИП _____
представитель службы контроля качества _____
составили настоящий акт о том, что на участке от км _____ ПК до км _____ ПК _____ трубопровода _____ общей протяженностью _____ м выполнен комплекс работ по изоляции, укладке, балластировке (закреплению на проектных отметках) и монтажу соединительных проводов КИП. Изоляционное покрытие выполнено в соответствии с требованиями проекта и представляет собой _____ типа изоляции толщиной _____ мм
Проверка качества очистки и праймирования производилась _____
(визуально, прибором)

Адгезия изоляционного покрытия проверена _____
(метод, прибор)

и соответствует требованиям ГОСТ Р 51164.

Проверка сплошности изоляционного покрытия производилась искровым дефектоскопом в местах, вызывавших сомнение.

Изолированный участок трубопровода уложен в подготовленную траншею на проектные отметки, что подтверждено геодезической съемкой, нанесенной на рабочие чертежи № _____. Укладка произведена без провисов и недопустимых отклонений от осей.

Имевшиеся в процессе работы замечания по качеству работ занесены в журнал производства изоляционно-укладочных работ и устранены.

После укладки трубопровода от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____ установлено _____ утяжелителей марки _____ с шагом _____ м, установлено _____ анкерных устройств типа _____ с шагом _____ м.

На участке общей протяженностью _____ м от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____ произведена балластировка нетканым синтетическим материалом типа _____ с засыпкой _____ грунтом. Полотнища НСМ сварены между собой.

Для предохранения изоляционного покрытия от повреждений в соответствии с проектом под _____ установлены _____
(утяжелители, анкера) (защитные коврики, деревянные маты и др.)

размером _____ в _____ слоя.

Повреждения изоляционного покрытия после установки средств балластировки ликвидированы, о чем сделаны записи в журнале производства работ.

Соединительные провода контрольно-измерительных пунктов выполнены из провода сечением _____ и присоединены к _____ проводу на ПК _____ способом _____

Места присоединения КИП к _____ проводу изолированы. На участке проведено контрольное выдергивание анкерных устройств в объеме _____ шт., что соответствует требованиям проекта.

Критическая нагрузка замерялась динамометром марки _____, поверенным _____ и составила _____ т, что _____ проектное значение, составляющее _____ т.
(соответствует, превышает)

На участке от ПК _____ до ПК _____ протяженностью _____ м трубопровода выполнена футеровка рейкой размером _____ мм, обеспечивающая защиту изоляционного покрытия от повреждений. Футеровка выполнена в соответствии с требованиями проекта и рабочих чертежей № _____.

На участке от ПК _____ до ПК _____ выполнена теплоизоляция _____
(указать конструкцию)

Работы выполнены в соответствии с требованиями нормативных документов и проекта, рабочие чертежи № _____.

На основании изложенного указанные в акте работы считаются принятыми, разрешается засыпка участков от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____ общей протяженностью _____ м.

Подписи

АКТ
приемки трубопровода

_____ (наименование и адрес объекта)
г. _____ « ____ » _____ 20__ г.

Приемочная комиссия в составе: председателя комиссии – представителя заказчика

(фамилия, имя, отчество, должность)
членов комиссии – представителей:
генерального подрядчика _____,
(фамилия, имя, отчество, должность)
эксплуатационной организации _____,
(фамилия, имя, отчество, должность)
органов технадзора _____
(фамилия, имя, отчество, должность)

УСТАНОВИЛА:

1 Генеральным подрядчиком _____
(наименование организации)
предъявлен к приемке законченный строительством _____
(наименование объекта)

2 Субподрядными организациями _____
(наименование организации)
выполнены _____
(виды работ)

3 Проект № _____ разработан _____
(наименование организации)

4 Строительство осуществлялось в сроки:

начало работ _____, окончание работ _____
(месяц, год) (месяц, год)

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

(виды испытаний)

Решение приемочной комиссии:

1 Строительно-монтажные работы выполнены в полном объеме в соответствии с проектом, требованиями нормативно-технической документации.

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

Председатель комиссии _____
Представитель генерального подрядчика _____
Представитель эксплуатационной организации _____
Представитель органов технадзора _____

Арматура и соединительные детали (фитинги)

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры, давление условное	Марка	ГОСТ или ТУ

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ

(заносятся данные последних испытаний)

Трубопровод испытан на прочность гидравлическим давлением _____

При давлении _____
 трубопровод был осмотрен; обнаружено _____

При испытании на плотность давлением _____

трубопровод выдержал при этом давлении _____ часов

Падение давления за время испытания, отнесенное к одному часу, составило _____ % в час.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими правилами и нормами и признан годным к работе

Подпись ответственного за эксплуатацию трубопровода

(должность, Ф.И.О.)

Подпись представителя монтажной организации (обязательна только для вновь вводимых трубопроводов)

(должность, Ф.И.О.)

