

Общество с Ограниченной Ответственностью
«Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель Генерального директора
по научно-техническому развитию и
техническим продажам ПАО «ТМК»

С.Г. Чикалов

« 7 » 12 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ООО «Научно-
исследовательский институт разработки
и эксплуатации нефтепромысловых
труб»

Ю.Н. Антипов

« 10 » 12 2020 г.



ТРУБЫ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РАЗРАБОТАНО

Начальник Ц НИО ООО «Научно-
исследовательский институт разработки
и эксплуатации нефтепромысловых
труб»

Н.Г. Денисюк
« 20 » 11 2020 г.



СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
2.1 Термины и определения	3
2.2 Обозначения и сокращения	6
3 СВЕДЕНИЯ О ПАРАМЕТРАХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ТРУБ	7
4 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА ТРУБ	7
4.1 Маркировка труб	7
4.2 Упаковка труб	8
5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ	8
5.1 Транспортирование труб	8
5.2 Погрузочно-разгрузочные операции	11
5.3 Хранение труб	13
6 ВВОД ТРУБ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	15
6.1 Подготовка труб к эксплуатации	15
7 ПРИМЕНЕНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	22
7.1 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений	22
7.2 Сварка двухсторонних стыков с изоляционным покрытием	36
7.3 Требования к организации работ по нанесению внутреннего и наружного изоляционного покрытия сварных соединений труб	40
7.4 Укладка трубопроводов	44
7.5 Испытание трубопроводов	46
7.6 Приёмка трубопроводов в эксплуатацию	50
7.7 Ревизия трубопроводов	53
8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЁЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ	61
8.1 Применение специальных покрытий	61
8.2 Методы защиты сварных соединений труб	63
8.3 Рекомендации по подбору трубной продукции с учётом проектных решений	67
9 НАЗНАЧЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	68
9.1 Контроль труб в процессе эксплуатации	68
9.2 Ремонт труб	79
10 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ	81
10.1 Виды аварий, основные повреждения труб	81
11 КРИТЕРИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ СОСТОЯНИЙ ТРУБ	83
12 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	84
13 СВЕДЕНИЯ О КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА	85
14 УКАЗАНИЯ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ ТРУБ	86
15 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	87
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень документов, использованных при составлении Руководства	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» ТР ТС 032/2013	92

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящее Руководство по эксплуатации (далее Руководство) разработано применительно к сортаменту труб, выпускаемых по ГОСТ 8731, ГОСТ 8733, ГОСТ 31447, ГОСТ 32528, ГОСТ 10704, ГОСТ 10705, ГОСТ 10706, ГОСТ 20295, стандарту API Spec 5L, техническим условиям (ТУ) и другой нормативной документации, действующей на предприятиях ПАО «Трубная металлургическая компания» (ТМК).

Климатическое исполнение, категории размещения и значения температуры окружающего воздуха при хранении, транспортировке, монтажа и эксплуатации труб должны выбираться согласно ГОСТ 15150.

1.2 Все трубы, выпускаемые предприятиями Группы ТМК, могут быть использованы для строительства, реконструкции, выполнения капитальных, текущих и других видов ремонтов магистральных нефте- и газопроводов, внутрипромысловых и технологических трубопроводов и должны эксплуатироваться с учетом рекомендаций, приведенных в данном руководстве.

1.3 Приведенные данные по нормативной документации на трубы являются справочными. За детальной технической информацией необходимо обращаться к действующим нормативным документам, указанным в спецификациях на поставку трубной продукции.

При пользовании настоящим Руководством следует проверять действие ссылочных НД. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Руководством следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

1.4 Руководство отражает все необходимые требования, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации нефтегазопроводных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, а также требований Технического Регламента Таможенного Союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

Руководство отражает необходимые вопросы эксплуатации нефтегазопроводных труб, в том числе и труб с антикоррозионными и антифрикционными покрытиями на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса.

1.5 ПАО «ТМК» гарантирует и несёт ответственность за поставку труб с техническими характеристиками, отвечающими требованиям НД на их изготовление и подтверждёнными сертификатом качества.

Информация, изложенная в данном Руководстве, носит справочный, информационный и рекомендательный характер и не предусматривает гарантии изготовителя за результаты, полученные при её использовании.

Потребитель несёт полную ответственность за правильность выбора труб, режимов их эксплуатации, нагрузок, коэффициентов запаса и т.п. в зависимости от условий эксплуатации.

1.6 Данное Руководство отменяет Руководство, утвержденное 02.07.2015 г. ООО «Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб».

2 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

2.1 Термины и определения

ввод в эксплуатацию: событие, фиксирующее готовность объекта к использованию по назначению, документально оформленное в установленном порядке.

визуальный контроль: вид неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными.

внутритрубное диагностирование: вид технического диагностирования с использованием внутритрубных инспекционных приборов, обеспечивающих получение информации об особенностях трубопровода, наличии, характера и местоположения дефектов основного металла и сварных швов труб.

газопровод: трубопровод, транспортирующий природный или попутный нефтяной газ.

дефект: несплошность или неоднородность в сварном шве, околошовной зоне, основном металле или поверхности трубы, имеющая вид, размер и(или) глубину, недопустимые установленными в НД требованиями к качеству поверхности.

дефект трубопровода: отклонение параметров (характеристик) трубопроводов или их элементов от требований, установленных в нормативных документах.

дефектный участок трубопровода: секция трубопровода, содержащая один и более дефектов.

измерительный контроль: вид неразрушающего контроля, при котором измерения осуществляются средствами измерений геометрических величин.

завод-изготовитель: организация, изготавливающая продукцию и несущая ответственность за соответствие изделия требованиям технических условий на ее изготовление.

контроль технического состояния: проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе его технического состояния в данный момент времени (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п.).

линейная часть трубопровода: составная часть трубопровода, состоящего из трубопровода (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), системы электрохимической защиты от коррозии, сооружений технологической связи, иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортирования нефти, природного газа, продуктов их переработки и вспомогательных материалов.

трубопровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленных жидких или газообразных углеводородов от объектов добычи и (или) пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и (или) передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и (или) хранения, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

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

нормативная документация: официальные документы, устанавливающие правила, общие принципы и характеристики, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов (государственные стандарты, стандарты предприятий/стандарты организаций, технические условия, технические описания, нормативы и т.д.) доступные широкому кругу потребителей.

остаточный ресурс: суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

отказ: событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

партия: число труб одной конструкции, одного типоразмера, изготовленных на одном технологическом оборудовании при установившемся режиме технологического процесса с использованием материалов одной марки. Партия – число труб, сдаваемых одновременно и сопровождаемых одним документом о качестве.

повреждение: событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

промысловый трубопровод: сооружение, состоящее из системы трубопроводов, прокладываемых между площадками отдельных промысловых сооружений, для транспортирования сырой и подготовленной нефти, конденсата, газа на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях под действием устьевого давления и насосов, от задвижки устьевого арматуры до места входа в магистральный трубопровод, транспортирующий товарную продукцию. В состав промысловых трубопроводов также входят водоводы высокого и низкого давления.

приемочная комиссия: временный коллегиальный орган уполномоченных должностных лиц, устанавливающий и документально подтверждающий соответствие участка трубопровода условиям договора (контракта), утвержденной в установленном порядке проектной документации, требованиям нормативных документов, а также готовность его к вводу в эксплуатацию.

сварное соединение: неразъемное соединение, выполненное сваркой и представляющее собой совокупность характерных зон в трубе.

технологический трубопровод: трубопровод, предназначенный для транспортирования в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий сырья, полуфабрикатов, готового продукта, вспомогательных материалов, обеспечивающих ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования (пар, вода, воздух, газы, хладагенты, мазут, смазки, эмульсии и т.п.), отходов производства при агрессивных стоках, а также трубопроводы обратного водоснабжения.

техническое диагностирование: определение технического состояния объекта.

труба бесшовная стальная: стальная труба, не имеющая сварного шва или другого соединения, изготовленная одним из способовковки, прокатки, волочения или прессования.

труба электросварная прямошовная: труба, изготовленная электросваркой под флюсом или токами высокой частоты из листового проката или рулона с одним или двумя продольными швами.

трубопровод: инженерное сооружение для транспортирования нефти и продуктов ее переработки, газа, конденсата, воды, сточных вод с ответвлениями, лупингами и

перемычками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения насосных станций и т.п.

эксплуатация трубопровода: совокупность процессов транспортирования рабочей среды, технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта трубопровода.

эксплуатирующая организация: юридическое лицо, созданное в соответствии с гражданским законодательством Российской Федерации, обеспеченное персоналом и техническими средствами, необходимыми для управления, обслуживания и поддержания в безопасном состоянии магистрального трубопровода.

2.2 Обозначения и сокращения

АВИК - автоматизированный визуальный и измерительный контроль
АВР – аварийно-восстановительные работы;
ВТД - внутритрубное диагностирование;
ВИК – визуально-измерительный контроль;
ВИС – внутритрубные инспекционные снаряды;
ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;
ВТО – внутритрубное обследование;
ВПТ – внутривидеотрубопровод;
ВТД – внутритрубное диагностирование;
ВТК – входной технический контроль;
ВТУ – внутритрубное устройство;
ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
ЛЧ – линейная часть трубопровода;
НД – нормативная документация;
НК – неразрушающий контроль;
МГ – магистральный газопровод;
ММК – магнитометрический контроль;
МН – магистральный нефтепровод;
МТ – магистральный трубопровод;
ОПО – опасный производственный объект
ОУ – очистное устройство;
ПВП – планово-высотное положение;
ПД – проектная документация;
ПК – пункты контроля;
ПЛВА – план ликвидации возможных аварий;
ПОС – проект организации строительства;
ППР – проект производства работ;
ППМТ – подводный переход магистрального трубопровода
ПТЭ – правила технической эксплуатации
РД – руководящий документ;
РК – радиографический контроль;
СДТ – соединительные детали трубопровода;
СОД – средство очистки и диагностирования;
ТП – трубопровод;
ТПА – трубопроводная измерительная арматура;
ТТ – технологический трубопровод;
ТУ – технические условия;
УЗК – ультразвуковой контроль;
УТ – ультразвуковая толщинометрия;
ЭО – эксплуатационная организация
ЭХЗ – электрохимическая защита

3 СВЕДЕНИЯ О ПАРАМЕТРАХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ТРУБ

3.1 Сортамент труб, выпускаемых предприятиями Группы ТМК, представлен в соответствующих каталогах и специализациях предприятий.

3.2 Механические свойства, химический состав, а также другие технические характеристики труб - в НД и/или спецификации заказа.

3.3. Информация о предприятии-изготовителе Группы ТМК указывается на ярлыке или в сопроводительной документации.

4. МАРКИРОВКА И УПАКОВКА ТРУБ

Общие требования к маркировке, упаковке и документации на трубы должны соответствовать ГОСТ 10692.

4.1 Маркировка труб

4.1.1 На каждой трубе на наружной поверхности должна быть нанесена маркировка в соответствии с ГОСТ 10692.

Маркировка, выполняемая на поверхности трубы, должна начинаться на расстоянии не более 500 мм и не менее 20 мм от одного из торцов трубы, если иное не указано в документации на трубы.

Маркировка труб диаметром 159 мм и менее выполняется на ярлыке, закрепленном на каждом пакете труб.

Маркировку труб внутренним диаметром 350 мм и более допускается выполнять на внутренней поверхности труб.

На трубах с покрытием маркировка дополнительно включает требования к маркировке в соответствии с нормативной документацией на покрытие труб, например,

- товарный знак или наименование предприятия наносящего покрытие;
- обозначение вида покрытия;
- обозначение технических условий на покрытие;
- номер партии и дату нанесения покрытия;
- отметку ОТК о приёмке продукции.

По согласованию между заводом - изготовителем и заказчиком на трубы может наноситься дополнительная маркировка.

4.1.2 Маркировку клеймением труб из коррозионностойкой стали рекомендуется выполнять виброклеймением или клеймами со скругленным профилем или в виде точечной матрицы.

Для труб в сероводородостойком исполнении нанесение маркировки клеймением на внутреннюю поверхность трубы не допускается.

Допускается применять самоклеющиеся этикетки.

4.2 Упаковка труб

Подготовка труб к отгрузке производится по утвержденным схемам в соответствии с местными техническими условиями, соглашениями на погрузку, требованиями ГОСТ 10692 или эквивалентным стандартам.

Трубы длиной от 15,50 до 18,30 м отгружаются в специальных длинномерных железнодорожных вагонах, обеспечивающих их свободную разгрузку на железнодорожных станциях.

Трубы поставляются с торцевыми заглушками. Заглушки после их использования утилизируются потребителем.

По согласованию изготовителя с заказчиком на концах труб устанавливаются защитные стальные или полимерные кольца для предохранения фаски.

По дополнительному требованию потребителя трубы могут иметь на наружной поверхности временное консервационное покрытие, обеспечивающее необходимую противокоррозионную защиту поверхности труб во время транспортирования.

Для поставки труб климатическим исполнением УХЛ в районы Крайнего Севера упаковка должна соответствовать требованиям ГОСТ 15846.

Дополнительная упаковка и консервация труб, если это не оговорено в заказе, не осуществляется.

5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ

5.1 Транспортирование труб

Транспортирование труб производится в соответствии с требованиями ГОСТ 10692 и может осуществляться железнодорожным (на открытом подвижном составе), автомобильным, водным или воздушным транспортом в соответствии с Правилами перевозок грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующими на транспорте данного вида.

Выбор вида транспорта и транспортных средств для транспортирования труб и трубных секций следует производить с учетом результатов технико-экономических расчетов в зависимости от объема грузов, дальности перевозок, времени года и местных условий.

Транспортные средства должны быть оборудованы устройствами, обеспечивающими сохранность, как самих труб (секций, трубной арматуры), так и покрытий, нанесенных на них.

5.1.1 Транспортирование железнодорожным транспортом.

При отгрузке в одном вагоне должны быть трубы только одной партии.

Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных партий при условии их разделения, если партия труб или ее остаток не соответствуют грузоподъемности вагона.

В дополнение к требованиям правил тран грузов железнодорожным транспортом [57] при погрузке труб на платформы рекомендуется:

- применять деревянные прокладки, уложенные поперек платформы, для надлежащей опоры труб и возможности их захвата при погрузке;
- не допускать загрязнения труб;

- если пол платформы неровный, положить под прокладки клинья и выровнять поверхность прокладок;

- для предотвращения перемещения надежно закрепить трубы и правильно переложить их прокладками;

При транспортировании труб на платформах необходимо с боковых сторон устанавливать вертикальные деревянные стойки, связанные поверх труб проволокой.

5.1.2 Транспортирование грузовым автотранспортом.

В соответствии с правилами [54] при транспортировании труб автотранспортом рекомендуется:

- грузить трубы на брусы и привязывать их с помощью подходящей цепи или проволочного хомута к брусам;

- в непакетированном виде укладывать на прокладки и привязывать их к прокладкам цепью или хомутом. Длинные трубы при транспортировании необходимо дополнительно перевязывать цепью или хомутом приблизительно посередине длины;

- не перегружать машину для исключения опасности разгрузки труб в пути;

- после транспортирования груза на незначительное расстояние снова подтянуть скрепляющие цепи (хомуты), которые могут ослабнуть в результате осадки груза.

При использовании трубовоза необходимо принять меры по исключению прогиба труб. Концы труб при транспортировании не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м.

Схемы укладки труб на специализированные транспортные средства представлены на рисунке 1, при этом в качестве проволочного хомута необходимо использовать стальную проволоку диаметром не менее 6 мм по ГОСТ 3282 или катанку по ГОСТ 30136 или по другой документации диаметром не менее 5 мм.

Допускается использовать в качестве хомута кольцевые стропы из полимерного материала при условии, что связки (пакеты) труб разделены между собой прокладками, исключая контакт связок между собой.

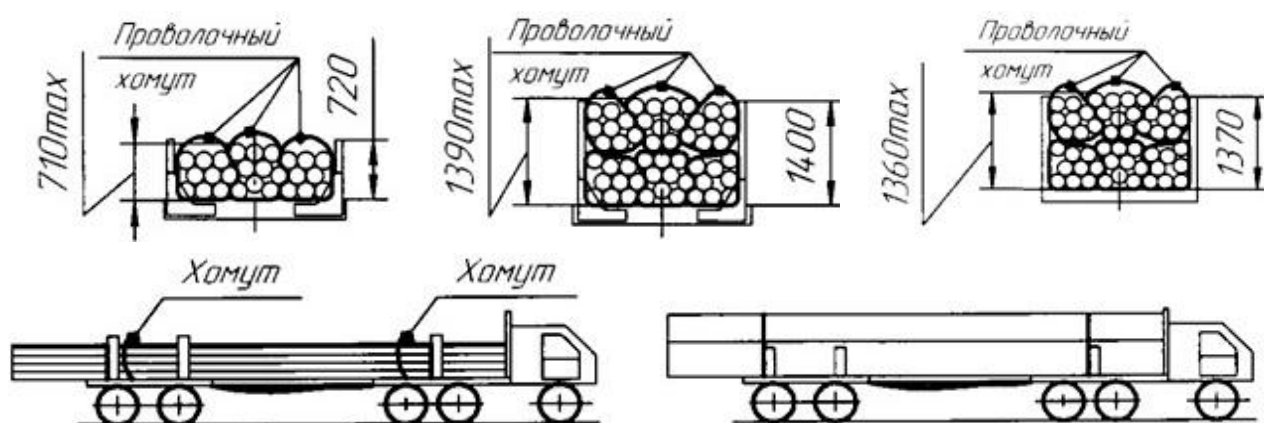


Рисунок 1 – Схемы укладки труб на специализированные транспортные средства

5.1.3 Транспортирование водным транспортом.