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Фамилия, имя, отчество, должность	Подпись ответственного лица

Запись о ремонте или переустройстве трубопровода

Дата	Основание	Характер произведенных работ

Запись результатов диагностики трубопровода

Дата	Результаты диагностики и оценки технического состояния	Срок следующего обследования и оценки	Подписи ответственных лиц, производивших диагностику и оценку

Формуляр мониторинга коррозии

Номера точек по схеме	Первоначальный диаметр и толщина, мм	Отбраковочный размер, мм	Толщина по промеру, мм	Метод замера	Подпись	Примечание

Сведения об очистке полости трубопровода

Дата	Участок, подлежащий очистке	Метод очистки	Подпись ответственного лица

СХЕМА ТРУБОПРОВОДА (вносится схема конкретного объекта)

РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА

Трубопровод зарегистрирован за № _____
в ПТО _____
В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего _____ листов.

(должность, Ф.И.О. регистрирующего лица)
« _____ » _____ 20 _____ г.

(подпись)

**АКТ
очистки полости трубопровода с помощью очистных устройств**

г. _____ « _____ » _____ 20__ г.

Составлен комиссией, назначенной приказом _____

(наименование организации)

от « _____ » _____ 20__ г. в составе:

Председатель комиссии: _____

(должность, фамилия, инициалы)

Члены комиссии: _____

Произведена _____ очистка полости трубопровода
(периодическая, преддиагностическая)

_____ протяженностью _____ м, диаметром _____ мм.

Очистка выполнена в соответствии с требованиями инструкции _____,
утвержденной _____ « _____ » _____ 20__ г.

Результаты очистки полости трубопровода

Тип очистного средства	Дата и время		Поврежде- ния очистного средства	Проходное сечение*, %	Количество вынесен- ных отло- жений, дм ³	Продолжи- тельность прокачки, ч	Средняя скорость потока, м/с
	запус- ка	приема					

Примечание
* – Указываются результаты пропуска скребка-калибра

Заключение комиссии: _____

(указать результаты приемки очистки

полости трубопровода, какие последующие работы разрешается

производить)

Председатель комиссии

(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

Члены комиссии:

(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

(фамилия, инициалы) (подпись) (дата)

Утверждаю

(Начальник цеха)

**АКТ
обследования и отбраковки трубопровода**

г. _____

« ____ » _____ 20__ г.

(наименование организации)

В период с _____ по _____ 20__ г. произведено обследование трубопровода протяженностью _____ м, диаметром _____ мм.

Обследование выполнялось исполнителями в составе: _____
(должность, Ф.И.О.)

_____ (должность, Ф.И.О.)

В ходе обследования были выполнены следующие методы:

Метод обследования или диагностики	Прилагаемые к акту материалы по результатам обследования или диагностики

Результаты обследования трубопровода

Метод обнаружения дефекта	Подробное описание выявленного дефекта, место его расположения	Способ устранения дефекта*	Срок устранения дефекта	Ответственный исполнитель

Примечание
* – При установлении необходимости замены участка трубопровода к акту следует приложить квалифицированно составленные эскизы по каждому дефектному участку трубопровода для передачи его исполнителю с указанием на нем:

- а) наименования трубопровода и параметров его работы;
- б) точного расположения дефектного участка, подлежащего замене;
- в) вида трубы, ее материала и размеров;
- г) типов и материалов фланцев, шпилек, прокладок, опор;
- д) размеров и материалов фитингов и деталей врезок (ответвлений);
- е) марок сварочных материалов

Исполнители

(фамилия, инициалы) _____ (подпись) _____ (дата)

(фамилия, инициалы) _____ (подпись) _____ (дата)

Методика приборного обследования подземных трубопроводов

П.1 Общие положения

В процессе эксплуатации подземных трубопроводов рекомендуется периодически проводить диагностические обследования разными методами с целью оценки состояния труб, соединений, изоляционного покрытия и динамики почвенной коррозии.

Вид и объем диагностических обследований ПТ определяет техническая служба НГДУ в зависимости от аварийности и результатов комплекса предыдущих обследований.

Обследования ПТ проводит служба контроля, структурно выделенная в лабораторию дефектоскопии, участок, группу или отдел технического контроля при базе производственного обслуживания. Также может привлекаться сторонняя организация, имеющая соответствующие разрешительные документы.

Периодичность диагностических обследований устанавливается в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, но она не должна быть реже:

одного раза в год для трубопроводов I категории;

одного раза в 2 года – II категории;

одного раза в 4 года – III категории;

одного раза в 8 лет – IV категории.

Срок последующего обследования может уточняться в зависимости от результатов предыдущего обследования.

П.2 Методы неразрушающего контроля подземных трубопроводов

Оценка состояния контролируемого участка ПТ может осуществляться одним или несколькими методами неразрушающего контроля, классифицированными ГОСТ 20911, с учетом конкретных условий, ответственности контролируемого участка и требуемой полноты и надежности контроля. Основными методами контроля промысловых трубопроводов являются:

ультразвуковой (ГОСТ 14782);

радиографический (ГОСТ 7512);

акустический (ГОСТ 14782).

В качестве вспомогательного метода контроля можно использовать магнитопорошковый метод (ГОСТ 21105).

Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов неразрушающего контроля должны определяться в каждом конкретном случае с учетом технологичности средств технической диагностики, разрешающей способности, выявляемости дефектов и производительности контроля.

Работы по диагностированию промысловых трубопроводов выполняются с применением портативных приборов неразрушающего контроля, передвижных лабораторий дефектоскопии и стационарных лабораторий с необходимым приборным обеспечением.

При определении коррозионного износа трубопроводов используют ультразвуковой, визуальный и визуально-оптический методы контроля с помощью приборов: УТ-93П, УДТ-40, УТ-301, УДТ-45, БУЛАТ-15, КОНСТАНТА-45, увеличительных луп и др.

При проведении диагностических обследований состояния внутренней поверхности трубопроводов методом ультразвуковой толщинометрии можно руководствоваться указаниями раздела 20.5 настоящего СП.

Оценка максимальной глубины коррозионного разрушения и наработки трубопровода до отказа (свища) осуществляется путем периодического измерения толщины стенки на контрольных участках обследуемого трубопровода и статистической обработки результатов измерений. Работы выполняются в следующей последовательности:

- на обследуемом трубопроводе выделяются однородные по условиям коррозии участки;

- на каждом выделенном участке определяются места расположения контрольных отрезков длиной по 3,5 – 4 м, исходя из условий доступности и равномерности расположения. В среднем один контрольный отрезок должен приходиться на 500 м контролируемого участка трубопровода;

- на каждом контрольном отрезке проводятся подготовительные работы, включая вскрытие подземного трубопровода и удаление изоляции на длине контрольного отрезка;

- проводятся соответствующие измерения и обработка результатов;

- выполняется восстановление изоляции и засыпка шурфа.

На трубопроводах наземной и надземной прокладки и незаглубленных участках подземных трубопроводов рекомендуется обустроить контрольные отрезки для периодического измерения толщин стенок.

При обнаружении изменений структуры и свойств металла элементов трубопровода следует использовать электромагнитные структуроскопы (МФ-32 КЦ и им подобные).

При определении местоположения утечек в трубопроводах следует использовать акустический метод контроля (прибор НЗЭ002 или «Лидер»).

Радиографический контроль можно проводить только в случае, если контролируемый трубопровод освобожден от перекачиваемого продукта.

При неразрушающем контроле необходимо пользоваться контрольными и эталонными образцами, изготовленными в соответствии с рекомендациями по применению методов контроля.

Контроль качества наружных изоляционных покрытий подземных трубопроводов проводится в соответствии с ГОСТ 9.602. Шурфованию подлежат участки, на которых наиболее высока вероятность коррозии, оцениваемая по разным признакам.

При определении коррозионного поражения по нижней образующей трубы измерение следует проводить по дуге в 30° в нижней части трубы через 7-10 мм.

При аварии с выходом нефти следует провести обследование трубопровода по обе стороны от места утечки на расстоянии не менее 1 м с использованием средств толщинометрии и ультразвуковой дефектоскопии. Количество измерений должно быть достаточным для обнаружения канавочной коррозии при выходе продукта в нижней части трубы и язвенной коррозии – в случае выхода продукта в другом месте.

При обнаружении коррозионного поражения в контролируемой зоне контроль следует продолжать до момента, когда на расстоянии 1 м не будет обнаружено дефектов.

Сварные соединения промышленных трубопроводов с толщиной стенок труб от 4 до 30 мм, выполненные автоматической, полуавтоматической и ручной электродуговой сваркой плавлением, следует контролировать радиографическим и ультразвуковым методами. Эти же методы используются при определении внутренних скрытых дефектов тела трубы (расслоения, закаты).

Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом осуществляется после визуального и инструментального контроля, сварные соединения могут подвергаться также дополнительной проверке магнитопорошковым или цветны-

ми методами, при этом контролю подвергается поверхность шва и прилегающие к нему зоны шириной по 20 мм в обе стороны от шва.

Для проведения визуального контроля сварного соединения следует применять оптические приборы с увеличением до 10 (например, лупы ЛП1, ЛАЗ, ЛА114, ЛПШ474 и др.).

При магнитопорошковом контроле используют дефектоскопы типа ПМД-70, а при магнитолюминесцентном дополнительно применяют ультрафиолетовый облучатель (например, типа КД-33Л).

Для проведения рентгено- и гаммаграфирования применяют отечественные рентгеновские аппараты и гамма-дефектоскопы. Для контроля сварных соединений трубопроводов наиболее распространены рентгеновские аппараты импульсного типа (например, МИРА-1Д, 2Д, 3Д, НОРА, АРИНА-01, РАП-90, РАП-300-5, САРМА-300, РУП-120-5-1 и др.).

Для проведения неразрушающего контроля сварных соединений ультразвуковым методом используют эхоимпульсные ультразвуковые дефектоскопы следующих типов: УСД-50, УД2В-П46, УД2В-П45, УД3-204, УД3-103ВД и др.