В соответствии с правилами [53] должно быть обеспечено надлежащее проведение погрузки и разгрузки судов. Не допускается применение несоответствующих или неэффективных средств крепления труб, предохраняющих их от перемещения во время

крена судна, соприкосновения труб с трюмной водой и расположения рядом с вредными химическими и другими веществами, вызывающими коррозию металла, протаскивания волоком по штабелю, а также ударов о края люков или поручни судна.

5.1.4 *Транспортирование воздушным транспортом.*

В соответствии с правилами [51] при транспортировании труб авиатранспортом рекомендуется:

а) подготовку труб к транспортированию вертолетом производить на площадке, оборудованной грузоподъемным механизмом с динамометром;

б) перевозить трубы, упакованными только во взвешенных пакетах, соблюдая порядок подвешивания пакета труб к вертолету и его отцепки.

5.1.5 *Транспортирование труб с покрытием.*

5.1.5.1 Транспортирование труб с покрытием должно осуществляться транспортом, оборудованным специальными приспособлениями, исключающими перемещение труб и повреждение покрытия. При транспортировании должна быть обеспечена сохранность труб, трубных секций, а также изоляционного и теплоизоляционного покрытия.

5.1.5.2 При транспортировании труб с покрытием необходимо укладывать их на ровную поверхность транспортных средств, предохраняя от острых металлических углов и ребер платформы.

5.1.5.3 Для исключения повреждений покрытия при транспортировании труб и трубных секций с покрытием следует выполнять следующие мероприятия:

- на платформах полуприцепов должны быть установлены и закреплены опоры с подкладками из эластичных материалов;

- внутренние части бортов полуприцепа должны быть облицованы эластичным материалом;

- коники и боковые стойки трубоплетевозов должны быть оснащены накладками из эластичных материалов.

5.1.6 *Общие требования к транспортированию трубной продукции*

5.1.6.1 Доставка труб и предварительно сваренных трубных секций к месту пункта приёма должна производиться в соответствии с транспортной схемой, разрабатываемой подрядчиком в составе ППР. На транспортной схеме должно быть указаны пункты приема и складирования грузов, места размещения трубосварочных баз, границы маршрутов (участков) и маршруты движения автотранспорта по постоянным и временным дорогам и проездам.

При невозможности доставки труб и трубных секций автомобильными транспортными средствами непосредственно к месту монтажных работ на трассе следует предусматривать промежуточные пункты перегрузки трубных секций на гусеничные транспортные средства. Места размещения пунктов надо выбирать с учетом устройства разворотов транспортных средств и двустороннего проезда.

Пункты перегрузки должны быть обеспечены погрузочно-разгрузочными средствами.

5.1.6.2 Транспортирование стальных труб длиной 12, 18 м и трубных секций длиной до 24 м должна производиться седельными автопоездами, состоящими из автомобилей-тягачей и полуприцепов или трубоплетевозами в составе автомобилей повышенной проходимости и прицепов-ропусков.

Транспортирование трубных секций длиной до 24 м в горных условиях на участках с уклонами 10-15° следует выполнять трубовозами на колесном ходу. На участках с уклонами более 15° следует применять машины на гусеничном ходу.

Для особо трудных участков трассы и пересеченной местности необходимо предусматривать дежурные тракторы – тягачи или тракторные самоходные лебедки.

Допускается транспортирование на трубоплетевозах трубных секций длиной до 36 м при снижении скорости их движения по подъездным, технологическим дорогам и вдольтрассовым проездам до 20 км/ч и проведении планировочных работ на указанных дорогах и проездах.

Секции труб длиной до 36 м от трубосварочных баз до трассы строительства трубопровода перевозят трубоплетевозами на базе автомобилей, колесных и гусеничных тракторов

С целью снижения нагрузок от вертикальных колебаний трубной секции (секций) следует ограничивать скорость движения трубоплетевозов на участках с неровностями.

Необходимо регулярно следить за наличием на платформах полуприцепов и трубоплетевозах подкладок и накладок. В случае повреждения следует производить их замену.

Трубы и трубные секции при движении автопоездов должны быть надежно закреплены передними и задними стопорными устройствами и увязаны.

5.1.6.3 При движении колонны трубоплетевозов на подъемах технологических дорог и вдоль трассовых проездов запрещается движение последующего трубоплетевоза до завершения подъема первым трубоплетевозом.

5.1.6.4 Движение автотранспортных средств, габаритные параметры которых с грузом или без него превышают габариты, указанные в Правилах дорожного движения, должно осуществляться в соответствии со специальными правилами и согласовываться с органами дорожного движения в установленном порядке.

5.1.6.5 Масса перевозимых труб (секций), их диаметр и длина, порядок размещения, крепления и увязки груза устанавливаются в технологических картах и должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации на транспортное средство.

5.2 Погрузочно-разгрузочные операции.

В общем случае должны предусматриваться следующие погрузочно-разгрузочные операции:

- погрузка труб на заводе-изготовителе;
- выгрузка и временное складирование труб на прирельсовом складе и в портах;
- погрузка на автомобильный и другой вид транспорта;
- транспортирование труб на базисный или прирельсовый склад;

- погрузка и транспортировка трубных секций на трассу ремонта (строительства) трубопровода;

- выгрузка и раскладка труб по трассе.

5.2.1 Места производства погрузочно-разгрузочных работ должны иметь основание, обеспечивающее устойчивость подъемно-транспортного оборудования, складированных материалов и транспортных средств.

5.2.2 При погрузке, выгрузке и укладке труб в штабели необходимо применять грузоподъемные механизмы или безопасные трубные накаты (скаты).

5.2.3 Погрузочно-разгрузочные работы должны выполняться с использованием грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют массе и габаритам перемещаемых грузов и обеспечивают сохранность их качества.

5.2.4 Трубы из железнодорожного состава следует разгружать через один вагон или вести работы по обе стороны пути в шахматном порядке. Разгрузку разрешается выполнять только специально обученной бригаде под руководством ответственного лица. Особо опасными для нарушения качества труб и для самих исполнителей является момент открывания люков полувагонов, бортов платформ и снятие стоек.

5.2.5 Разгрузку труб с трубопроводов на стеллажи, а также погрузку со стеллажей необходимо производить имеющимися грузоподъемными механизмами или при помощи специальных накатов.

Категорически **ЗАПРЕЩАЕТСЯ** транспортировать трубы волоком, сбрасывать с высоты на землю, сваливать трубы при разгрузке, так как это может привести к образованию вмятин на трубах.

5.2.6 В качестве грузозахватных средств должны применяться траверсы, клещевые и торцевые захваты, кольцевые стропы, надеваемые на трубы удавкой. Крюки траверс и торцевых захватов должны быть снабжены защитными накладками, предохраняющими трубы от повреждений.

5.2.7 Стрелы кранов-трубоукладчиков, предназначенных для работы с изолированными трубами, следует оборудовать накладками из эластичных материалов, исключающих повреждение защитного покрытия трубопровода.

5.2.8 Погрузочно-разгрузочные работы теплоизолированных труб в полиэтиленовой оболочке должны производиться при температурах от минус 20 °С до плюс 50 °С, в стальной или металлополимерной оболочке - от минус 40 °С до плюс 50 °С.

5.2.9 Погрузка и разгрузка труб увеличенной длины должна производиться с применением специальной оснастки.

5.2.10 Разгрузку труб с изоляционным и теплоизоляционным покрытием с трубоплетевозов и седельных автопоездов на трассе трубопровода и их перемещение следует производить краном-трубоукладчиком с применением одного из следующих грузозахватных средств: траверс; мягкого полотенца из технических тканей, которое закрепляется на крюке трубоукладчика; мягкого полотенца с траверсой.

5.2.11 Погрузка-разгрузка труб с изоляционным покрытием стальными стропами (канатами) **запрещается**.

5.2.12 Трубы с полипропиленовым покрытием необходимо оберегать от ударов и механических нагрузок, а их поверхности - от нанесения царапин.

5.2.13 Для исключения соударения разгружаемых труб о борта полувагона и автотранспортного средства следует применять направляющие канаты (чалочные стропы).

5.2.14 Траверсу следует плавно подавать в полувагон или на платформу, исключая соударение с выгружаемыми трубами.

5.2.15 Не допускается сбрасывать трубы на автотранспортное средство.

5.2.16 Трубы диаметром более 530 мм должны разгружаться из полувагонов поштучно.

5.2.17 Перекатку труб и трубных секций разрешается производить только по лагам. Перекатка труб в теплоизоляции запрещается.

5.2.18 При разгрузке труб, их перемещении и укладке в штабели необходимо исключать соударение труб и их удары о прочие поверхности, а также протаскивание разгружаемых труб по трубам штабеля.

5.2.19 Выгруженные трубы укладывают на прирельсовые стеллажи (стеллажи рекомендуется обшить деревянным брусом), расположенные на высоте не менее 300 мм от уровня земли и имеющие горизонтальную опорную поверхность во избежание самопроизвольного перекатывания труб. Высота штабеля не должна превышать 3,0 м при длине его не менее пятикратной высоты. Между каждым рядом труб укладывают прочные деревянные прокладки толщиной не менее 35-40 мм с набитыми на конце планками, предохраняющими трубы от раскатывания.

5.2.20 Секции труб, доставленные к месту производства монтажных работ, должны разгружаться с транспортных средств трубоукладчиками в следующем порядке:

- подъем конца секции трубы на тягаче, поперечное его перемещение с помощью стрелы и опускание на лежки или грунт;

- передвижение трубоукладчика к другому концу секции трубы;

- подъем, поперечное перемещение и опускание секций на лежки или грунт.

Разгрузку изолированных секций трубоукладчиком, оснащенным мягким полотноцем или клещевым захватом, выполняют следующим образом:

- поднимают задний конец секции и опускают наклоном стрелы на лежку;

- трубоукладчик перемещается к другому концу секции;

- поднимают этот конец и также опускают наклоном стрелы на лежку.

5.3 Хранение труб

5.3.1 Трубы должны храниться на стеллажах или площадках открытого хранения в соответствии с требованиями ГОСТ 10692, при этом они должны иметь консервационное покрытие для категорий условий хранения С, Ж, ОЖ по ГОСТ 9.014. Предельный срок консервационной защиты 6 месяцев.

5.3.2 При хранении и складировании трубы должны быть рассортированы партиями по размерам и группам прочности, предотвращающими возможность их перекутывания.

Нижний и последующий ряды труб укладываются на прокладки. В качестве прокладок применяют деревянные рейки, длинномерные резиновые, полимерные или армированные изделия.

Допускается хранение труб без прокладок на специальных стеллажах, исключая перекатывание и контакт труб.

5.3.3 Тонкостенные, и другие трубы специальных назначений должны храниться в закрытых помещениях. Допускается хранение труб под навесом при условии защиты их от попадания атмосферных осадков.

5.3.4 Трубы с покрытием следует хранить в штабелях рассортированными по диаметрам. Хранение не должно приводить к нарушению сплошности покрытия. Высота штабеля не должна быть более 3 м. Нижний ряд труб следует укладывать на специальные прокладки, покрытые мягким материалом или на валики из просеянного песка, покрытые плёнкой из полимерного материала. Между рядами труб прокладываются 3-4 доски (проставки) шириной не менее 160 мм, при необходимости размещают прокладки из эластичного материала (резиновый жгут или резинотканевую ленту). Трубы должны складироваться на предварительно ВЫРОВНЕННУЮ ПЛОЩАДКУ горизонтальными рядами с соблюдением мер предосторожности, исключающие повреждение труб и их раскатывание. Допускается хранение труб на открытом воздухе. Трубы с заводским полиэтиленовым покрытием наружной поверхности, хранение которых планируется более 6 месяцев, должны быть защищены от ультрафиолетового излучения, для чего следует использовать навесы, укрытия или другие защитные устройства.

5.3.5 Между штабелями должны быть предусмотрены проезды для автотранспорта и погрузочных машин (крана-трубоукладчика).

5.3.6 Трубы на трассе и строительных площадках должны укладываться следующим образом:

- трубы диаметром до 300 мм - в штабель высотой до 3 м на подкладках и с прокладками, оснащенными концевыми упорами;
- трубы диаметром более 300 мм - в штабель высотой до 3 м в седло без прокладок с концевыми упорами.

При укладке в штабель труб с изоляционным покрытием продольные сварные швы не должны находиться в зоне контакта трубы с подкладкой или соседней трубой.

5.3.7 При складировании труб на торцах последних должны быть установлены заглушки заводского изготовления из полиэтилена или других материалов.

5.3.8 Допускается устраивать на базисных складах, размещаемых около железнодорожных рельсовых путей или водных причалов (пристаней), штабели высотой до 5 м (высокоярусные склады).

Стеллажи высокоярусных складов следует изготавливать по проектной документации, в которой должны быть разработаны конструкции боковых стоек, выполнен расчет допустимого числа ярусов при обеспечении сохранности геометрической формы поперечного сечения труб и определена ширина подкладок, размещаемых под трубами нижних ярусов штабеля.

При работе на высокоярусном складе следует использовать передвижные подмости в соответствии с ГОСТ Р 58755 и лестницы в соответствии с ГОСТ Р 58758.

5.3.9 При складировании труб, независимо от типа склада, запрещается:

- укладывать в один штабель трубы разного диаметра;
- производить укладку труб верхнего ряда до окончания укладки предыдущего и закрепления его от раскатывания труб;
- складировать вместе изолированные и неизолированные трубы;
- укладывать трубы в наклонном положении с опорой вышележащих труб на кромки нижележащих труб.

5.3.10 Укладываемые в штабель трубы разной длины следует выравнивать по торцам с одной стороны штабеля.

5.3.11 При складировании секций труб на трубосварочной базе их следует укладывать в один ярус на подкладки с мягкими накладками. Крайние секции труб должны быть подклинены упорами. При складировании секций расстояния между подкладками по длине секции должно быть не более 5 м.

5.3.12 Складирование теплоизолированных труб и деталей непосредственно на грунт или снег, а также в местах, подверженных подтоплению, запрещается.

5.3.13 Число подкладок, устанавливаемых под трубы нижнего яруса и их общая площадь, должно определяться расчетом исходя из допустимых удельных нагрузок на теплоизоляционное покрытие труб.

5.3.14 На приграссовых складах трубы должны укладываться с соблюдением следующих правил:

- нижний ряд труб должен быть уложен на подкладки с покрытием из эластичных материалов;

- последующие ярусы труб укладываются в "седло" предыдущих ярусов; смещение труб соседних ярусов по длине не должно превышать 0,5 м.

5.3.15 При длительном хранении труб с защитным покрытием на открытом воздухе следует принять меры по защите покрытия труб от воздействия окружающей среды, в том числе прямых солнечных лучей (навесы, укрытия или другие меры).

Срок и условия хранения труб с защитным покрытием на открытой площадке с сохранением свойств покрытия регламентируются заводом - изготовителем труб или специальными техническими требованиями заказчика.

5.3.16 Трубы с полипропиленовым покрытием должны быть защищены от ультрафиолетового излучения, если планируется их хранение более 90 суток.

5.3.17 Температура окружающей среды при транспортировке и хранении от минус 60 °С до плюс 60 °С. Допустимая температура окружающей среды для труб с покрытием указывается в НД на трубы с покрытиями.

5.3.18 Трубы до проведения входного контроля должны храниться отдельно от труб, принятых и забракованных входным контролем.

5.3.19 Трубы по истечении 12 месяцев хранения в местах складирования на промежуточных базовых и приграссовых складах должны быть повторно проконтролированы с целью определения степени их пригодности для дальнейшего использования, объем повторного контроля определяет заказчик.

5.3.19 Трубы, признанные по результатам входного контроля требующими ремонта или бракованными, должны быть размещены на площадках складирования отдельно от пригодных.

6 ВВОД ТРУБ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

6.1 Подготовка труб к эксплуатации.

6.1.1 В эксплуатацию допускают трубы при наличии заводской маркировки и документа (сертификата качества), удостоверяющего их соответствие требованиям НД.

Для труб с покрытием в сертификате качества указывается полная информация по качеству трубы без покрытия, а также информация по нанесенному покрытию в соответствии с требованиями нормативного документа на покрытие.

При строительстве и реконструкции трубопровода не допускается использование бывших в употреблении труб!

6.1.2 Трубы, поступающие для строительства трубопроводов, подвергаются входному контролю в объеме, установленном нормативным документом.

Контрольные параметры и предельные отклонения параметров, указаны в соответствующих нормативных документах на поставку.

Специалисты, осуществляющие визуальный и измерительный контроль, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями действующего законодательства.

6.1.3 Входной контроль труб включает следующие основные этапы:

- визуальный контроль:

- 1) наличие и соответствие маркировки требованиям сертификатных данных;
- 2) отсутствие дефектов поверхности, превышающих установленные нормы, вмятин, забоин, задиров, рисок и других механических повреждений, коррозионных повреждений тела и торцов;
- 3) отсутствие на торцах забоин, вмятин;
- 4) отсутствие расслоений, выходящих на поверхность, (в том числе на концевых участках труб и кромках разделки);
- 5) наличие разделки кромок (в том числе под конкретную технологию сварки, если это предусмотрено в стандартах);
- 6) отсутствие повреждений заводского противокоррозионного, теплоизоляционного покрытия и труб;

- инструментальный контроль:

- 1) толщина стенки по торцам труб;
- 2) наружный диаметр на концах труб;
- 3) овальность по торцам;
- 4) отклонение от общей прямолинейности;
- 5) отклонение от прямолинейности концов труб;
- 6) форма и размеры разделки кромок торцов труб под сварку;
- 7) размеры обнаруженных забоин, рисок, вмятин и других дефектов на теле и на торцах;
- 8) отсутствие сквозных повреждений и недопустимых отклонений заводского противокоррозионного и теплоизоляционного покрытия для труб;
- 9) отсутствие коррозионных повреждений тела трубы;
- 10) длина труб (при необходимости);
- 11) внутренний диаметр (при необходимости);
- 12) высоту усиления сварного шва (при необходимости).

6.1.3.1 Визуальный контроль

6.1.3.1.1 Проверка наличия и содержания маркировки.

6.1.3.1.2 Тщательный осмотр всей наружной поверхности трубы, перекачиваемой по направляющим инспекционного стола, без применения увеличительных приборов.

На поверхности труб не должно быть трещин, плен, рванин, закатов. На торцах труб не должно быть расслоений.

Допускаются не выводящие толщину стенки за допустимые значения, обусловленные технологией изготовления труб:

- тонкий плотный слой окалины;

- мелкие пленки;

- отдельные отпечатки, забоины, раковины и другие несовершенства с глубиной, определяемой требованиями нормативной документации на трубную продукцию.

Допускается ремонт поверхности труб зачисткой абразивным инструментом, не выводящий толщину стенки за минимально допустимое значение.

Не допускаются механические повреждения по торцам труб.

Исправление поверхностных дефектов металла труб сваркой не допускается.

6.1.3.1.3 Тщательный осмотр внутренней поверхности концов труб на видимую длину с помощью подсвечивания внутренней поверхности с обоих концов одновременно.

6.1.3.1.4 На наружной и/или внутренней поверхности труб, в зависимости от области нанесения изоляции, предназначенных для последующего нанесения наружного и/или внутреннего антикоррозионного покрытия, не допускаются дефекты в виде вмятин, раковин, задигов, острых выступов, наплавленных капель металла, мелких плен.

6.1.3.1.5 В соответствии с требованиями нормативной документации, глубина залегания дефектов на наружной поверхности может определяться с помощью средств измерения, как разность фактического диаметра трубы в точке, находящейся рядом с дефектом и в месте дефекта после механической зачистки до полного удаления дефекта.

6.1.3.1.6 Продольные сварные швы электросварных труб должны быть плотными, без непроваров, несплавлений, трещин, наплывов. Поверхностные дефекты металла шва в виде пор, раковин, трещин, свищей и других дефектов, снижающих плотность и прочность металла шва ниже уровня основного металла, не допускаются.

Сварные соединения прямошовных электросварных труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов.

Внутренний грат сварного шва удаляют по требованию потребителя. В месте снятия грата допускают утонение стенки трубы, не выходящее толщину за пределы минусового допуска. Высота остатка удаленного грата не должна превышать величин, указанных в НД Заказчика на поставку труб.

Не допускается ремонт сваркой сварных соединений труб на участках, отстоящих от торца трубы на расстоянии до 300 мм, а также имеющих прожоги и трещины.

Ремонтный сварной шов, выполненный путем вырубки или выплавки дефектов с последующей сваркой, должен быть длиной не менее 50 мм и не более 300 мм.

Отдельные ремонтные швы должны отстоять друг от друга не менее чем на 500 мм. Суммарная длина отремонтированных участков не должна превышать 10% длины сварного шва.

Допускаются без исправления подрезы глубиной до 0,5 мм и длиной до 50 мм, а также если они не выводят толщину стенки за минимально допустимое значение.

Допускаются плавные углубления (седловина) на усилении сварных швов при отсутствии пористости шва глубиной не ниже минимальной высоты сварного шва.

6.1.3.1.7 Контроль качества внутренней поверхности труб диаметром 1020 мм и более должен осуществляться непосредственным осмотром изнутри, по всей длине. Контроль качества внутренней поверхности труб диаметром менее 1020 мм производится «на просвет» с размещением источника света на одном конце трубы.

Глубина дефектов на внутренней поверхности не определяется.

При необходимости, в выборочном порядке, труба может быть разрезана на части и подвергнута более тщательному осмотру или исследованию дефектов.

6.1.3.2 Контроль геометрических параметров труб

6.1.3.2.1 Контроль геометрических размеров и кривизны проводится на соответствие требованиям НД Заказчика на поставку труб поверенными средствами измерений, предусмотренными действующей нормативной и технической документацией.

Допускается проводить контроль другими средствами измерений, метрологические характеристики которых обеспечивают требуемую точность.

Персонал, осуществляющий контроль, должен убедиться в исправности средств измерения, проверить наличие маркировки и документа (сертификат о калибровке, свидетельство о поверке, аттестат, паспорт, протокол), подтверждающего проведение поверки и калибровки.

6.1.3.2.2 Контроль толщины стенки и покрытий проводится измерением не менее чем в двух взаимно перпендикулярных плоскостях поперечного сечения трубы, в диаметрально противоположных точках. Начальной точкой для измерения выбирается визуально видимая максимальная или минимальная толщина стенки или покрытия.

При необходимости измерения могут быть осуществлены на любом расстоянии от конца трубы после ее разрезки в соответствующем месте.

Толщина стенки на электросварных трубах в зоне термического влияния сварного соединения и в месте снятия внутреннего грата определяется в соответствии с требованиями нормативной документации на производимую продукцию и не является начальной точкой контроля толщины стенки трубы.

6.1.3.2.3 Контроль наружного диаметра проводится не менее чем двумя измерениями на концах трубы с определением максимального и минимального размера на расстоянии от торца трубы в соответствии с требованиями технической документации организации, проводящей контроль, и операционных технологических карт. Для определения фактического диаметра по длине труб, измерение проводится через каждые 500 мм.

6.1.3.2.4 Наружный диаметр труб допускается определять измерением периметра трубы рулеткой с последующим расчетом по формуле:

$$D_{\phi} = \frac{\pi}{3,1416} - 2 \Delta p - 0,2 ,$$

где π - периметр поперечного сечения, мм; Δp - толщина измерительной ленты рулетки, мм; 0,2 - погрешность при измерении периметра трубы за счет перекоса ленты, мм.

6.1.3.2.5 Контроль длины проводят путем наложения средства измерения (рулетка, линейка) на тело трубы, вдоль ее оси, совмещая при этом нулевую отметку средства измерения с одним торцом и считывая показания средства измерения, совпадающие с другим торцом трубы.

6.1.3.2.6 Контроль угла фаски проводится угломером с нониусом: одна измерительная поверхность угломера прикладывается к торцу трубы, а другая к поверхности фаски и по шкале отсчета определяется угол.

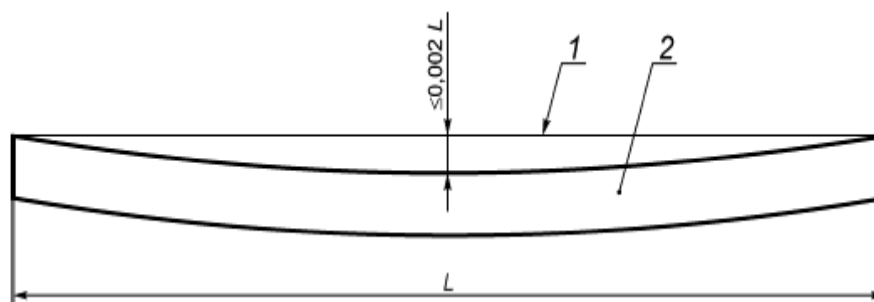
6.1.3.2.7 Контроль овальности проводится скобой по ГОСТ 18360, ГОСТ 18365 или штангенциркулем по ГОСТ 166 или рулеткой по ГОСТ 7502. Допускается проводить контроль овальности концов труб диаметром 530 мм и более металлической линейкой по ГОСТ 427 измерением наружного диаметра. В зоне сварного соединения (на расстоянии менее 100мм в обе стороны) контроль овальности не проводят.

6.1.3.2.8 Контроль высоты усиления шва и формы фаски на торцах труб проводится шаблонами; смещение кромок - штангенглубиномером по ГОСТ 162 или специальным приспособлением (шаблоном).

6.1.3.2.9 Контроль ширины торцевого кольца проводят путем наложения линейки, штангенциркуля на измеряемую поверхность перпендикулярно оси трубы, совмещая при этом нулевую отметку средства измерения с одним краем торца и отсчитывая показания средства измерения, совпадающие с другим краем торца.

6.1.3.2.10 Измерение отклонения от прямолинейности труб любого участка трубы на 1 метре длины проводят при помощи визуальной найденной вогнутой образующей трубы и прикладывания к ней метровой поверочной линейки. На этой образующей с помощью щупа измеряют максимальную величину отклонения от прямолинейности нормированного участка трубы. Величина отклонения от прямолинейности не должна превышать значений, предусмотренных в НД на трубы.

6.1.3.2.11 Измерение отклонения от прямолинейности по всей длине трубы проводят при помощи натянутой вдоль боковой поверхности струны (шнура, лески) от одного конца трубы до другого. Между образующей поверхностью трубы и натянутой струной с помощью измерительной линейки определяется максимальный зазор (рисунок 2).



1 – натянутая струна; 2 – труба

Рисунок 2– Контроль отклонения от прямолинейности по всей длине трубы

6.1.3.2.12 Контроль прямолинейности концевых участков трубы производится метровой поверочной линейкой и набором щупов. Измеряется величина зазора между линейкой и поверхностью трубы (стрела прогиба) в соответствии с рис. 3.



Рисунок 3 – Схема контроля прямолинейности концевых участков трубы

6.1.3.3 По результатам входного контроля допускается ремонт труб, если:

- глубина рисок, царапин, забоин и задиров на поверхности труб не превышает 5% номинальной толщины стенки и при ремонте шлифовкой не выводит толщину стенки трубы за пределы допустимых отклонений соответствующих стандартов и технических условий на поставку;

- вмятины на концах труб имеют глубину не более 3,5% номинального наружного диаметра;

- глубина забоин и задиров на торцах не более 5 мм;

- на концевых участках труб имеются расслоения, которые могут быть удалены обрезкой;

- если на заводском противокоррозионном и теплоизоляционном покрытии труб обнаружены дефекты, ремонт которых допускается НД на соответствующее покрытие.

Ремонт труб, предназначенных для строительства подводных переходов, не допускается.

6.1.3.4 Контроль труб с покрытием

6.1.3.4.1 На трубах с наружным полиэтиленовым или эпоксидным и внутренним эпоксидным покрытиями дополнительно контролируют:

- длину неизолированных концов труб;

- толщину внутреннего и наружного покрытия;

- внешний вид внутреннего и наружного покрытия;

- комплектность и геометрические размеры соединительных элементов для защиты внутреннего покрытия;

- угол скоса покрытия к телу трубы;

- диэлектрическую сплошность противокоррозионного покрытия в местах, вызывающих сомнение и на дефектных участках;

- адгезию покрытия к стали на двух трубах от партии и в местах, вызывающих сомнение.

6.1.3.4.2 Методы контроля, размеры и допустимые отклонения должны быть указаны в технических условиях на изготовление и поставку труб с покрытием.

6.1.3.4.3 При наличии локальных дефектов наружного покрытия, образовавшихся в процессе транспортирования, проведения погрузочно-разгрузочных работ и хранения, допускается их ремонт.

Для труб с внутренним покрытием, в случае выявления сквозных дефектов наружного покрытия (при которых нарушены слои покрытия до металла), рекомендуется проверить сплошность внутреннего покрытия в соответствии с требованиями НД в области повреждения наружного покрытия и местах, вызывающих сомнения. В случае выявления пробоя, трубу отложить для дальнейшего принятия решения по использованию.

6.1.3.4.4 Ремонтные материалы и технология проведения ремонта должны обеспечивать качество покрытия в соответствии с требованиями технических условий на изготовление и поставку труб с покрытием.

6.1.3.4.5 Ремонт мест повреждений осуществляют по технологической документации, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

6.1.3.4.6 Повреждения, не уменьшающие общую толщину покрытия за минимальные значения, ремонта не требуют.

6.1.3.4.7 Технология проведения ремонта должна соответствовать рекомендациям производителей ремонтных материалов.

6.1.3.4.8 Покрытие на отремонтированных участках не должно отслаиваться от основного покрытия и растрескиваться. По толщине и диэлектрической сплошности покрытие должно соответствовать требованиям НД на покрытие.

6.1.3.4.9 Указанные требования распространяются на ремонт мест повреждений наружного полимерного покрытия труб. Ремонт внутреннего покрытия в трассовых условиях не допускается.

6.1.3.4.10 Проведение ремонта заводского наружного покрытия должно осуществляться в местах складирования и хранения труб, а также непосредственно на участках строительства трубопровода после транспортирования труб и проведения строительно-монтажных работ.

6.1.3.4.11 Ремонту подлежат все сквозные и несквозные (в местах отслаивания покрытия от стали, в местах сдиров, царапин и вмятин при толщине оставшегося слоя и диэлектрической сплошности менее требований НД) повреждения покрытия, полученные при транспортировании труб от завода-изготовителя к месту проведения строительно-монтажных работ.

6.1.3.4.12 Работы по ремонту мест повреждений покрытия должны осуществляться специалистами, обученными в соответствии с ППР и технологическими картами.

6.1.3.4.13 Ремонтные бригады должны быть укомплектованы необходимым технологическим и вспомогательным оборудованием, предусмотренным технологическими картами.

6.1.3.4.14 При ремонте несквозных повреждений заводского покрытия (царапин, вмятин) применяются термоплавкие карандаши-заполнители, а также ручные пистолеты-экструдеры. Допускается осуществлять ремонт покрытия путем нагрева дефектного участка горячим воздухом (феном) или мягким пламенем, пропановой горелкой с последующим разглаживанием покрытия фторопластовым роликом или шпателем.

6.1.3.4.15 При ремонте сквозных и несквозных повреждений заводского покрытия должны применяться ремонтные материалы, совместимые по свойствам с заводским изоляционным покрытием в соответствии с рекомендациями изготовителей ремонтных материалов.

6.1.3.4.16 Материалы, используемые при ремонте мест повреждений заводского покрытия, должны отвечать требованиям стандартов или технических условий на данные материалы. Производители-поставщики ремонтных материалов должны гарантировать их качество и предоставить порядок и технологию их применения.

6.1.3.4.17 Отремонтированные участки покрытия должны быть проконтролированы по показателям: внешний вид, толщина, диэлектрическая сплошность. По данным показателям свойств покрытие на ремонтных участках должно соответствовать заводскому покрытию труб.

6.1.3.4.18 Остальные требования в соответствии ГОСТ 31448, ВСН 008, СП 245.1325800.2015.

6.1.4 Трубы, прошедшие проверку, должны быть промаркированы.

Маркировка производится на расстоянии 100-150 мм от торца несмываемой краской в следующем порядке:

- порядковый номер трубы;

- индекс категории, к которой отнесена труба после освидетельствования:

П – пригодные для использования;

Р – требующие ремонта для дальнейшего использования;

У – непригодные для использования по прямому назначению;

Б – непригодные к дальнейшему использованию.

6.1.5 Трубы, показатели которых по сертификатным данным не соответствуют требованиям стандартов, или если их номера не значатся в полученных сертификатах, исключаются из дальнейшей приемки.

6.1.6 По результатам входного контроля комиссия, назначенная приказом по организации, составляет акт, в котором указывается количество освидетельствованных труб и количество труб с различными индексами категории.

В акте должны быть указаны причины, в результате которых трубы требуют ремонта или непригодны для дальнейшего использования.

6.1.7 По результатам входного контроля трубы считаются годными при условии, что они соответствуют требованиям действующих стандартов или ТУ на поставку. Результаты контроля труб должны быть зафиксированы в журнале верификации закупленной продукции.

6.1.8 Дефекты на трубах и покрытиях, а также отклонения геометрических параметров, должны предъявляться поставщику без нарушения состояния поставки продукции.

7 ПРИМЕНЕНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

Безопасность работ с трубопроводами, в состав которых входят выпускаемые заводами Группы «ТМК» трубы, обеспечивается соответствием труб требованиям НД и соблюдением условий изготовления, испытаний, транспортирования, хранения, монтажа, эксплуатации, ремонта, диагностирования и освидетельствования труб.

На трубопроводы распространяются соответствующие их применению требования нормативной документации по промышленной безопасности и в установленном порядке оформляются разрешения на применение.

Назначенные и расчетные сроки безопасной эксплуатации трубопроводов указываются в технической документации на трубопровод. Продление сроков эксплуатации трубопроводов осуществляется по результатам экспертизы промышленной безопасности. Определение остаточного ресурса действующих трубопроводов производится на основании комплексного технического диагностирования, выполненного отдельно или в составе работ по экспертизе промышленной безопасности. (ГОСТ Р 55046-2012).

К обслуживанию трубопроводов допускается персонал, обученный и аттестованный в установленном порядке.

7.1 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений труб

7.1.1 Для выполнения сварочно-монтажных работ на трубопроводах следует привлекать организации, имеющие право (аттестованные) на выполнение указанных работ. Технология проведения сварочных работ, сварочные материалы и оборудование, предназначенные для использования при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и капитальном ремонте, должны быть согласованы с заказчиком и аттестованы.

7.1.2 При строительстве и ремонте трубопроводов и их элементов допускаются к применению промышленные методы сварки в установленном порядке, обеспечивающие необходимую эксплуатационную надежность сварных соединений.

Определение способа сварки осуществляется подрядчиком и согласовывается с заказчиком.

7.1.3 Сварка трубопроводов и их элементов производится в соответствии нормативной документацией.

7.1.4 Для выполнения сварочных работ допускаются сварщики (операторы сварочных установок) ручной, механизированной сварки, операторы автоматической сварки, не моложе 18 лет, имеющие начальное профессиональное образование по указанной профессии, и аттестованные в соответствии с требованиями действующего законодательства.

Специалисты допускаются к тем видам работ в сварочном производстве, которые указаны в их удостоверениях.