Для настройки аппаратуры при ультразвуковом контроле должны изготавливаться стандартные образцы. Диаметр и толщина стандартных образцов должны соответствовать диаметру и толщине труб и соединительных деталей.

Для контроля твердости околошовной зоны и твердости основного металла труб электромагнитным методом можно применять приборы типов КИФМ-1, МФ31КЦ.

Контроль трубопроводов осуществляется специально подготовленными дефектоскопистами, которые должны иметь соответствующие удостоверения и проходить периодическую аттестацию. Приборы и испытательные образцы для неразрушающего контроля должны проходить периодическую проверку.

Результаты контроля должны быть зафиксированы в специальных журналах и заключениях. Журнал – первичный документ, где регистрируются результаты контроля. Сведения в журнал заносит оператор. Заключение – конечный документ (оформляется при сдаче). Форма журнала и заключения устанавливается технической службой НГДУ.

В журнале и заключении фиксируются следующие сведения:

- наименование трубопровода;
- координаты контролируемого участка;
- диаметр, толщина стенки трубопровода, материал трубы;
- год ввода в эксплуатацию;
- тип изоляционного покрытия;
- наличие ЭХЗ;
- режим работы трубопровода;
- тип и заводской номер прибора;
- вид документации, по которой проводился контроль;
- параметры контроля;
- тип стандартного образца для настройки прибора;
- координаты и характеристики обнаруженных дефектов;
- оценка качества контролируемого объекта;
- даты проведения контроля и выдачи заключения;
- фамилия и подпись дефектоскописта;
- фамилия и подпись руководителя контрольной службы.

Отбраковка труб осуществляется специальной комиссией, назначенной и утвержденной в установленном в НГДУ порядке.

Фланцы отбраковывают:

- при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;
- наличии раковин, трещин и других дефектов;

- уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

Литые изношенные корпуса задвижек, вентили, клапаны и литые детали нефтепроводов отбраковывают:

- если уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;

- если толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших соответствующих отбраковочных значений.

II.3 Приборное обследование подземных трубопроводов

В процессе диагностирования трубопровод с наружной изоляцией должен проходить приборное обследование. При приборном обследовании проводится проверка состояния изоляционного покрытия, отсутствие утечек, состояние стенок трубы, состояние и наличие средств электрохимзащиты, глубина и местонахождение трубы. Определение оси трубопровода и глубины заложения можно проводить в любое время года. Для того, чтобы найти место утечки или место повреждения, необходимо, чтобы земля была не мерзлой. Поэтому, как правило, приборное обследование проводят после оттаивания грунта ниже глубины заложения трубы.

Для приборного обследования трубопроводов из ВЧШГ применяют те же приборы, что и для обследования стальных трубопроводов. Это такие приборы, как установка контроля изоляции подземных трубопроводов и кабелей УКИ-1К, аппаратура нахождения повреждений изоляции АНПИ-А и другие подобные.

До начала приборного обследования проводится анализ проектной и исполнительной документации. При приборном обследовании проводят обход трассы трубопровода и по показаниям прибора намечают места шурфовок. После вскрытия трубопровода проводят шурфовое обследование трубопровода и устанавливают причину индикации прибором – наличие течи, поперечные коммуникации, повреждения изоляции и т.п.

Приборное обследование основано на том, что на трубопровод подается напряжение с высокой частотой от специального генератора. Повреждение изоляции, утечка жидкости, поперечные коммуникации вызывают искажения электромагнитного поля вокруг трубы, а также возникновение разности потенциалов на поверхности земли над трубопроводом.

Это искажение или разность потенциалов обнаруживают высокочувствительные приемники при прохождении над трассой. В первом случае это АНПИ-А, во втором – УКИ-1К.

II.4 Приборное обследование при помощи прибора УКИ-1К

При приборном обследовании трубопровода от скважины (выкидной линии) или трубопровода к автоматической групповой замерной установке или к другому сооружению конец трубопровода следует отключить от сооружения для того, чтобы сигнал от высокочастотного генератора не растекался по другим коммуникациям.

Трубопровод с соединением «RJ» заполнить продукцией скважин (жидкость с содержанием хлористого натрия не менее 3 %). Трубопроводы с соединениями, обеспечивающими электрический контакт труб между собой, не требуют заполнения жидкостью.

Один выход генератора подключить к трубопроводу, второй заземлить. Если трубопровод с соединением «RJ» имеет внутреннее изоляционное покрытие, то соединение с выходом генератора следует осуществить через металлический прут, погру-

женный в жидкость. Остальные этапы подготовки аппаратуры проводят в соответствии с инструкцией к аппаратуре.

П.4.1 Определение оси трассы трубопровода и глубины его залегания.

Метод максимального сигнала. При этом способе (рис. П.1) магнитная антенна располагается в горизонтальном положении, направление ее оси и направление перемещения выбирают перпендикулярными оси трубопровода. Над центром трассы трубопровода будет иметь место максимальная интенсивность звука в головных телефонах и максимальные показания индикатора приемника. Если в этом положении антенну развернуть на 90° , то ось антенны совместится с осью трассы, а сигнал антенны примет минимальное значение.

Метод минимального сигнала. При использовании этого способа ось стержня магнитной антенны фиксируется в вертикальном положении (рис. П.2). Перемещение антенны осуществляют, как и в первом случае, перпендикулярно оси трассы. При расположении антенны на поверхности земли над осью трубопровода наблюдается резко выраженный минимум сигнала, поэтому этот метод определения оси трассы считается более точным, однако предварительное определение расположения трассы удобнее делать по методу максимума. Следует учитывать, что при искаженной форме магнитного поля подземного объекта точка максимума и минимума сигналов могут не совпадать. Искажения формы поля может быть вызвано или непрямолинейным расположением самого исследуемого объекта (например, вблизи изгибов трассы), или магнитным полем от близкорасположенных токопроводящих конструкций.

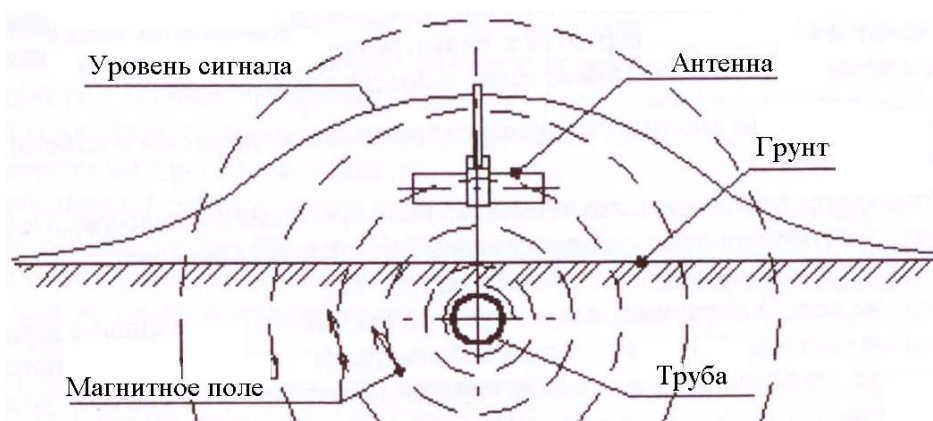


Рисунок П.1 – Поиск по максимуму сигнала

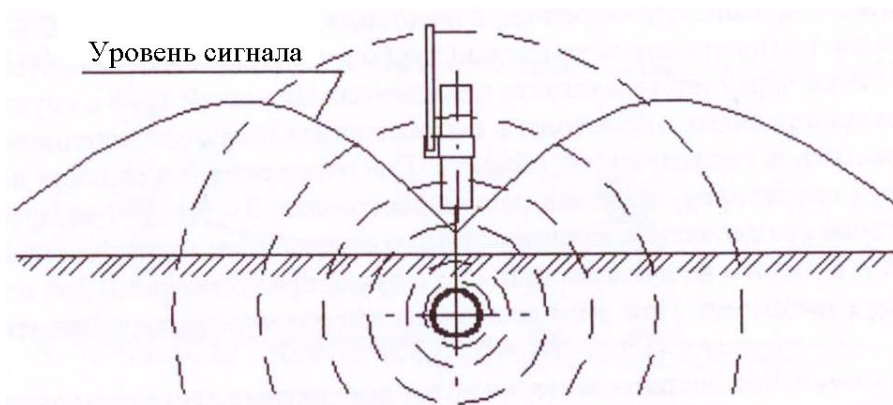


Рисунок П.2 – Поиск по минимуму сигнала

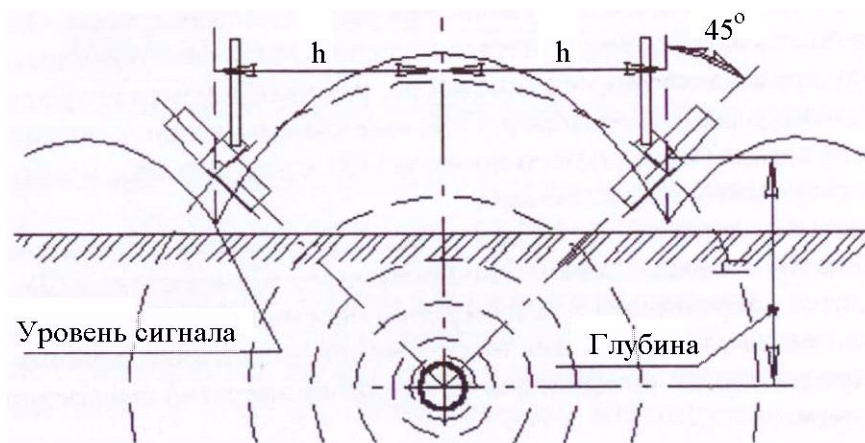


Рисунок П.3 – Определение глубины трубопровода “методом 45°”

П.4.2 Определение глубины залегания трубопровода

Глубина залегания – это расстояние от поверхности земли до оси трубопровода.