Присвоенные при аттестации личные шифры клейм должны быть закреплены за сварщиками распорядительным документом организации, выполняющей сварочные работы.

7.1.5 Сварочные материалы должны иметь сертификаты и удовлетворять требованиям государственных стандартов или технических условий.

Выбор и назначение сварочных материалов выполняется исходя из:

- способа и технологии сварки;
- классов прочности и номинальных размеров (диаметр, толщина стенки) свариваемых элементов;
- сварочно-технологических свойств и производительности наплавки;
- схемы организации сварочно-монтажных работ.

При сварке соединений труб, труб и соединительных деталей из сталей различных классов прочности сварочные материалы назначаются:

- для соединений стенок одной толщины - по меньшему классу прочности;
- для соединений стенок разной толщины - по большему классу прочности.

Сварочные материалы, до производства сварочных работ на трубопроводах, должны пройти квалификационные испытания в объеме аттестации технологий (способов) сварки, для которых эти сварочные материалы предназначены.

7.1.6 При отсутствии сертификатов сварочные материалы допускается использовать после проверки химического состава и механических свойств наплавленного металла.

7.1.7 Типы, конструктивные элементы подготовленных кромок и сварных швов должны соответствовать НД.

7.1.8 При строительстве и ремонте рекомендуется применять аттестованную технологию сварки. При сварке стыков труб с внутренним покрытием должна быть обеспечена его сохранность.

7.1.9 Необходимость и режим термообработки сварных соединений определяются конкретными параметрами трубопровода в процессе аттестации технологии сварки и указываются в проекте и технологических картах. Термообработку следует проводить после получения положительных результатов неразрушающего контроля качества сварного соединения.

7.1.10 Сварные соединения, выполненные в процессе ведения работ по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту трубопроводов, подлежат контролю качества методами неразрушающего контроля. Объем и методы контроля сварных соединений должны быть определены проектной документацией.

7.1.11 Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

7.1.13 Магистральные и внутрипромысловые трубопроводы

7.1.13.1 Сборку, сварку и контроль качества сварных соединений трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, СП 406.1325800.2018 и с учётом требований данного Руководства.

7.1.13.2 Перед сборкой и сваркой труб необходимо:

- произвести визуальный осмотр поверхности труб, включая зоны заводских продольных швов, при этом трубы и их покрытия не должны иметь недопустимых дефектов, регламентированных техническими условиями на поставку труб;
- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;
- очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 15 мм.

Перед сборкой необходимо обрезать деформированные концы труб и участки с поврежденной поверхностью труб.

Допускается правка плавных вмятин по телу трубы или правка деформированных торцов труб глубиной не более 3,5% диаметра труб с помощью безударных разжимных приспособлений в соответствии с требованиями аттестованной технологии проведения сварочных работ.

При сборке **запрещается** любая ударная правка труб.

При сборке заводские продольные швы следует смещать относительно друг друга не менее чем на 75 мм при диаметре труб до 529 мм и не менее чем на 100 мм при диаметре труб более 529 мм.

В случае технической невозможности при сборке труб диаметром более 529 мм соблюдения требований по "разведению" заводских швов, расстояния между этими смежными швами производитель работ должен согласовывать в каждом отдельном случае с представителем заказчика.

Заводские продольные швы следует располагать в верхней половине периметра свариваемых труб.

При использовании труб с внутренним покрытием подготовку концов труб под сборку, сборку и сварку труб производить в соответствие с документацией предприятия изготовителя с учётом требований данного Руководства.

7.1.13.3 Собирать стыки труб диаметром 508 мм и более следует на внутренних центраторах гидравлического или пневматического типа. Центратор не должен оставлять царапин, задиров и масляных пятен на внутренней поверхности труб.

При выполнении захлестов, в том числе путем вварки катушки, стыков соединений труба + соединительная деталь, труба + запорная арматура, а также в случаях, когда применение внутренних центраторов технически невозможно, сборку соединений осуществляют на наружных центраторах преимущественно гидравлического типа.

При выполнении сборки стыков на наружном центраторе он может быть удален после выполнения не менее 60% периметра корневого слоя шва. При этом участки корневого слоя шва должны равномерно располагаться по периметру стыка. После удаления центратора все сваренные участки должны быть зачищены, а их концы обработаны абразивным кругом.

Начало и конец сварного шва должен отставать от заводского шва не ближе:

- 75 мм для труб диаметром менее 1020 мм;
- 100 мм для труб диаметром более 1020 мм.

7.1.13.4 При сборке трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки (если она необходима).

7.1.13.5 Расстояние от поперечного сварного соединения до края опоры или подвески должно обеспечить при необходимости возможность его термообработки и контроля.

7.1.13.6 При сборке допустимое смещение наружных кромок электросварных труб с толщиной стенки 10 мм и более не должно превышать 20% нормативной толщины стенки, но должно составлять не более 3 мм. При толщине стенки менее 10 мм допустимое смещение наружных кромок не должно превышать 40% нормативной толщины стенки, но составлять не более 2 мм. Измерение величины смещения кромок допускается осуществлять шаблоном по наружным поверхностям труб.

При сборке стыков бесшовных труб с нормативной толщиной стенки 10 мм и более смещение их внутренних кромок не должно превышать 2 мм. Допускаются местные внутренние смещения кромок труб, не превышающие 3 мм на длине не более 100 мм.

При толщине стенки менее 10 мм допускается смещение внутренних кромок не более 2 мм, а увеличение смещения свыше 2 мм на отдельных участках периметра не допускается. Величина наружного смещения при сборке бесшовных труб не нормируется, однако при выполнении облицовочного слоя шва должен быть обеспечен плавный переход поверхности шва к основному металлу.

7.1.13.7 Величина зазора и требования к прихваткам при сборке стыковых соединений назначается в зависимости от применяемых способов сварки первого (корневого) слоя шва, диаметров сварочных материалов и регламентируется в технологических картах и технологических инструкциях, но в любом случае величина зазора не

должна превышать 4 мм. Запрещается производить укладку в разделку любых закладных предметов (электроды, арматура, крепежные изделия и т.п.).

7.1.13.8 Форма разделки кромок СДТ должна удовлетворять условиям сварки и соответствовать разделке кромок привариваемых труб. При сборке стыков труб или труб с деталями трубопроводов и патрубками арматуры допускается их непосредственное соединение без дополнительной обработки кромок только в случаях:

- для толщин стенок не более 12,5 мм, если разность толщин не превышает 2,0 мм;
- для толщин стенок более 12,5 мм, если разность толщин не превышает 3,0 мм – смещения стыкуемых кромок не допускается.

К разнотолщинным соединениям следует относить соединения труб, труб с СДТ, труб с ППА, отличающихся по нормативной толщине более чем на 2 мм.

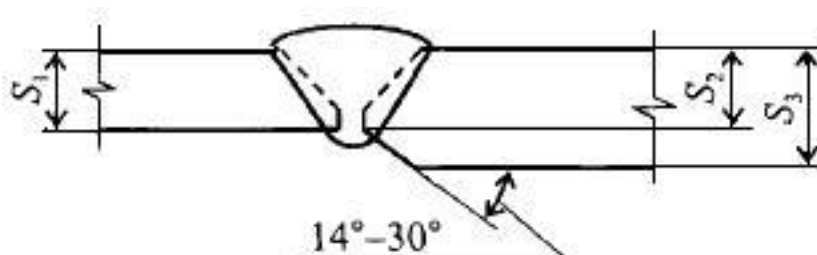
Регламентируемые варианты обработки торцов, стыкуемых разнотолщинных элементов представлены на рисунке 4.

Если в реальных условиях строительства выполнение схем подготовки кромок, приведенных на рисунке 4 невозможно, то соединение разнотолщинных элементов должно выполняться путем сварки между ними катушки промежуточной толщины шириной не менее 250 мм или переходных колец, изготовленных в заводских условиях.

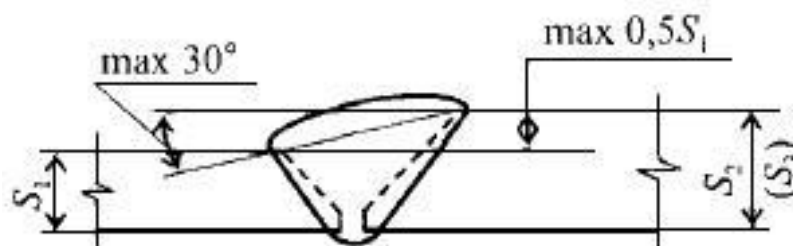
В случае несоответствия заводской разделки кромок труб и обрезанных деформированных концов труб требованиям технологии сварки обработку (переточку) кромок под сварку необходимо производить механическим способом с помощью специализированных станков.

7.1.13.9 Каждый стык должен иметь клеймо сварщика или бригады сварщиков, выполняющих сварку. На стыки труб из стали с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 Н/мм^2 (55 кгс/мм^2) клейма должны наноситься механическим способом или наплавкой. Стыки труб из стали с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 Н/мм^2 (55 кгс/мм^2) и более маркируются несмываемой краской снаружи трубы.

Клейма наносятся на расстоянии 100-150 мм от стыка в верхней полуокружности трубы.

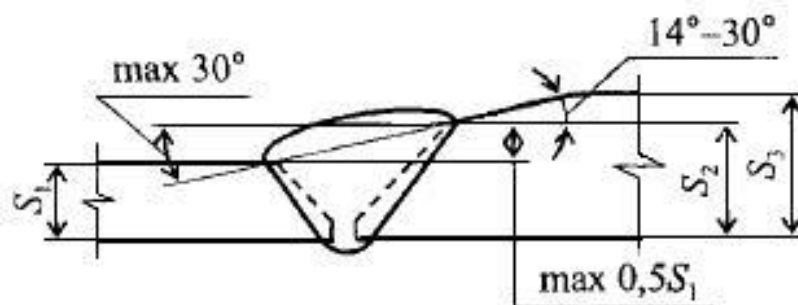


Обработка стенки с толщиной S_3 с внутренней стороны до размера $S_2 = S_1$

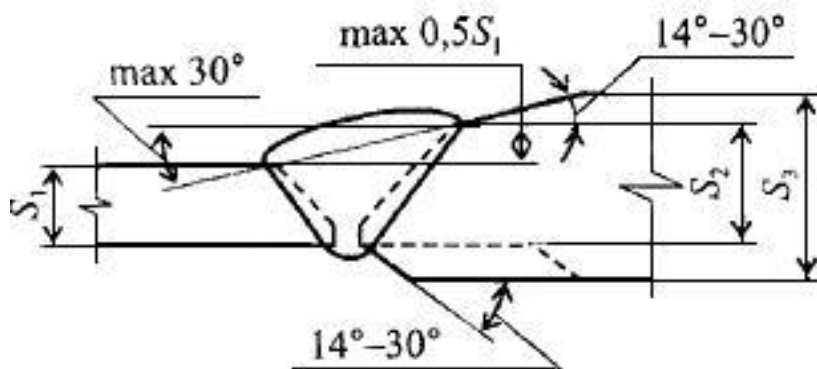


Соединение $S_2 (S_3) / S_1 \leq 1,5$ без дополнительной обработки свариваемых

торцов $S_2 = S_3$



Обработка стенки с толщиной S_3 с наружной стороны до размера $S_2 \leq 1,5 S_1$



Обработка стенки с толщиной S_3 с наружной и внутренней стороны до размера $S_2 \leq 1,5 S_1$

S_1 - толщина стенки тонкостенного элемента; S_2 - толщина свариваемого торца толстостенного элемента; S_3 - толщина стенки толстостенного элемента

Рисунок 4 - Регламентируемые варианты обработки торцов стыкуемых разнотолщинных элементов

7.1.13.10 Приварка каких-либо элементов, кроме катодных выводов, в местах расположения поперечных кольцевых швов не допускается. В случае если проектом предусмотрена приварка элементов к телу трубы, расстояние между швами трубопровода и швом привариваемого элемента должно быть не менее 100 мм.

7.1.13.11 При сварке трубопровода в нитку сварные стыки должны быть привязаны к пикетам трассы и зафиксированы в исполнительной документации.

7.1.13.12 При перерыве в работе более 2 часов концы свариваемого участка трубопровода следует закрывать инвентарными заглушками для предотвращения попадания внутрь трубы снега, грязи т.п.

7.1.13.13 Кольцевые стыки стальных трубопроводов могут свариваться дуговыми методами сварки или стыковой сваркой оплавлением.

7.1.13.14 Допускается выполнение сварочных работ при температуре воздуха до минус 50 °С.

При скорости ветра более 10 м/с, а также, при выпадении атмосферных осадков производить сварочные работы без инвентарных укрытий запрещается.

7.1.13.15 Монтаж трубопроводов следует выполнять только на монтажных опорах. Применение грунтовых и снежных призм для монтажа трубопровода не допускается.

7.1.13.16 Контроль поперечных сварных соединений МТ и ВПТ

7.1.13.16.1 Все сварные соединения должны быть проконтролированы в объеме не менее 100%. Выбор конкретных методов контроля и объема контроля каждым методом должен осуществляться в соответствии с требованиями проектной документации.

7.1.13.16.2 Пооперационный контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки в соответствии с технологической картой на сварку;

Пооперационный контроль должен включать в себя:

- контроль геометрических параметров разделки кромок в соответствии с технологической картой на сварку;
- контроль очистки поверхности концов труб, подготовленных под сварку, и кромок от ржавчины, окалины, влаги и прочих загрязнений;
- контроль сборки труб под сварку (значения зазора, превышения кромок и соосности стыкуемых труб);
- контроль просушки и температуры подогрева свариваемых кромок;
- контроль сварочных материалов на соответствие технологической карте на сварку;
- контроль технологических параметров режимов сварки и термической обработки, предусмотренных в технологических инструкциях и картах;
- контроль очистки сварного шва от шлака и брызг;
- контроль маркировки сварного шва.

7.1.13.16.3 При приемочном контроле сварных соединений должен производиться:

- а) визуальный и измерительный контроль каждого сварного соединения;
- б) контроль каждого сварного соединения неразрушающими методами;
- в) оценка качества сварного соединения, сваренного автоматической стыковой контактной сваркой оплавлением, путем контроля зарегистрированных параметров процесса сварки;
- г) механические испытания и металлографические исследования в соответствии с ГОСТ 6996.

ВИК следует выполнять в соответствии с технологической картой контроля, разработанной специалистами уровня квалификации не ниже II и утвержденной руководителем организации, выполняющей контроль.

ВИК должен выполняться в объеме 100% до проведения НК сварного соединения физическими методами, а для сварных соединений, подлежащих термообработке, как до, так и после ее выполнения.

Недопустимые дефекты, выявленные при ВИК, должны быть устранены до выполнения НК физическими методами. При применении АВИК, совмещенного с системами УЗК или РК, порядок применения методов должен быть определен методикой выполнения работ, согласованной с застройщиком (техническим заказчиком).

Для измерения размеров поверхностных дефектов сварных соединений необходимо применять исправные, прошедшие метрологическую поверку инструменты и приборы.

Перед проведением ВИК внутренняя и наружная поверхности труб, СДТ, ТПА подлежат зачистке до металлического блеска на расстоянии, необходимом для проведения контроля, но не менее 100 мм.

При доступности сварных соединений для визуального контроля с двух сторон контроль следует проводить как с наружной, так и с внутренней стороны.

В выполненном сварном соединении при проведении ВИК следует контролировать:

- наличие маркировки шва и правильность ее выполнения;
- наличие клейма сварщика (бригады сварщиков);
- отсутствие (наличие) поверхностных трещин всех видов и направлений;
- отсутствие (наличие) на поверхности сварных соединений дефектов (пор, включений, отслоений, прожогов, свищей, наплывов, усадочных раковин, подрезов, непроваров, брызг расплавленного металла, незаваренных кратеров, грубой чешуйчатости, прижогов металла в местах касания сварочной дугой поверхности основного металла);
- наличие зачистки поверхности сварного соединения изделия (сварного шва и прилегающих участков основного металла) под последующий НК;
- контроль геометрических параметров сварных швов, включая ширину, высоту и плавность перехода от сварного шва к основному металлу, величину смещения кромок и взаимного смещения заводских швов.

Высота и ширина сварного шва должны определяться не реже, чем через 1 м по длине соединения, но не менее чем в трех сечениях, равномерно расположенных по длине шва.

Стыки, выполненные дуговой сваркой, очищаются от шлака и подвергаются внешнему осмотру. При этом они не должны иметь трещин, подрезов глубиной более 0,5 мм, недопустимых смещений кромок, кратеров и выходящих на поверхность пор.

Усиление шва должно быть высотой в пределах от 1 до 3 мм и иметь плавный переход к основному металлу.

Стыки, выполненные стыковой сваркой оплавлением, после снятия внутреннего и наружного грата должны иметь усиление высотой не более 3 мм. При снятии внутреннего и наружного грата не допускается уменьшение толщины стенки трубы.

Результаты визуального и измерительного контроля должны быть зафиксированы в журнале неразрушающего контроля и оформлены заключением.

Дефекты, выявленные при визуальном и измерительном контроле и не требующие для их устранения применения сварки, должны быть устранены до выполнения последующего радиографического и/или ультразвукового контроля.

Контроль каждого сварного соединения неразрушающими методами должен проводиться в соответствии с ГОСТ 7512, ГОСТ 18442, ГОСТ 20426, ГОСТ Р 54907, ГОСТ Р 55724, ГОСТ Р 56512. Неразрушающий контроль проводят специально обученные и аттестованные в соответствии с требованиями действующего законодательства специалисты.

Все 100% сварных соединений должны быть проконтролированы физическими методами. По требованию заказчика объемы контроля отдельных участков трубопроводов могут быть увеличены.