Для определения глубины залегания трубопровода сначала следует определить его расположение и направление методами, описанными выше. Корпус магнитной антенны фиксируют в положение, чтобы его ось составляла с вертикалью угол 45° (рис. П.3) и перемещают перпендикулярно оси трассы. Правильным положением магнитной антенны является такое, когда нижний конец стержня направлен к оси трассы.

Необходимо определить точку, в которой сигнал проходит через минимум (линии магнитного поля располагаются перпендикулярно антенне). Расстояние от оси трассы до точки минимума будет равно расстоянию от поверхности земли до оси подземного проводника. Если магнитное поле искажено, точки минимума по обе стороны трассы могут располагаться несимметрично и точное определение глубины залегания невозможно. Еще одной причиной неточности метода, как видно из рисунка, является положение магнитной антенны над землей. Ее следует держать как можно ниже к поверхности земли.

П.4.3 Определение мест повреждения изоляции и мест утечек жидкости.

При этом обследовании для измерения потенциала используют два электрода у двух операторов, движущихся на расстоянии 3...5 м друг от друга над трубопроводом. Электроды операторов соединяются экранированным сигнальным проводом из комплекта установки (рис. П.4). Чтобы не держать провода в руках, предусмотрены два пояса с контактными зажимами. При этом возможны три различных варианта измерения потенциала.

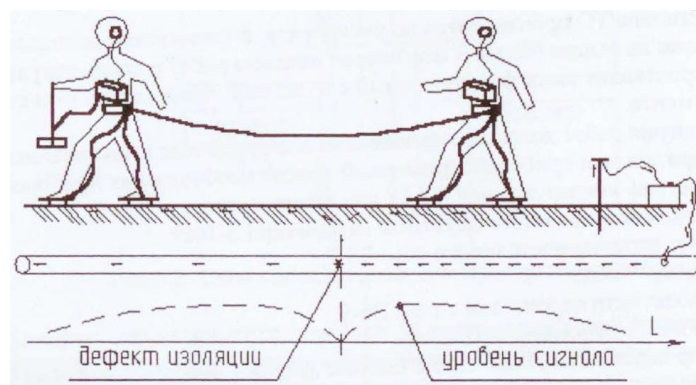


Рисунок П.4 – Расположение операторов во время приборного обследования

В первом случае операторы используют контактные электроды, закрепленные на ногах. Это удобно при обследовании протяженных участков трасс. Первый оператор может использовать один из приемников с подключенной магнитной антенной для уточнения расположения трассы. На обуви оператора закрепляют электроды, которые подключены экранированным проводом к приемнику второго оператора. К приемнику подключены и электроды второго оператора. Приемник измеряет потенциал на поверхности земли.

Во втором варианте обследования участка измерение потенциала производится штырями, которые операторы при движении втыкают в землю на 2 см. Способ с ручными штырями может быть полезен при быстром обследовании локальных участков.

В третьем варианте для измерения потенциала используется собственная емкость операторов относительно земли. Этот вариант можно использовать, если сопротивление грунта достаточно высокое (сухой песчаник, асфальтовое или бетонное покрытие). При этом в качестве датчиков потенциалов на поверхности грунта служит собственная емкость операторов относительно земли. Стержни при этом не втыкают, а просто держат руками.

Методики обследования изоляции и мест утечек всеми тремя способами подключения датчиков совпадают. Сначала на объект подают напряжение сигнальной частоты от генератора установки. Обследование изоляции и мест утечки осуществляется двумя операторами. Каждый из операторов подключает токоъемники и приемники в соответствии с инструкцией к прибору в соответствии с вариантом обследования.

Первый оператор, используя магнитную антенну, движется вдоль оси трассы. Второй оператор идет следом за первым и с помощью приемника непрерывно следит за изменением величины сигнала потенциала относительно фонового значения.

Положение антенн приемника второго оператора подбирается так, чтобы стрелка микроамперметра находилась в первой трети шкалы.

По мере приближения операторов к дефекту изоляции или к месту утечки наблюдается постепенное нарастание сигнала. Максимальный сигнал второго приемника будет иметь место тогда, когда первый оператор будет находиться точно над местом утечки тока через повреждение в изоляции или утечку жидкости. При дальнейшем движении вдоль трассы сигнал уменьшается, и в момент, когда оба оператора находятся на одинаковом расстоянии от дефекта, сигнал будет наименьшим. В этом случае оба оператора находятся в точках на поверхности земли, имеющих одинаковый потенциал. При движении операторов дальше, показания прибора у второго оператора опять возрастают и достигают максимума, когда второй оператор находится над дефектом. То есть, при движении второго оператора вслед за первым один и тот же дефект дважды проявляется в виде повышения детектируемого вторым прибором сигнала относительно фонового значения.

При близкорасположенных нескольких местах утечки их выделение друг от друга может быть затруднительно. В таких случаях для более точной локации применяют метод поперечного относительно трассы расположения электродов. В этом случае первый оператор перемещается по оси трубопровода. Второй оператор перемещается параллельно оси трассы на расстоянии длины сигнального провода.

Место утечки или повреждения изоляции определяют по максимальному сигналу второго селективного индикатора. Максимальный сигнал появляется, когда первый оператор находится точно над местом утечки или повреждения изоляции.

II.5 Обследование состояния трубопровода в шурфах

Места аномалий, установленные при приборном обследовании, отмечают на трубопровода колышками и в этих местах производят вскрытие трубопровода с целью проведения шурфовых обследований.

В состав работ по оценке технического состояния трубопровода в шурфах входят:

- проверка герметичности;
- определение состояния изоляционного покрытия;
- определение состояния поверхности металла и контроль геометрических размеров трубы;
- определение физико-механических свойств металла трубы (при необходимости);
- измерение защитного потенциала; определение блуждающих токов.

Результаты обследования заносят в протокол осмотра шурфа.

По результатам диагностирования выносят заключение о техническом состоянии трубопровода, определяют условия и срок дальнейшей эксплуатации трубопровода.

Приборы и аппаратура, рекомендуемые для выполнения технического диагностирования трубопроводов, приведены в таблице II.1.

В том случае, если состояние изоляционного покрытия трубопровода таково, что на всем протяжении трубопровода индицируются аномалии, то при обходе трассы для установления мест утечек применяются течеискатели.

Таблица II.1 – Приборы и аппаратура, рекомендуемые для проведения технического диагностирования промысловых трубопроводов (начало)

Наименование	Производитель
Газоанализаторы и течеискатели	
Вариотек	«СЕВЕРИН», Германия, Представительство: в г.Москва
ФП-11-2К, ФП-12, ТПГ-94	МПП «Фармек», г.Минск
СГ-1	ТОО НПП «Астра», г. Климовск-1, Московск.обл.
ГИВ-М	ОАО «Гипрониигаз», г.Саратов
МТ-3	ЗАО «Аверс», г.Таруса Калужской обл.
СГГ-20М	ГП ПО «Аналитприбор», г.Смоленск
«Лидер»	ООО «Фирма Энергоаудит», г.Москва
Трассоискатели и аппаратура для поиска дефектов изоляционного покрытия	
Феррофон	«СЕВЕРИН», Германия, Представительство: в г.Москва
АНПИ	1 ПРП АО «Карелэнерго», г. Петрозаводск 2 Уфимский завод технологического оснащения, ФГУП БПО «Прогресс»
УКИ-1К	Уфимский завод технологического оснащения, ФГУП БПО «Прогресс»
АНТПИ	ОАО «Гипрониигаз», г.Саратов
ИПИТ-2	НПП «Белгазтехника»,г.Минск
С-Scfn 2000(2010)	Dynalog Electros, Великобритания, г.Бристоль, Представительство в Москве «Kovotest»
Приборы для контроля состояния изоляционного покрытия	
Крона 1р	Завод «Волна», Республика Молдова, г.Кишинев
Корона	ООО Евралаб, г. Санкт-Петербург
ДИСИ	ОАО «Гипрониигаз», г.Саратов
ДКИ-3	НПП «Белгазтехника»,г.Минск

Таблица П.1 – Приборы и аппаратура, рекомендуемые для проведения технического диагностирования промышленных трубопроводов (окончание)

ИА-1	НПП «Белгазтехника», г. Минск
Адгезиметр АМЦ2-20	НИФ «Изолен», г. Москва
УКТ-2	НПП «Белгазтехника», г. Минск
МТ 2003	ЗАО МНПО «Спектр»
Мегаомметр С.А. 6531	МП «Диагност», г. Москва
Приборы для контроля параметров ЭХЗ	
АИП	ОАО «Гипрониигаз», г. Н.-Новгород
АКГК	ОАО «Гипрониигаз», г. Н.-Новгород
ПКИ-02	НПП «Радиотелеком», г. Санкт-Петербург
«Орион» ИП-01	ООО «ЗГА «НС», г. Ставрополь
ИСЭИС	ООО «ЗГА «НС», г. Ставрополь
ИПВ	ГУП «Парсек», г. Москва (зеленоград)
Приборы для определения физических и физико-механических свойств трубы	
ИТ 5070-02	ООО «Точприбор-Маркетинг», г. Иваново»
ТЭМП	ГНЦ НПО ЦНИИТМАШ, г. Москва
Мет-У1	Фирма «Мет», г. Зеленоград
А1207	ЗАО МНПО «Спектр», г. Москва