Каждое сварное соединение магистральных и промышленных трубопроводов, выполненное дуговой сваркой, должно быть проконтролировано методами РК и/или УЗК. Объем и очередность применения методов, уровни качества сварных соединений и нормы контроля определяются в проектной документации.

Сварные соединения, выполненные автоматической стыковой контактной сваркой оплавлением, контролируют только методом УЗК.

Для применения других, не перечисленных в настоящем пункте методов НК, должны быть разработаны технология контроля с использованием предлагаемого метода, соответствующая технологическая инструкция и технологические карты. Разработанная технология должна быть согласована с застройщиком (техническим заказчиком).

Требования к методам неразрушающего контроля, объему применения каждого метода неразрушающего контроля, должны быть установлены в проектной документации и отражены в технологических картах, разрабатываемых в составе ППР и согласованных с заказчиком.

При этом методика контроля должна предусматривать выявление всех дефектов, превышающих установленные нормы, в том числе продольных и поперечных трещин.

Ультразвуковой контроль следует проводить для выявления внутренних и выходящих на поверхность протяженных (непровары, несплавления, трещины, подрезы, цепочки скопления пор и включений) и непротяженных (одиночные газовые поры, шлаковые включения) дефектов

Ультразвуковой контроль проводят для сварных соединений, признанных годными по результатам ВИК.

Оценку допустимости выявленных при УЗК дефектов следует выполнять в соответствии с требованиями проектной документации.

Рекомендуемые критерии отбраковки кольцевых сварных соединений трубопроводов по результатам неразрушающих методов контроля следует принимать согласно Приложению А СП 86.13330.2014.

Сварные соединения трубопроводов, выполненные с применением электродуговой сварки, контролируют с применением визуального и измерительного, капиллярного, магнитопорошкового, радиографического и ультразвукового методов контроля. Капиллярный или магнитопорошковый метод используется в качестве дополнительного метода для уточнения результатов визуального и измерительного контроля по решению специалиста НК второго уровня.

При контроле (регистрации) параметров стыковой контактной сварки оплавлением оценка качества по результатам регистрации параметров процесса сварки должна производиться на каждом кольцевом сварном соединении, выполненном автоматической стыковой контактной сваркой оплавлением. При этом обязательной проверке подлежат следующие параметры процесса: первичное напряжение на сварочном трансформаторе; сварочный ток; время сварки; скорость сближения кромок в начальный и конечный периоды оплавления; скорость осадки; припуск на оплавление и осадку; время осадки под током.

Кроме контроля параметров процесса сварки должны выполняться ВИК и АУЗК по соответствующим инструкциям.

Механические испытания сварных соединений, выполненных автоматической стыковой контактной сваркой оплавлением, производят в соответствии с ГОСТ 6996, при аттестации технологии сварки, допускных испытаниях сварщиков, при контроле качества сварных соединений и проверке системы автоматического управления стыковой контактной сваркой оплавлением.

Число образцов, схема их вырезки, методика проведения испытаний, критерии оценки должны быть представлены в технологической инструкции по автоматиче-

ской стыковой контактной сварке оплавлением. Сварные соединения считаются годными, если зарегистрированные фактические параметры процесса полностью соответствуют заданным значениям с учетом установленных технологической инструкцией допустимых отклонений

7.1.13.17 Остальные требования в соответствии с ВСН-012, СП 406.1325800.2018 и технической документацией по НК качества сварных соединений.

7.1.13.18 По результатам НК сварные соединения подразделяют на категории, обозначаемые как "Годен", "Ремонт", "Вырезать".

7.1.13.18.1 К категории "Годен" следует относить сварные соединения, для которых выполняется любое из условий:

- дефекты не обнаружены;
- выявлены дефекты, соответствующие критериям допустимости.

7.1.13.18.2 К категории "Ремонт" следует относить сварные соединения в случаях выявления дефектов, не соответствующих критериям допустимости, но которые по совокупности признаков могут быть отремонтированы.

7.1.13.18.3 Категории "Вырезать" следует относить сварные соединения, для которых выполняется любое из условий:

- выявлен дефект, идентифицированный по совокупности признаков как трещина;
- суммарная длина дефектных участков превышает допустимые критерии;
- сварное соединение не может быть отнесено к категории "Годен" после проведенного ремонта;
- сварное соединение трубы диаметром менее 100 мм с обнаруженными в нем недопустимыми дефектами.

7.1.13.19 При оценке качества сварных соединений разнотолщинных элементов нормы оценки дефектов следует принимать по элементу меньшей толщины.

7.1.14 Технологические трубопроводы

7.1.14.1 Резка труб и подготовка кромок под сварку производится механическим способом. Допускается применение воздушно-дуговой и плазменной резки для труб из всех марок сталей. При огневой резке труб должен быть предусмотрен припуск на механическую обработку, величина которого определяется нормативно-технической документацией.

7.1.14.2 Подготовленные под сварку кромки труб и других элементов, а также прилегающие к ним участки по внутренней и наружной поверхностям шириной не менее 20 мм, должны быть очищены от ржавчины и загрязнений до металлического блеска и обезжирены.

Отклонение величины c от перпендикулярности подготовленных под сварку торцов к оси трубы (рисунок 5), измеренное наложением угольника на базовую поверхность длиной не менее 100 мм, не должно превышать 2 мм.

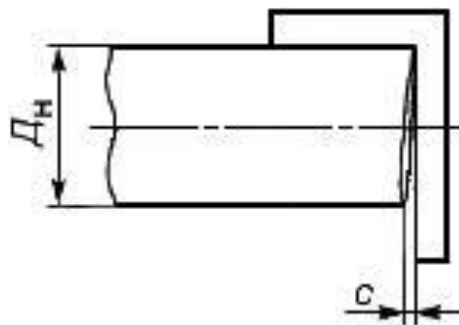


Рисунок 5 – Отклонение от перпендикулярности подготовленных под сварку торцов к оси трубы

7.1.14.3 Сборка стыков труб под сварку должна производиться с использованием центровочных приспособлений, обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружности стыка, а также с помощью прихваток или привариваемых на расстоянии 50 – 70 мм от торца труб временных технологических креплений.

Технологические крепления должны быть изготовлены из стали того же класса, что и свариваемые трубы.

7.1.14.4 При сборке стыка необходимо предусмотреть возможность свободной усадки металла шва в процессе сварки. Не допускается выполнять сборку стыка с натягом.

7.1.14.5 При сборке труб и других элементов смещение кромок по наружному диаметру не должно превышать 30 % от толщины тонкостенного элемента, но не более 5 мм. При этом, плавный переход от элемента с большей толщиной стенки к элементу с меньшей толщиной обеспечивается за счет наклонного расположения поверхности сварного шва. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то для обеспечения плавного перехода необходимо проточить конец трубы с большим наружным диаметром под углом не более 15°.

7.1.14.6 В собранных под сварку стыковых соединениях из труб и деталей одинаковой номинальной толщины, не подлежащих механической обработке после сварки в зоне шва, допустимое смещение кромок (несовпадение поверхностей соединяемых деталей) должно быть не более соответствующих величин, указанных в таблице 1.

Таблица 1- Нормы допускаемых смещений кромок при сборке поперечных стыковых соединений

В миллиметрах	
Номинальная толщина соединяемых деталей, S	Максимальное допускаемое смещение кромок в стыковых соединениях
До 6	$0,1S + 0,3$
От 7 до 10	$0,15S$
Св. 10 до 20	$0,05S + 1,0$
Св. 20	$0,1S$, но не более 3

7.1.14.7 Если смещение кромок превышает допустимое значение, то для обеспечения плавного перехода необходимо проточить конец трубы с большим наружным

диаметром под углом не более 15° . Примеры конкретных форм перехода от большей толщины к меньшей приведены на рисунке 6.

7.1.14.8 Конкретные формы указанного перехода должны устанавливаться конструкторской (проектной) документацией, исходя из требований расчета на прочность и из необходимости обеспечения контроля сварных соединений всеми предусмотренными методами.

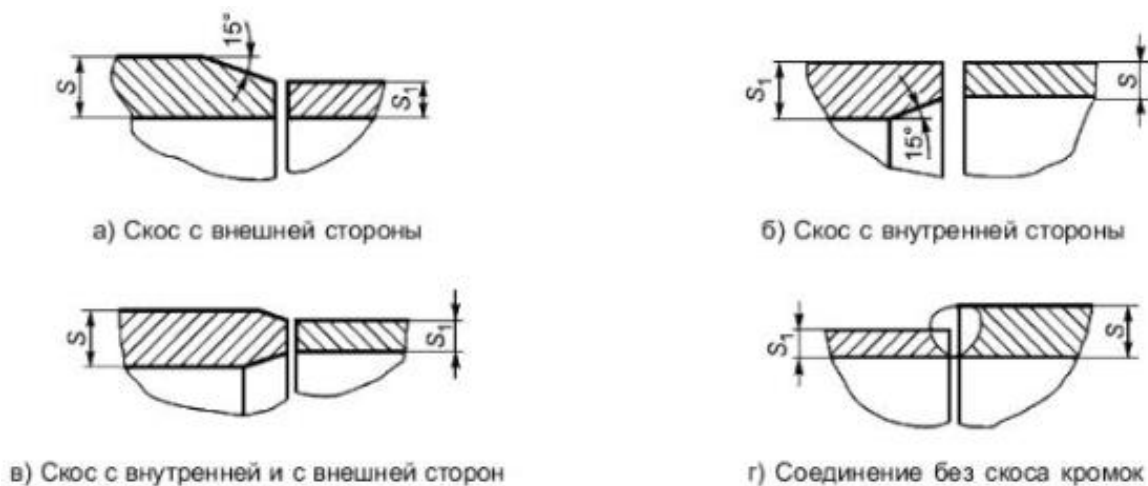


Рисунок 6 – Примеры конкретных форм перехода от большей толщины к меньшей

7.1.14.9 Отклонение от прямолинейности собранного встык участка трубопровода, замеренное линейкой длиной 400 мм в трех равномерно расположенных по периметру местах на расстоянии 200 мм от стыка, не должно превышать:

- 1,5 мм - для трубопроводов $PN > 100$ и трубопроводов I категории;
- 2,5 мм - для трубопроводов II-V категорий.

7.1.14.10 Способ сварки и сварочные материалы при выполнении прихваток должны соответствовать способу и сварочным материалам при сварке корня шва.

7.1.14.11 Прихватки необходимо выполнять с полным проваром и полностью перешлавливать их при сварке корневого шва.

7.1.14.12 К качеству прихваток предъявляются такие же требования, как и к основному сварному шву. Прихватки, имеющие недопустимые дефекты, обнаруженные внешним осмотром, должны быть удалены механическим способом.

7.1.14.13 Прихватки должны быть равномерно расположены по периметру стыка. Их количество, длина и высота зависят от диаметра и толщины трубы, а также способа сварки в документации.

7.1.14.14 Сборка стыков труб и других элементов, работающих под давлением до 10 МПа (100 кгс/см^2), может осуществляться на остающихся подкладных кольцах или съемных медных кольцах.

7.1.14.15 Контроль качества сварных соединений ТТ

7.1.14.15.1 Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- а) пооперационный контроль;
- б) внешний осмотр и измерения;
- в) ультразвуковой или радиографический контроль;
- г) капиллярный или магнитопорошковый контроль;

- д) определение содержания ферритной фазы;
- е) стилоскопирование;
- ж) измерение твердости;
- з) механические испытания;
- и) контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.), предусмотренными проектом;
- к) гидравлические или пневматические испытания.

Окончательный контроль качества сварных соединений, подвергающихся термообработке, должен проводиться после проведения термообработки.

Конструкция и расположение сварных соединений должны обеспечивать проведение контроля качества сварных соединений, предусмотренными документацией методами.

7.1.14.15.2 Пооперационный контроль предусматривает:

- а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;
- б) проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);
- в) проверку температуры предварительного подогрева;
- г) проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);
- д) проверку режимов термообработки сварных соединений.

7.1.14.15.3. Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

7.1.14.15.4 По результатам внешнего осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- а) форма и размеры шва должны быть стандартными;
- б) поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой; ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы не допускаются.

7.1.14.15.5 Неразрушающему контролю подвергают наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется ТУ на объект и действующими НД.

7.1.14.15.6 Дефекты, обнаруженные в процессе контроля, должны быть устранены, с последующим контролем исправленных участков.

Исправлению подлежат все дефектные участки сварного соединения, выявленные при внешнем осмотре и измерениях, а также контроле неразрушающими физическими методами.

Остальные требования в соответствии с ГОСТ 32569.

7.1.15. Ремонт сварных соединений

7.1.15.1 Технология ремонта должна разрабатываться с оформлением технологической карты подрядчиком до начала работ и проходить аттестацию.

7.1.15.2 Ремонт сварных соединений, выполненных способами сварки, регламентированными СП 86.13330.2014, СП 406.1325800.2018 и имеющих недопустимые дефекты, следует осуществлять ручной дуговой сваркой электродами с основным видом покрытия сварщиками, аттестованными по данному виду работ в соответствии с действующим законодательством.

7.1.15.3 К ремонтным работам допускаются сварщики, успешно прошедшие допускные испытания по выполнению ремонтных работ в соответствии с аттестованной технологией ремонта сваркой.

Ремонтные работы на сварном стыке должны осуществляться одним сварщиком.

Допускается ремонт следующих дефектов:

- шлаковых включений;
- пор;
- непроваров;
- несплавлений;
- подрезов.

Стыки с трещинами ремонту не подлежат и должны быть вырезаны.

Также не допускается ремонт пор и свищей в местах выхода расслоений на кромки. Ремонт сваркой труб при строительстве подводных переходов запрещается.

Длина разделки одного ремонтного участка должна быть не менее 50 мм. Суммарная длина ремонтируемых участков шва с недопустимыми дефектами не должна превышать 1/6 периметра стыка.

Выборка дефектных участков должна осуществляться механическим способом или плазменной строжкой. Запрещается выплавливать дефекты сваркой. Допускается их удаление газовым резаком с последующей обработкой поверхностей реза до металлического блеска шлифовальной машинкой.

7.1.15.4 Сварные кольцевые стыки труб диаметром менее 108 мм, имеющие недопустимые дефекты, подлежат вырезке.

7.1.15.5 Ремонт сварных стыков труб осуществляется снаружи, а при технической возможности и внутри, в зависимости от глубины залегания дефекта и возможности доступа к стыку изнутри трубы.

7.1.15.6 Длина участка выборки должна превышать фактическую длину наружного или внутреннего дефекта не менее чем на 30 мм в каждую сторону - для соединений диаметром от 219 мм и более; не менее чем на 20 мм в каждую сторону - для соединений диаметром до 219 мм.

7.1.15.7 Ремонт сварных стыков труб диаметром до 1020 мм разрешается осуществлять только снаружи, а труб диаметром 1020 мм и более - снаружи или изнутри, в зависимости от глубины залегания дефекта и возможности доступа к стыку изнутри трубы.

7.1.15.8 Ремонт изнутри трубы выполняется в том случае, если дефекты расположены в корневом слое шва, подварочном слое и в горячем проходе (ремонт дефектов в горячем проходе может осуществляться также снаружи трубы).

7.1.15.9 При ремонте подрезов или недостаточного перекрытия в облицовочном слое шва и подрезов в подварочном или внутреннем (при двухсторонней сварке) слоях шва выполняется вышлифовка части сечения соответствующего ремонтируемого слоя заподлицо с трубой. Ширина вышлифовки устанавливается таким образом,

чтобы ширина ремонтируемого шва не вышла за пределы допустимой величины (габариты шва). Ремонт дефектов данного вида разрешается выполнять наложением одного - двух валиков. Допускается увеличение ширины шва на участке ремонта не более чем на 2 мм.

7.1.15.10 Перед началом сварки ремонтируемого участка следует выполнить обязательный предварительный подогрев.

Для наружных или внутренних дефектных участков длиной менее 100 мм допускается местный подогрев однопламенной горелкой снаружи трубы. В других случаях необходим равномерный предварительный подогрев всего периметра стыка кольцевой газовой горелкой.

Перед началом сварки первого ремонтного слоя температура металла должна соответствовать требованиям технической документации и операционных технологических карт.

Ремонтные работы на сварном стыке должны осуществляться полностью без перерыва.

7.1.15.11 Все отремонтированные участки стыка должны быть подвергнуты визуальному и измерительному контролю и контролю физическими методами, регламентированными для конкретного сварного соединения.

Повторный ремонт одного и того же дефектного участка сварного стыка с применением сварки не допускается, стык подлежит вырезке.

7.1.15.12 Результаты проверки стыков физическими методами необходимо оформлять в виде заключений. Заключения, радиографические снимки, зарегистрированные результаты ультразвуковой дефектоскопии и ферромагнитные ленты со стыков, подвергавшихся контролю, хранятся в полевой испытательной лаборатории до сдачи трубопровода в эксплуатацию.

7.1.15.13 Остальные требования в соответствии СП 86.13330.2014, СП 406.1325800.2018.

7.2 Сварка двухсторонних стыков с изоляционным покрытием

7.2.1 Общие принципы организации и технологии производства сварочно-монтажных работ при строительстве трубопроводов из труб с двухсторонней изоляцией должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов на данный вид работ.

К сварочно-монтажным работам при строительстве трубопроводов из труб с двухсторонним изоляционным покрытием допускаются рабочие и ИТР, имеющие специальную подготовку в части применения таких труб, обученные безопасным методам производства работ и аттестованные в установленном порядке на право осуществлять сварочные процессы на этих трубах.

7.2.3 Трубы и соединительные детали, поступающие на сборку и сварку трубопровода, не должны иметь отклонений и дефектов, превышающих по своим значениям тех величин, которые регламентированы техническими условиями на поставку труб (деталей).

Кромки труб перед сваркой следует проверить визуально с целью выявления возможных задиров, забоин, вмятин. Непосредственно перед осмотром необходимо демонтировать торцевые заглушки (при этом следует предусмотреть их организованный сбор и хранение для дальнейшего использования).

7.2.4 Сборку и сварку труб с внутренним изоляционным покрытием (независимо от того выполняются ли эти операции на трубосварочной базе или на трассе) следует проводить с применением наружных центраторов.

Общая схема процесса сборки труб с использованием внутритрубных защитных втулок должна быть следующей: со стороны наращиваемого конца плети (секции) удаляется заглушка, затем производятся подготовительные работы (удаление загрязнений из полости трубы, зачистка кромок, нанесение клеевого состава), после этого устанавливается в трубу втулка на глубину, соответствующую половине ее длины, и производится прихватка втулки к кромке трубы; на свободный конец этой втулки надвигается пристыковываемая труба, далее производится требуемая выверка геометрических размеров собранного стыка (сварочный зазор, совпадение кромок и т.п.) и его фиксация с помощью наружного центратора.

7.2.5 Процесс сварки кольцевых стыков, в основном, аналогичен тому, который традиционно используется на трубах с заданными типоразмерами. Основное отличие состоит в том, что в верхней части стыка необходимо оставлять несваренный участок длиной 10-15 мм («окно»).

Оставляемое технологическое «окно», предназначенное для обеспечения газодинамического равновесия в скрытом пространстве, ограниченном втулкой, подлежит заварке только после полного остывания стыка.

Перед тем как приступить к заварке этого «окна» необходимо выполнить с помощью шлифмашины зачистку кромок труб и ранее сваренных швов на всю глубину зоны сплавления.

7.2.6 Уточненные решения по выбору как самих режимов сварки (резки) труб, так и типа защитных устройств для предохранения изоляции должны приниматься на стадии освоения и в процессе аттестации принимаемой технологии сварки (резки) с учетом типоразмеров труб, марки стали и конкретного вида изоляционного покрытия.

При выполнении сварочно-монтажных работ не допускается использовать приемы, связанные с применением прихваток на собираемом стыке в тот момент, когда равномерность зазора по периметру труб еще не достигнута.

Помимо искажения правильной геометрии труб последствиями таких приемов могут стать нарушения целостности и герметичности соединения изолирующей втулки с трубой.

В особой мере данное предостережение относится к «захлесточным» стыкам, сборка которых, как правило, выполняется в стесненных условиях по усложненной технологии (в основном, «на весу») и требует особой тщательности исполнения.

7.2.7 Важным условием эффективного использования труб с двухсторонней изоляцией является обеспечение на всех стадиях строительства чистоты их внутренней полости. Применительно к сварочно-монтажным работам данное условие реализуется путем:

- недопущения преждевременного (в отсутствие технологической необходимости) снятия с труб концевых заглушек;

- пропуска через каждую трубу непосредственно перед началом сборочно-сварочных работ специального очистного устройства, перемещаемого с помощью штанги;
- установки по концам сваренной плети инвентарных заглушек (из числа тех, которые были ранее сняты с поставляемых труб).

Извлеченные из полости труб загрязнения необходимо собирать в контейнеры и отправлять в места захоронения (утилизации), указанные в проекте.

Освободившиеся после завершения сварочно-монтажных работ инвентарные заглушки должны быть собраны, упакованы в тару и переданы для повторного использования или для применения в других целях (в соответствии с имеющимися на этот счет обязательствами).

7.2.8 При выполнении сварочно-монтажных работ в трассовых условиях для обеспечения требуемого качества их выполнения и гарантированной сохранности изоляционного покрытия (как внутреннего, так и внешнего) необходимо соблюдать следующие требования:

- не допускать растрескивание, вздутие и отслоения заводского покрытия соединяемых изолированных труб на участке поверхности, прилегающем к зоне сварного шва;
- раскладка труб вдоль трассы должна осуществляться по схеме, исключающей в процессе монтажа неоправданные их перемещения к месту сборки;
- размещение на строительной полосе отдельных труб (секций) и сваренной плети должно производиться на деревянные лежки или мешки, заполненные песком;
- при выполнении сборки и сварки труб должны использоваться инвентарные монтажные опоры (в виде сварных конструкций с мягкими опорными ложементами или кладок из деревянных брусьев);
- строповку подаваемых на монтаж труб следует производить только в тех местах, которые предусмотрены технологической картой; в зоне контакта трубы с полотном не должно находиться посторонних предметов, а также наледи и грязи.

7.2.9 Формируемая при сварке плеть должна быть, по возможности, равноудаленной от проектной оси трассы, то есть от оси будущей траншеи. Соблюдение данного условия позволяет исключить необходимость в перемещении отдельных участков плети перед ее укладкой в траншею.

7.2.10 На участках трассы, где проектом предусмотрен упругий изгиб оси трубопровода, сварочно-монтажные работы следует производить теми же методами, что и на прямолинейных участках. Придание плети изогнутых очертаний допускается лишь после того, как на данном участке все стыки будут полностью завершены сваркой, проконтролированы и заизолированы.

7.2.11 При необходимости осуществлять резку труб в полевых условиях (с целью замены «катушек» с дефектными стыками, для ликвидации технологических разрывов, при сварке линейной арматуры и т.п.) следует пользоваться защитными поясами, охватывающими одновременно весь периметр трубы и обеспечивающими предохранение наружного покрытия от брызг расплавленного металла.

Целесообразно использовать при этом пояса специальной конструкции, которые содержат в себе встроенные медные пластины, обеспечивающие активный теплоотвод и способствующие тем самым обеспечению сохранности внутреннего покрытия.

Помимо методов газопламенной резки могут быть использованы безогневые методы резки с применением механических труборезов.

7.2.12 Для защиты изоляционного покрытия от брызг металла при сварке также необходимо пользоваться защитными поясами, при этом их конструкция может выбираться из числа типовых (т.е. без дополнительных медных пластин).

7.2.13 При врезке в нитку трубопровода линейной арматуры, при ликвидации технологических разрывов (сварке «катушек», монтаже захлестов) могут возникнуть дополнительные сложности, связанные с размещением изолирующих втулок. Данное обстоятельство необходимо учитывать заблаговременно, начиная со стадии разработки ППР, при этом необходимо стремиться свести к минимуму количество стыков, требующих применения «захлесточных» технологий.

Применительно же к тем случаям, когда исключить такие стыки не удастся, схемы производства работ по сборке труб должны удовлетворять одному из следующих дополнительных условий:

- совмещение работ по монтажу нитки трубопровода с укладкой плетей относительно небольшой длины (при которой сохраняется возможность осуществлять их продольное перемещение для выполнения «надвижки» на втулку);

- создание за счет монтажного упругого изгиба компенсационной «петли», обеспечивающей запас длины трубопровода (в пределах 8-15 см), который необходим для беспрепятственного прохода втулки в пристыковываемую плеть;

- использование патрубков-вставок специальной конструкции, применение которых исключает необходимость производить внутреннюю изоляцию стыка.

7.2.14 Разработка технологических решений по монтажу захлесточных стыков должна проводиться на основе предварительных расчетных обоснований с учетом конкретных условий строительства и принятых проектных решений (в частности, касающихся минимально допустимой температуры замыкания расчетной схемы трубопровода).

Производство сварочно-монтажных работ целесообразно осуществлять, совмещая их с укладкой плетей в проектное положение. С этой целью предусматривается организовать на вершине склона монтажную площадку, к которой должно производиться протаскивание по дну траншеи плети по мере ее наращивания.

Для предохранения изоляционного покрытия протаскиваемую плеть необходимо снабжать футеровкой (например, из полимерной рейки).

7.2.15 При наличии в нитке трубопровода труб с различной номинальной толщиной стенки необходимо, помимо технологических требований, предусмотренных СП 86.13330.2014 (относительно сварки разнотолщинных труб), дополнительно учитывать факт различия внутренних диаметров стыкуемых труб, из-за которого становится невозможным использовать типовые изолирующие втулки.

Применительно к таким случаям возможна реализация одного из приведенных ниже решений:

- использование специально изготовленных под конкретный проект (в заданном объеме и с требуемыми размерами) несимметричных втулок;

- применение фланцевых или муфтовых соединений заданных типоразмеров;

- использование переходных колец заводского изготовления, у которых присоединительные размеры концов соответствуют размерам стыкуемых труб.

7.2.16 При прокладке трубопровода на участках трассы с крутыми и затяжными продольными уклонами производство сварочно-монтажных работ целесообразно осуществлять, совмещая их с укладкой плетей в проектное положение. С этой целью

предусматривается организовать на вершине склона монтажную площадку, к которой должно производиться протаскивание по дну траншеи плети по мере ее наращивания.

Для предохранения изоляционного покрытия протаскиваемую плеть необходимо снабжать футеровкой (например, из полимерной рейки).

Выбор метода строительства трубопровода на таких участках должен осуществляться на стадии создания рабочего проекта (в т.ч. при разработке ПОС).

7.2.17 Производство сварочно-монтажных работ на участках надземной прокладки может быть организовано по одной из следующих схем:

- потрубная сборка плетей непосредственно в проектном положении (на ригелях эксплуатационных опор); сварка при этом осуществляется с подмостей;

- монтаж плетей на строительной полосе с использованием временных (инвентарных) опор с последующей укладкой их в проектное положение и сваркой замыкающих стыков на подходах к компенсаторам;

- комбинированная технология, предусматривающая подъем, по мере готовности, сваренного участка плети на эксплуатационные опоры; зона выполнения сварочных работ при этом находится в относительно удобном положении (т.е. на строительной полосе).

Применительно к выбранной схеме в составе рабочего проекта должны быть указаны дополнительные расчетные сведения, касающиеся допустимых температур замыкания системы, особенностей регулировки опор, условий растяжки компенсаторов и т.п.

На основе детально разработанного проекта в составе ППР необходимо представить обоснованные решения по производству работ для каждого из таких участков.

7.2.18 Контроль качества сварки должен осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов на данный вид работ с учетом дополнительных положений, содержащихся в ТУ на поставку труб и соединительных деталей применительно к тем особенностям, которые связаны с наличием на них двухсторонней изоляции.

7.2.19 Методы контроля сварочных материалов, исходной геометрии труб, режимов сварки, а также объемы контроля должны назначаться из числа стандартизованных и прошедших аттестацию применительно к использованию рассматриваемого сортамента труб.

Качество готовых сварных соединений должно оцениваться с помощью существующих методов, механических испытаний и физического неразрушающего контроля и в тех же объемах, которые регламентированы для проверки соединений труб традиционной конструкции.

Применительно к контролю стыков, выполненных с присутствием изолирующей втулки, необходимо до начала работ на конкретном объекте (группе объектов) выполнить - в составе мероприятий по аттестации технологии сварки - тестовые испытания предполагаемых средств контроля с целью выявления эффективности их практического использования.

7.2.20 Для обеспечения безопасных условий труда при производстве сварочно-монтажных работ необходимо строго руководствоваться требованиями действующих нормативных документов [44], а также регламентами заводов-изготовителей труб (соединительных деталей) и изолирующих втулок в части соблюдения особых условий на

использование их продукции. В частности, необходимо при этом учитывать возможность и предусматривать соответствующие меры защиты относительно повышенных газовыделений при сварке стыков с установленными внутри на клеевой основе втулками.

7.3 Требования к организации работ по нанесению внутреннего и наружного изоляционного покрытия сварных соединений труб.

7.3.1 При выполнении работ по созданию антикоррозионной защиты стыков труб, в трассовых условиях необходимо руководствоваться основополагающими требованиями действующих общегосударственных и ведомственных нормативных документов, а также положениями, изложенными в специальных разработках предприятий, осуществляющих данный вид деятельности.

7.3.2. При комплектации строительных подразделений, специализирующихся на выполнении изоляционных работ средствами механизации, необходимо обеспечивать полную комплектность оборудования, исходя из диаметра используемых труб, объемов и заданного темпа строительства, а также с учетом местных условий (климата, рельефа и других факторов).

7.3.3 Материалы, используемые для изоляции стыков, должны иметь соответствующие сопроводительные документы (сертификаты, паспорта). При получении материалов необходимо осуществлять входной контроль в объеме, предусмотренном условиями их поставки.

Материалы, для которых предусмотрена заводская упаковка, не должны приниматься получателем без составления специальной дефектной ведомости, если упаковка оказалась поврежденной или она не соответствует принятым условиям.

Материалы, не прошедшие входной контроль, должны храниться отдельно от пригодных для использования.

7.3.4 Нанесение наружных противокоррозионных покрытий на зону сварного стыка и прилегающие участки заводского покрытия производится в соответствии с техническими условиями и операционными технологическими картами. Защитные свойства наружных противокоррозионных покрытий в зоне сварных стыков труб должны соответствовать аналогичным показателям основного покрытия труб.

7.3.4.1 В полевых условиях (на трубосварочных базах и на трассе) для наружной изоляции зон сварных стыков могут быть использованы термоусаживающиеся муфты, манжеты или ленты. Выбор материалов и методов нанесения изоляционных покрытий должен производиться на стадии разработки проектной документации.

7.3.4.2 К началу работ по нанесению наружной изоляции должны быть получены положительное заключение о качестве сварного стыка и разрешение на изоляцию.

7.3.4.3 Процесс изоляции зон сварных стыков включает следующие основные операции:

- очистку изолируемой поверхности;
- осушку и подогрев изолируемой зоны;
- нанесение грунтовки (праймера);
- нанесение изоляционного покрытия;
- контроль качества нанесенной изоляции.

7.3.4.4 Очистку поверхности трубы (включая зону свободных от заводской изоляции концов и прилегающие к ней изолированные участки) следует производить с помощью электрошлифмашинок, оснащенных круглыми щетками, или с использованием пескоструйных аппаратов.

Очищенная поверхность не должна иметь следов влаги, острых выступов, задигов, застывших брызг металла и шлака.

7.3.4.5 Для придания полиэтиленовой поверхности требуемой шероховатости (что необходимо для обеспечения повышенной адгезии изоляционного материала к трубе) в ряде случаев может потребоваться дополнительная обработка этих участков на ширину до 100 мм наждачной бумагой (лентой).

При использовании пескоструйных аппаратов необходимость в этой дополнительной мере, как правило, отпадает.

7.3.4.6 Если фаска заводского покрытия имеет скос, превышающий 30° , необходимо с помощью шлифмашинки обработать кромку изоляции, приведя ее геометрию к заданной норме. Следует при этом с особой тщательностью следить за тем, чтобы не нанести риск на поверхность трубы.

7.3.4.7 После завершения работ по механической обработке зоны сварного стыка необходимо произвести ее обезжиривание. В качестве растворителя для этих целей используется, как правило, трихлорэтан; допускается использовать и другие растворители, разрешенные к применению в установленном порядке.

Растворитель наносят на текстильные салфетки, которыми тщательно протирают всю подготовленную под изоляцию поверхность, удаляя при этом все загрязнения и пыль, осевшую на трубы после механической обработки стыка.

7.3.4.8 Применяемые для изоляции стыков рулонные материалы обычно поставляются в виде готовых к использованию изделий или мерных отрезков ленты, заготовленных под изоляцию стыков на трубах заданного диаметра.

Если длина ленты в рулоне превышает необходимый размер, то необходимо, развернув рулон, отмерить заданную длину и отрезать нужную его часть.

7.3.4.9 Перед установкой ленты (манжеты) на стык необходимо произвести предварительный подогрев очищенной зоны до температуры в пределах плюс $60 - 100^\circ\text{C}$.

Нагрев, как правило, выполняют с помощью обычной пропановой горелки. Для труб диаметром 530 - 1020 мм целесообразно использовать кольцевые многофакельные горелки.

Контроль над температурой нагрева (температурный режим, равномерность распределения тепла по периметру и ширине подогреваемой зоны) должен осуществляться с помощью дистанционного быстродействующего термометра - радиационного пирометра.

Во избежание перегрева трубы и порчи заводского покрытия горелку не следует приближать к нагреваемой зоне ближе чем на 300 мм.

7.3.4.10 На подогретый участок следует нанести с помощью кисти и поролонового валика слой грунтовки; она должна ложиться на обрабатываемую поверхность ровным слоем, без подтеков и пропусков.

7.3.4.11 Нанесение термоусаживающейся ленты на стык должна производиться с соблюдением следующих условий:

- не допускается появления перекосов ленты (манжеты);

- величина нахлестов на заводское покрытие с каждой стороны должна быть одинаковая;

- замковая часть изоляционного изделия должна находиться в пределах верхней полуокружности трубы.

7.3.4.12 Процесс термоусадки изоляционного изделия следует проводить, используя одновременно нагрев с помощью горелки и прикатку роликом. Разравнивание ленты следует выполнять движениями инструмента в направлении от середины к краям.

7.3.4.13 Манжета считается полностью усаженной, если она плотно (без складок и вздутий) облегает трубу, и при этом отчетливо проступает через покрытие профиль сварного шва.

По всему периметру краев манжеты должен быть виден выступивший адгезив (праймер или клей).

7.3.4.14 Возможность воспринимать механические нагрузки манжета приобретает лишь спустя некоторое время после ее полного остывания. Конкретная величина этого интервала должна быть регламентирована в заводской инструкции по применению данного материала. Данное обстоятельство необходимо строго учитывать в тех случаях, когда процесс нанесения изоляции тесно увязан с процессом укладки трубопровода (например, при использовании метода протаскивания плетей).