Содержание

	Сведения о своде правил	2
1	Введение	2
2	Область применения	3
3	Сокращения, термины и определения	3
4	Общие положения	4
5	Материалы и конструкции промысловых трубопроводов	7
5.1	Общие требования к материалам и конструкциям	7
5.2	Трубы для сооружения трубопроводов из ВЧШГ	8
5.3	Трубы из ВЧШГ для соединений типа “RJ”	11
5.4	Стопоры и уплотнительные кольца для соединений “RJ”.	16
5.5	Соединительные детали для соединений типа “RJ”	18
5.6	Трубы из ВЧШГ для соединений типа “ПП”	21
5.7	Муфта для соединений типа “ПП”	23
5.8	Соединительные детали для соединений типа “ПП”	23
5.9	Стальные трубы и соединительные детали	24
5.10	Регулирующая и предохранительная и запорная арматура	24
5.11	Изделия для закрепления трубопроводов против всплытия	24
5.12	Противокоррозионные покрытия трубопроводов	25
5.13	Тепловая изоляция	27
6	Порядок проектирования и согласования проектов строительства промысловых трубопроводов из ВЧШГ	27
7	Обеспечение необходимого уровня надёжности и безопасности	28
8	Основные требования к трассам трубопроводов	31
9	Конструктивные требования к трубопроводам	31
9.1	Размещение запорной и другой арматуры	32
9.2	Подземная прокладка трубопроводов	33
9.3	Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов	33
9.4	Надземная прокладка трубопровода	34
9.5	Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых, пучинистых и просадочных грунтах	35
9.6	Прокладка трубопроводов в сейсмоактивных районах	36
10	Переходы трубопроводов через естественные и искусственные преграды	36
10.1	Переходы трубопроводов через водные преграды и болота	36
10.2	Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги	38
11	Защита трубопроводов от коррозии	38
11.1	Защита трубопроводов из ВЧШГ от почвенной коррозии	38
11.2	Защита надземных трубопроводов из ВЧШГ от атмосферной коррозии	39
11.3	Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии	39
12	Подготовка к строительству трубопроводов из ВЧШГ	39
13	Монтаж трубопроводов из ВЧШГ. Общие положения.	43
14	Монтаж трубопроводов из ВЧШГ по технологии “RJ”	44
14.1	Монтаж трубопровода	44
14.2	Особенности засыпки трубопровода с соединением “RJ”	48
14.3	Укорачивание трубы из ВЧШГ	48
14.4	Восстановление формы трубы	49
14.5	Ремонт наружного покрытия	50
14.6	Ремонт дефектных участков трубопровода	50
15	Монтаж трубопровода из ВЧШГ по технологии “прессовая посадка” (ПП)	52
15.1	Технология соединения труб	52
15.2	Технологический процесс сборки плети прямой прессовой посадкой	54
16	Контроль качества монтажа трубопровода из ВЧШГ	58

17	Производственная аттестация технологий и операторов	60
18	Укладка трубопровода в траншею и засыпка	62
18.1	Укладка трубопровода в траншею	62
18.2	Засыпка трубопровода. Рекультивация почвы	63
19	Подготовка трубопровода к эксплуатации	65
19.1	Очистка полости и испытание трубопровода	65
19.2	Монтаж средств электрохимической защиты	67
19.3	Приемка трубопроводов в эксплуатацию	68
20	Эксплуатация промышленных трубопроводов из ВЧШГ	69
20.1	Обозначение трасс промышленных трубопроводов на местности	70
20.2	Охранные зоны трубопроводов	71
20.3	Уход за трассой	72
20.4	Техническое обслуживание трубопроводов	72
20.5	Диагностирование трубопроводов	73
20.6	Периодическая и преддиагностическая очистка трубопроводов	76
20.7	Испытания трубопроводов в процессе эксплуатации	78
20.8	Защита трубопроводов от коррозии. Коррозионный мониторинг	78
21	Ремонт трубопроводов из ВЧШГ и арматуры	80
21.1	Текущий ремонт	81
21.2	Капитальный ремонт	82
21.3	Типовые методы устранения дефектов на трубопроводе из ВЧШГ	83
22	Проектирование и строительство подземного трубопровода из ВЧШГ способом горизонтально-направленного бурения	88
23	Консервация промышленных трубопроводов из ВЧШГ	94
24	Отбраковка и демонтаж трубопроводов из ВЧШГ	95
25	Определение остаточного ресурса трубопроводов из ВЧШГ	97
26	Требования промышленной безопасности при эксплуатации промышленных трубопроводов из ВЧШГ	99
27	Охрана труда и техника безопасности	99
28	Охрана окружающей среды	101
29	Техническая документация	102
30	Нормативные ссылки	104
	Приложения	110
А	ТИ 01-СН-2011. Сварка труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для обустройства нефтяных и газовых месторождений. Технологическая инструкция	110
Б	Соединительные детали литые для соединений типа "RJ"	117
В	Соединительные детали сварные для соединений типа "RJ"	122
Г	Соединительные детали сварные для соединений типа "ПП"	127
Д	Методика гидравлического расчета промышленных трубопроводов, транспортирующих обводнённые газонефтяные смеси	131
Е	Расчёт трубопроводов из ВЧШГ на прочность и устойчивость	139
Ж	Форма журнала учета результатов входного контроля	150
З	Акт очистки полости трубопровода	151
И	Акт испытания трубопровода	152
К	Акт на скрытые работы	153
Л	Акт приемки трубопровода	154
М	Паспорт трубопровода	155
Н	Акт очистки полости трубопровода с помощью очистных устройств	158
О	Акт обследования и отбраковки трубопровода	159
П	Методика приборного обследования подземных трубопроводов	160