7.3.4.15 В процессе усадки манжет на сварные стыки контролируют:

- качество предварительной очистки зоны стыка (отсутствие загрязнений земли, снега, наледи, масляных пятен);

- качество абразивной очистки трубы в зоне стыка (степень очистки и шероховатость стальной поверхности должна соответствовать требованиям НД для покрытия конкретного типа);

- равномерность нанесения праймера (отсутствие пропусков, подтеков);

- качество защитного покрытия, нанесенного на сварной стык (внешний вид, толщину, диэлектрическую сплошность, адгезию);

- значение угла скоса кромок заводского покрытия к поверхности трубы, которое не должно быть более 30° .

Усаженная манжета должна плотно обжимать трубу в зоне сварного стыка, иметь нормированное значение нахлеста краев полотна на заводское покрытие, одинаковое с обеих сторон манжеты. На манжете должны отсутствовать складки, прожоги.

7.3.4.16 Выборочному контролю подлежит величина адгезии покрытия к металлу трубы и основному изоляционному покрытию. Величина адгезии к стали и заводскому покрытию должна соответствовать требованиям, изложенным в ГОСТ 31448.

Адгезию термоусаживающихся материалов (лент, манжет или муфт) к стали и заводскому покрытию трубопровода определяют не ранее чем через 24 ч после нанесения. Число измерений на сварном стыке, периодичность контроля должны соответствовать требованиям технических условий предприятия-изготовителя и операционных технологических карт.

7.3.4.17 Изоляционное покрытие (как заводское, так и нанесенное в трассовых условиях на стыки) должно быть надежно защищено от механических повреждений в процессе укладки, балластирования и засыпки трубопровода.

С этой целью проектом должны быть предусмотрены специальные меры. Как правило, на участках, где имеются скальные или мерзлые грунты, в качестве защиты используются подсыпка и присыпка трубопровода мягким грунтом.

В тех случаях, когда такую защиту выполнить невозможно или крайне затруднительно, допускается применение специальных защитных покрытий («скальный лист», футеровка полимерной рейкой, защитные коврики из резиноканевых материалов, геотекстильные мешки с песком и т.п.).

7.3.4.18 В местах установки на трубопровод утяжелителей необходимо применять эластичные подкладки, выполненные из нескольких слоев прочных и долговечных рулонных материалов.

7.3.5 Для защиты от коррозии внутренней зоны сварных стыков трубопроводов, необходимо использовать втулки (муфты).

7.3.5.1 Втулки, предназначенные для внутренней изоляции зон сварных стыков, являются комплектуемыми изделиями по отношению к трубам и поставляются на трассу в том количестве, которое определено расчетом (исходя из среднестатистической длины труб) с учетом нормированного запаса, который необходим на случай появления «внеплановых» стыков, повреждений втулок, необходимости ремонтных работ и т.п.

Втулки на трассу поставляются в заводской упаковке.

7.3.5.2 Работы, связанные с монтажом (установкой) изолирующих втулок в полевых условиях, организационно и технологически объединены в общий (по отношению к сборке и сварке) поток и выполняются, как правило, одной комплексной бригадой.

7.3.5.3 Для обеспечения качественной сборки трубы с втулкой следует применять специальные оправки, конструкция которых рекомендована заводом-изготовителем втулок.

7.3.5.4 Контроль качества выполненных работ следует производить в соответствии с требованиями технических условий на поставку изолирующих втулок и рекомендациями завода-изготовителя.

7.4 Укладка трубопроводов в траншею

7.4.1 Выбор трассы и размещение трубопроводов, в состав которых входят трубы, следует проводить на основе результатов количественного анализа риска аварий с учётом:

- природно-климатических особенностей территории;
- минимизации количества подводных переходов;
- распределения ближайших мест заселения;
- гидрогеологических свойств грунтов;
- наличия близко расположенных производственных объектов;
- транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность трубопроводов;

Объекты трубопроводов нужно размещать на безопасных расстояниях, установленных в НД, от:

- населенных пунктов;
- отдельных промышленных и сельскохозяйственных организаций;
- зданий и сооружений;

- компрессорных станций;
- газораспределительных станций;
- нефтеперекачивающих станций;

7.4.2 Если требования по безопасным расстояниям не установлены НД или их невозможно выполнить, то следует при разработке проекта и плана производства работ разработать обоснования безопасности, содержащие анализ риска аварий в соответствии с требованиями Руководств по безопасности, например, [56] и других НД, согласованных действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в установленном порядке.

7.4.3 Территория размещения линейных и площадочных сооружений ОПО ТП должна обеспечивать возможность проведения строительно-монтажных работ с использованием грузоподъемной и специальной техники, а также возможность размещения мест складирования оборудования и строительных материалов.

7.4.4 В настоящее время применяют подземную, полуподземную, наземную и надземную схемы сооружения ТП.

При подземной схеме укладки отметка верхней образующей трубы располагается ниже отметки дневной поверхности грунта. Полуподземная схема укладки предусматривает сооружение трубопровода, при которой нижняя образующая трубы расположена ниже, а верхняя - выше дневной поверхности грунта. Наземная схема укладки характеризуется тем, что нижняя образующая трубы имеет отметку на уровне дневной поверхности грунта или выше (на грунтовой подушке). Надземная схема укладки предусматривает сооружение трубопровода над землей на опорных устройствах различного рода.

7.4.5 Трубопровод следует укладывать в траншею в соответствии с требованиями проекта, в зависимости от принятой технологии и способа производства работ следующими методами:

- опусканием трубопровода с одновременной его изоляцией механизированным методом (при совмещенном способе производства изоляционно-укладочных работ);
- опусканием с бермы траншеи ранее заизолированных участков трубопровода (при раздельном способе производства работ);
- продольным протаскиванием ранее подготовленных плетей вдоль траншеи на плаву с последующим их погружением на дно.

7.4.6 При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться:

- правильный выбор количества и расстановки кранов-трубоукладчиков и минимально необходимой для производства работ высоты подъема трубопровода над землей с целью предохранения трубопровода от перенапряжения, изломов и вмятин;
- сохранность изоляционного покрытия трубопровода;
- полное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей его длине;
- проектное положение трубопровода.

Суммарные расчетные напряжения в укладываемом трубопроводе по критерию сохранения местной устойчивости стенок труб не должны превышать:

- 0,8 от предела текучести трубной стали при соотношении толщины стенки к диаметру труб равном 1/30 и менее;
- 0,7 от предела текучести при соотношении толщины стенки к диаметру 1/30 - 1/80;
- 0,6 от предела текучести при соотношении толщины стенки к диаметру 1/80.

7.4.7 Производство изоляционно-укладочных работ совмещенным способом должно осуществляться с применением кранов-трубоукладчиков, оснащенных троллейными подвесками. При необходимости подъема (поддержания) изолированного трубопровода кранами – трубоукладчиками за изоляционной машиной должны применяться мягкие полотнца.

7.4.8 При раздельном способе производства работ по изоляции и укладке изолированный трубопровод следует опускать кранами-трубоукладчиками, оснащенными мягкими полотнцами.

7.4.9 Допуски на положение ВПТ в траншее: минимальное расстояние (зазор) между ВПТ и стенками траншеи – 100 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов или анкерных устройств, - $0,45D + 100$ мм, где D – диаметр трубопровода.

7.4.10 Минимальное расстояние (зазор) между МТ диаметром до 720 мм включительно и стенками траншеи должно быть 100 мм, а между трубопроводами диаметром от 820 до 1420 мм и стенками траншеи - 150 мм.

Магистральные газопроводы и нефтепроводы следует прокладывать подземно (подземная прокладка).

Прокладка МТ по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании. Надземную схему укладки трубопроводов применяют в основном при переходах через искусственные и естественные препятствия, районы горных выработок, участки многолетнемерзлых грунтов. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

7.4.11 Прокладка трубопроводов может осуществляться одиночно или параллельно другим действующим или проектируемым в техническом коридоре.

Расстояние в свету между трубопроводами, укладываемыми в одной траншее или на общих опорах (эстакаде), должно определяться проектом из условий обеспечения надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительного-монтажных и ремонтных работ.

Минимальные расстояния между строящимися и действующими трубопроводами при параллельной прокладке диаметром свыше 300 мм до 600 мм включительно - 11 метров, диаметром свыше 600 мм до 1400 мм включительно – 14 метров. Указанные расстояния принимаются независимо от способа прокладки трубопроводов. Для параллельных трубопроводов наземной и надземной прокладки при отсутствии теплоизоляции указанные расстояния следует увеличить в четыре раза.

При прокладке паропроводов совместно с другими трубопроводами следует руководствоваться правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

7.4.12 В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов и газопроводов.

7.4.13 Остальные требования в соответствии с СП 86.13330.2014, СП 284.1325800.2016.

7.5 Испытания трубопроводов

7.5.1 Испытания на прочность являются средством подтверждения надежности и работоспособности эксплуатируемого трубопровода или его участков и должны проводиться:

- при вводе трубопроводов в эксплуатацию;
- после капитального ремонта с заменой труб;
- после реконструкции;
- в случаях, если они не могут быть подвергнуты внутритрубной диагностике;
- при аттестации трубопровода.

Испытания должны проводиться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

7.5.2 Решение о проведении испытаний должно приниматься эксплуатирующей организацией на основе результатов анализа аварийности с учетом выполнения плановых мероприятий по повышению надежности, требований охраны окружающей среды, необходимости повышения максимального разрешенного рабочего давления или реконструкции трубопровода.

7.5.3 Порядок и методика проведения испытаний определяются проектом и нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

7.5.4 Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) должна устанавливать эксплуатирующая организация (при необходимости совместно со специализированной организацией) с учетом технического состояния трубопровода, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы трубопровода и соответствовать проекту.

7.5.5 Испытание трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

7.5.6 При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться проверенные и опломбированные госповерителем, а также имеющие паспорт дистанционные приборы, в том числе электронные, или манометры класса точности не ниже первого и с предельной шкалой на давление около $4/3$ испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

7.5.7 При неудовлетворительных результатах испытаний обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытания повторены.

7.5.8 Испытания МТ и ВПТ

7.5.8.1 Испытание трубопроводов на прочность и проверка на герметичность должны проводиться гидравлическим (водой, незамерзающей жидкостью) и пневматическим (воздухом, природным газом) способами для газопроводов и гидравлическим способом для нефтепроводов.

7.5.8.2 Испытания газопроводов в горной и пересеченной местности разрешается проводить комбинированным способом (воздухом и водой или газом и водой).

Необходимость проведения испытания участков трубопроводов повышенным давлением (методом стресс-теста) должна определяться заказчиком на стадии проектирования.

7.5.8.3 Участок МН подготовленный к проведению гидравлических испытаний, должен быть ограничен сферическими заглушками, рассчитанными на давление не менее испытательного. Запрещается использование линейной запорной арматуры, задвижек вантузов в качестве ограничительного элемента.

Для участков МГ допускается использование запорной арматуры, рассчитанной на рабочее давление, превышающее давление испытания в качестве ограничительного элемента.

Протяженность испытываемых участков МГ не ограничивается, за исключением гидравлического и комбинированного способов, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления.

7.5.8.4 Подвергаемый испытанию на прочность и проверке на герметичность участок ВПТ следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или линейной арматурой.

Линейная арматура может быть использована в качестве ограничительного элемента при испытании в случае, если перепад давлений не превышает максимальной величины, допустимой для данного типа арматуры.

7.5.8.5 Проверку на герметичность участков всех трубопроводов необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту.

7.5.8.6 При пневматическом испытании заполнение трубопроводов и подъем давления в нем до испытательного (Рисп) должны вестись через полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах.

7.5.8.7 Для выявления утечек воздуха или природного газа в процессе закачки их в трубопровод следует добавлять одорант.

7.5.8.8 При пневматическом испытании подъем давления в трубопроводе следует производить плавно [не более 0,3 МПа (3 кгс/см²) в час] с осмотром трассы при величине давления, равной 0,3 испытательного, но не выше 2 МПа (20 кгс/см²). На время осмотра подъем давления должен быть прекращен. Дальнейший подъем давления до испытательного, следует производить без остановок. Под испытательным давлением трубопровод должен быть выдержан для стабилизации давления и температуры в течение 12 ч при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. Затем следует снизить давление до рабочего, после чего закрыть краны байпасных линий и провести осмотр трассы, наблюдения и замеры величины давления в течение не менее 12 ч.

7.5.8.9 При подъеме давления от 0,3 Рисп до Рисп в течение 12 ч при стабилизации давления, температуры и испытаниях на прочность осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы следует производить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки трубопровода на герметичность.

7.5.8.10 При заполнении трубопровода водой для гидравлического испытания из труб должен быть полностью удален воздух. Удаление воздуха осуществляется поршнями-разделителями или через воздухопускные краны, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха.

7.5.8.11 Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным в пределах точности измерительных средств (манометр

класса точности не ниже I с предельной шкалой на давление около 4/3 испытательного), а при проверке на герметичность не были обнаружены утечки. В ходе проверки на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры.

7.5.8.12 При обнаружении утечек визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

7.5.8.13 После испытания трубопровода на прочность и проверки на герметичность гидравлическим способом из него должна быть полностью удалена вода.

(при выходе первого сухого поршня допускается увеличение его массы за счет насыщения влагой не более чем на 10% первоначальной).

7.5.8.14 Полное удаление воды из газопроводов должно производиться с пропуском не менее двух (основного и контрольного) поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха или в исключительных случаях природного газа.

Скорость движения поршней-разделителей при удалении воды из газопроводов должна быть в пределах 3 – 10 км/ч.

7.5.8.15 Результаты удаления воды из газопровода следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды и он вышел из газопровода не разрушенным. В противном случае пропуски контрольных поршней-разделителей по газопроводу необходимо повторить.

7.5.8.16 По завершении стравливания воздуха и выдержки участка газопровода в течение 12 ч устанавливаются контроль температуры точки росы (ТТР) воздуха. Если ТТР, замеренная после выдержки, равна минус 20 °С (минус 30 °С - для участков линейной части магистральных газопроводов, проложенных в ММГ и глубже) при атмосферном давлении, то осушку участка газопровода не проводят, а заполняют его азотом.

7.5.8.17 Полное удаление воды из нефтепровода производится одним поршнем-разделителем, перемещаемым под давлением транспортируемого продукта или самим транспортируемым продуктом.

При отсутствии продукта к моменту окончания испытания удаление воды производится двумя поршнями-разделителями, перемещаемыми под давлением сжатого воздуха.

7.5.8.18 Способ удаления воды из нефтепроводов устанавливается заказчиком, который обеспечивает своевременную подачу нефти или нефтепродукта.

Заполнение трубопроводов на участках переходов через водные преграды нефтью или нефтепродуктами должно производиться таким образом, чтобы полностью исключить возможность поступления в полость трубопровода воздуха.

7.5.8.19 О производстве и результатах очистки полости, а также испытаниях трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность необходимо составить акты по соответствующим формам.

7.5.8.20 Остальные требования в соответствии с ВСН-011, СП 86.13330.2014, СП 245.1325800.2015.

7.5.9 Испытания ТТ

7.5.9.1 ТТ, после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины пружинных опор и подвесок на период испытаний должны быть разгружены) и

оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при необходимости, дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

7.5.9.2 Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность), способ испытания (гидравлический, пневматический) и величина испытательного давления указываются в проекте для каждого трубопровода.

7.5.9.3 При наружном осмотре ТТ проверяются: соответствие смонтированного ТТ проектной документации; правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания; установка всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке (при необходимости).

7.5.9.4 Испытанию, как правило, подвергается весь ТТ полностью. Допускается проводить испытание ТТ отдельными участками.

7.5.9.5 При испытании на прочность и плотность испытываемый ТТ (участок) отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого ТТ (участка) допускается в обоснованных случаях.

7.5.9.6 При проведении испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники – уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки; все врезки, штуцера, бобышки должны быть заглушены.

7.5.9.7 Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками и пребывание около них людей не допускается.

7.5.9.8 Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами, прошедшими поверку и опломбированными. Манометры должны быть класса точности не ниже 1,5, с диаметром корпуса не менее 160 мм и шкалой на номинальное давление $4/3$ измеряемого. Один манометр устанавливается у опрессовочного агрегата после запорного вентиля, другой – в точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата.

7.5.9.9 Допускается проводить испытания с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией трубопроводов или заранее изготовленных и испытанных блоков при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения будут иметь доступ для осмотра.

7.5.9.10 Испытание на прочность и плотность ТТ с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см^2) может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило, испытание проводится гидравлическим способом.

Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях:

а) если несущая строительная конструкция или опоры не рассчитаны на заполнение трубопровода водой;

б) при температуре окружающего воздуха ниже 0°C и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

в) если применение жидкости (воды) недопустимо по иным причинам.

7.5.9.11 Испытание на прочность и плотность трубопроводов на номинальное давление свыше 10 МПа (100 кгс/см^2) должно проводиться гидравлическим способом.

7.5.9.12 При совместном испытании обвязочных трубопроводов с аппаратами величину давления при испытании ТТ на прочность и плотность (до ближайшей отключающей задвижки) следует принимать, как для аппарата.

7.5.9.13 Дополнительные испытания ТТ на герметичность проводятся пневматическим способом.

7.5.9.14 Испытание ТТ на прочность и плотность следует проводить одновременно, независимо от способа испытания.

7.5.9.15 Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным в пределах точности измерительных средств. В ходе проверки на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры.

7.5.9.16 О проведении испытаний ТТ составляют соответствующие акты.

7.5.9.17 Остальные требования в соответствии с ГОСТ 32569.

7.6 Приемка трубопроводов в эксплуатацию

7.6.1 Приемку законченного строительством, реконструкцией ТП должна осуществлять рабочая и приемочная комиссия в соответствии с требованиями НД и условиями договора подряда (контракта).

Сдача – приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями проекта.

7.6.2 Ввод в эксплуатацию осуществляется после приема трубопровода в соответствии с требованиями НД, согласованных действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в установленном порядке.

На каждый ТП по окончании строительства должен быть разработан технический паспорт, в котором необходимо отражать основные технические характеристики, параметры эксплуатации, результаты испытаний. В процессе эксплуатации в паспорт вносятся сведения о ревизии и ремонте трубопровода, изменения допустимых параметров его эксплуатации и другие сведения.

7.6.3 Прием в эксплуатацию трубопровода, предназначенного для транспортировки сероводородсодержащего газа и нефти, запрещается, если строительством не закончены полностью (согласно проекту) объекты, обеспечивающие безопасность людей и защиту окружающей среды.

Прием в эксплуатацию трубопровода проводится вместе с ингибиторопроводами и другими установками, предназначенными для защиты металла трубы и арматуры от коррозионного воздействия или сероводородного растрескивания.

7.6.4 К началу ввода в эксплуатацию трубопровода рабочие места должны быть укомплектованы необходимой документацией, запасами материалов, запасными частями, инвентарем, средствами индивидуальной и коллективной защиты.

При вводе в эксплуатацию вновь построенного ТП, трасса которого проходит в одном техническом коридоре с другими коммуникациями, эксплуатирующая организация должна разработать совместно с владельцами других коммуникаций и сооружений технического коридора положение (инструкцию) об условиях совместной эксплуатации линейных сооружений.

7.6.4.1 Приёмка МТ

7.6.4.1.1 Законченный строительством, реконструкцией МТ подлежит приемке Застройщиком или Техническим заказчиком от Генерального подрядчика в соответствии с требованиями законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств и условиями договора подряда (контракта).

7.6.4.1.2 Предъявляемый к приемке МТ должен соответствовать требованиям законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств, проектной и рабочей документации, технических регламентов и НД, принятой в установленном порядке в качестве доказательной базы при оценке соответствия.

Технический заказчик совместно с Генеральным подрядчиком должен обеспечить подготовку МТ к эксплуатации и предъявлению Приемочной комиссии.

Приемка трубопровода в эксплуатацию производится государственной приемочной комиссией, назначенной заказчиком после приемки трубопровода рабочей комиссией.

Датой ввода в эксплуатацию МТ считается дата подписания акта государственной приемной комиссией.

Эксплуатация МТ, не принятого государственной приемной комиссией, не допускается.

7.6.4.1.3 Вновь построенные, реконструированные МТ должны быть подготовлены к приемке в эксплуатацию, в том числе:

- обеспечены энергоресурсами, транспортно-техническими средствами и материально-техническими ресурсами, предусмотренными проектной документацией;
- иметь производственно-эксплуатационный персонал для обеспечения безопасной эксплуатации объекта;
- соответствовать требованиям охраны труда и промышленной безопасности;
- иметь разрешения на заполнение углеводородами МТ в уполномоченных органах корпоративного контроля и надзора;
- иметь заключения, специальные разрешения на эксплуатацию объектов и оборудования МТ в уполномоченных органах государственного надзора.

7.6.4.1.4 Решение о соответствии должна принимать Приемочная комиссия по результатам проверки соответствия МТ, проводимой путем изучения приемо-сдаточной документации (доказательственных материалов) и визуального осмотра (контроля), осуществляемого по решению Приемочной комиссии. Состав и объем приемо-сдаточной документации (доказательственных материалов) должны соответствовать проектной документации

7.6.4.1.5 При соответствии вновь построенного, реконструированного МТ установленным требованиям Приемочной комиссии следует оформить Акт о приемке законченного строительством объекта.

Приемо-сдаточную документацию, после получения разрешения на ввод МТ в эксплуатацию, Технический заказчик должен передать для постоянного хранения в ЭО.

Остальные требования в соответствии с ГОСТ 34182, ВСН-112, СП 86.13330.2014.

7.6.4.2 Приёмка ВПТ в эксплуатацию

7.6.4.2.1 Ввод в эксплуатацию вновь построенных ВПТ, а также замененных при реконструкции, техническом перевооружении и капитальном ремонте участков ВПТ должен проводиться в соответствии с проектной документацией.

7.6.4.2.2 Вновь построенный ВПТ или замененные участки принимаются в эксплуатацию после оформления исполнителем работ документов, удостоверяющих соответствие выполнения строительно-монтажных работ проектной документации (документации), а также после выполнения комплекса работ по испытанию, наладке, опробованию отдельных узлов и объектов или сооружений линейной части, систем связи, очистки полости, проведения гидравлических или пневматических испытаний на прочность и проверки на герметичность (опрессовки), удаления при необходимости из трубопровода испытательной среды.

7.6.4.2.3 При сдаче-приемке вновь построенного трубопровода, а также замененного при реконструкции, техническом перевооружении или капитальном ремонте участка трубопровода исполнитель работ представляет заказчику исполнительно-техническую документацию.

7.6.4.2.4 При вводе в эксплуатацию вновь построенного ВПТ, трасса которого проходит в одном техническом коридоре с другими коммуникациями, эксплуатирующая организация должна разработать совместно с владельцем других коммуникаций и сооружений технического коридора положение (инструкцию) об условиях совместной эксплуатации линейных сооружений.

7.6.4.2.5 Остальные требования в соответствии с ВСН-112, СП 284.11325800.2016, [38].

7.6.4.3 Приёмка ТТ в эксплуатацию

7.6.4.3.1 До начала пусконаладочных работ готовится необходимая документация.

7.6.4.3.2 Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом изображении в границах присоединения к оборудованию или запорной арматуре, без масштаба. Он должен содержать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений с выделением монтажных швов. Для трубопроводов, подлежащих изоляции или прокладываемых в непроходных каналах, указывается расстояние между сварными соединениями. Нумерация сварных соединений на исполнительном чертеже и в свидетельстве о монтаже, должна быть единой.

К исполнительному чертежу прикладывается спецификация на детали и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже трубопровода.

7.6.4.3.3 Перечни скрытых работ при монтаже технологических трубопроводов указываются в документации. Освидетельствование скрытых работ следует производить перед началом последующих работ.

7.6.4.3.4 Перечень документов на сборочные единицы, детали и материалы, применяемые при монтаже трубопровода, включают в состав свидетельства о монтаже.

7.6.4.3.5 Комплектовать свидетельство о монтаже участков ТТ следует на технологический блок или технологический узел, указанный в проекте.

7.6.4.3.6 Остальные требования в соответствии с ГОСТ 32569.

7.7 Ревизия трубопроводов

7.7.1 В целях обеспечения безопасности, определения фактического технического состояния ТП, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления, необходимости снижения разрешенного рабочего давления и перехода на пониженные технологические режимы или необходимости ремонта с точной локализацией мест его выполнения и продления срока службы ТП в процессе эксплуатации следует проводить периодическое техническое диагностирование (периодическую ревизию), которое является основным методом контроля.

При проведении технического диагностирования ТП в периоды между капитальными ремонтами любых участков или объектов, следует регулярно осуществлять оценку текущего остаточного ресурса ТП в соответствии с требованиями НД, согласованных действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в установленном порядке.

По результатам диагностирования ТП экспертная организация, имеющая лицензию на деятельность по проведению экспертизы промышленной безопасности, выдает ЭО заключение экспертизы на соответствие технического состояния участка ЛЧ ТП требованиям НД и определение срока его безопасной эксплуатации.

Ревизия выполняется специалистами эксплуатирующей или подрядной организацией с привлечением аттестованной в соответствии с требованиями действующего законодательства лаборатории неразрушающего контроля.

7.7.2 Сроки проведения ревизий трубопроводов устанавливаются эксплуатирующей ТП организацией посредством графика контрольных осмотров, ревизий и диагностики, в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации трубопроводов, результатов наружных осмотров предыдущих ревизий и диагностики, от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трасс, а также экономической целесообразности и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями.

7.7.3 Степень охвата, глубина и периодичность контроля и диагностики должны формироваться в зависимости от категории участков. Базой наблюдения за состоянием трассы должно являться планово-высотное положение линейной части трубопровода, на основе которой осуществляется привязка точек контроля. На особо опасных участках должны устанавливаться стационарные средства превентивной диагностики, работающие в режиме непрерывного опроса, например, акустико-эмиссионные системы для обнаружения зарождающихся и развивающихся трещин.

7.7.4 Линейная часть трубопровода и наиболее ответственные ее элементы (подводные переходы, байпасы и т.д.) должны оснащаться стационарными датчиками диагностических устройств, съем информации, с которых осуществляется передвижным и лабораториями при периодическом обследовании. Периодическая диагностика должна включать в себя приборное обследование участков трубопровода в процессе его эксплуатации.

7.7.5 Для проведения работ по диагностике и контролю действующих трубопроводов в первую очередь необходимо выполнить следующие мероприятия:

- 1) Провести выбор участков трубопровода, на которых наиболее вероятно образование и развитие дефектов и коррозионных повреждений.

2) Определить фактическое местоположение и профиль трассы трубопровода, провести оценку качества изоляции, на ответственных участках провести оценку напряженного состояния.

3) Выбрать средства диагностики и контроля для проведения практической диагностики.

На первом этапе необходимо определить держателей проектной и строительной документации, провести анализ проектных данных, исполнительной (строительной) эксплуатационной документации, информации по аварийности. Должны быть получены предварительные данные о физико-химических свойствах транспортируемой жидкости для выбора участков трассы, на которых наиболее вероятно образование и развитие дефектов и коррозионных повреждений.

На втором этапе должны быть проведены следующие практические работы:

- определение марки стали трубопровода;
- оценка качества изоляции;
- топографические и геодезические исследования;
- определение фактических напряжений на участках трубопровода;
- определение физико-химических свойств транспортируемой жидкости.

7.7.6 Результатом должна быть схема контролируемых участков в горизонтальной и вертикальной проекциях с нанесенными точками контроля, таблица с физико-химическими свойствами перекачиваемой жидкости.

Выбор средств диагностики и контроля проводят в зависимости от получения данных по первому и второму этапу.

7.7.7 При оценке технического состояния действующих трубопроводов необходимо использовать комплексную диагностику.

Комплексная диагностика должна проводиться в первую очередь на потенциально опасных участках, которые выделяются на основе анализа:

- проектной, исполнительной и эксплуатационной документации;
- информационных материалов по ранее выполненным исследованиям природно-технических условий трассы и прилегающей местности, литературных источников;
- материалов аэросъемочных работ;
- отчетов по дефектоскопии;
- данных предыдущего наземного контроля.

Комплекс диагностических работ, включает:

- рекогносцировочное обследование трассы трубопровода;
- определение действительного положения трубопровода и величин перемещения труб в плане и по глубине;
- определение толщин стенок труб и напряженного состояния трубопровода в различных сечениях;
- определение состояния изоляционного покрытия и основных характеристик защищенности трубопровода от коррозии;
- определение физико-механических характеристик грунтов, окружающих трубопровод, и величин отрицательной или положительной плавучести труб;
- определение внешних силовых воздействий на трубопровод на участках различных категорий;
- определение внутреннего давления и температуры стенок труб в контролируемых сечениях.

7.7.8. Все контролируемые параметры после определения их начальных значений при последующих измерениях контролируются, как правило, в одних и тех же сечениях, за исключением случаев возникновения неожиданных проявлений аварийного состояния трубопровода между сечениями, в которых осуществлялся контроль.

7.7.9 На надземных трубопроводах рекомендуется применять следующие виды технического диагностирования:

- ВИК основного металла трубопроводов;
- ВИК сварных швов трубопроводов в объеме 100%;
- УЗК кольцевых сварных швов в объеме 100%;
- УТ стенки трубопроводов;
- капиллярный контроль;
- магнито порошковый контроль;
- измерения ПВП трубопровода и его конструктивных элементов;
- ММК;
- вибродиагностический контроль.

На подземных трубопроводах рекомендуется применять следующие виды технического диагностирования:

- электрометрическое диагностирование (электрометрия) всех технологических основных и вспомогательных трубопроводов с целью оценки состояния изоляционного покрытия, наличия коррозионных дефектов стенки трубы и определения скорости коррозии, оценки состояния средств ЭХЗ, наличия контакта с защитными кожухами;

- измерения планового положения и глубины залегания трубопровода и его конструктивных элементов, проводимые с целью выявления отклонения глубины залегания трубопровода от проектных значений, измерение горизонтальных смещений трубопровода в процессе эксплуатации;

- наружное диагностирование методами НК соединительных, конструктивных деталей, приварных элементов и ремонтных конструкций;

7.7.10 Для идентификации дефектов, обнаруженных электрометрией, рекомендуется проводить ДДК.

7.7.11 В качестве основных методов неразрушающего контроля используют:

- акустические;
- магнитные;
- оптические;
- электромагнитные;
- электрометрические;
- радиографические;
- тензометрические;
- аэрокосмические;
- геодезические (геодезическое позиционирование);
- радиолокационные с применением георадаров;
- другие методы неразрушающего контроля.

7.7.12 По окончании работ по определению возможности продления назначенного срока службы и/или назначенного ресурса экспертная организация составляет заключение экспертизы промышленной безопасности, в котором содержится вывод о возможности или невозможности продления срока безопасной эксплуатации ТП.

На основании проведенных диагностических обследований проводится оценка технического состояния ЛЧ ТП и прогнозируется ее работоспособность. По результатам проведенного анализа формируются заявки на включение рекомендуемых участков трубопровода в план проведения диагностики, капитального ремонта и реконструкции.

Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии, к которому прикладываются все протоколы и заключения о проведенных исследованиях.

Акт и остальные документы прикладываются к паспорту на трубопровод

7.7.13 Продление сроков службы трубопроводов и его элементов проводится в установленном порядке.

7.7.14 Ревизия МТ

7.7.14.1 Диагностирование линейной части МТ предусматривает следующие виды работ:

- внутритрубную диагностику линейной части МТ путем пропуска внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС);

Проведение работ по внутритрубной диагностике с использованием комплексов технических средств, предназначенных для обнаружения и измерения дефектов определенного типа, должно проводиться на основе технологий, регламентирующих эти работы и утвержденных в установленном порядке.

ВИС должны иметь систему учета дефектов, обеспечивающую привязку мест расположения дефектов к определенным точкам трассы МТ. Точность определения местоположения дефектов относительно ближайшего поперечного сварного шва должна соответствовать разрешающей способности данного ВИС, указанной в его технических характеристиках.

Состав ВИС, применяемых при проведении внутритрубной диагностики, должен обеспечивать определение:

1) дефектов геометрии трубопровода (вмятин, гофр, овальности), ограничивающих проходное сечение, и радиусов его поворота (радиусов отводов);

2) дефектов стенки трубы (коррозии металла, забоин, задиров, рисок, царапин, расслоений и т.п.);

3) трещин и трещиноподобных дефектов определенной ориентации по отношению к оси трубопровода (осевой или поперечной), расположенных в основном металле трубы и в сварных швах;

- положение сварных швов, подкладных колец;

- внешнее дефектоскопическое обследование участков МТ с применением методов неразрушающего контроля (визуального, ультразвукового, магнитопорошкового, капиллярного, вихретокового, акустико-эмиссионного);

- оценку состояния изоляционных покрытий и эффективности работы средств ЭХЗ;

- электрометрическое диагностирование (электрометрия) линейной части МТ, проводимое с целью диагностирования состояния изоляционного покрытия МТ, выявления коррозионно-опасных участков МТ диагностирования состояния системы ЭХЗ;

- работ по ВИК, которые должны выполняться в объеме, определяемом в техническом задании.

Рекомендуется проводить ВИК изоляционных покрытий, сварных соединений, основного металла, конструктивных элементов объектов контроля в местах доступа, шурфах.

Для измерительного контроля используются поверенные и откалиброванные средства измерений.

Выполняется контроль всех конструктивных элементов трубопровода для получения информации об их фактических геометрических размерах и составляется перечень элементов, которые исследуются прочими видами НК или вырезаются.

Овальность цилиндрических элементов определяется путем измерения максимального и минимального наружного диаметра в двух взаимно перпендикулярных направлениях контрольных сечений.

ВИК наружной поверхности металла конструктивных элементов производится после удаления изоляционного покрытия и очистки поверхности. Визуальный контроль выполняется до проведения контроля другими методами неразрушающего или разрушающего контроля.

7.7.14.2 Остальные требования в соответствии с НД, согласованных действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в установленном порядке.

7.7.15 Ревизия ВПТ

7.7.15.1 Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию ВПТ следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации ВПТ, последующие в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 8 лет.

7.7.15.2 Эксплуатирующая организация обязана ежегодно формировать графики выполнения работ по ревизии ВПТ.

7.7.15.3 Выбор участков для ревизии осуществляет эксплуатирующее предприятие и утверждает главный инженер предприятия.

Выбираются участки минимальной протяженности, работающие в наиболее тяжелых условиях, а также тупиковые и временно не работающие участки.

При ревизии намеченного участка ВПТ необходимо:

- освободить ВПТ от рабочей среды, промыть водой и в случае необходимости очистить от отложений и грязи;
- провести тщательный наружный осмотр;
- провести (по возможности) внутренний осмотр ВПТ (демонтаж трубы для внутреннего осмотра при наличии фланцевых и других разъемных соединений осуществляется посредством разборки этих соединений; при цельносварном ВПТ производят вырезку участка ВПТ длиной, равной двум-трем его диаметрам, желательно со сварным швом, приспособленным для работ в особо тяжелых условиях);
- простучать молотком (при отсутствии изоляции) и промерить ультразвуковым толщиномером толщину стенки в нескольких местах, наиболее подверженных износу;
- при возникновении сомнений в качестве сварных швов произвести вырезку образцов для металлографического испытания или проверить их магнитографическим методом или методом просвечивания гамма лучами;

- проверить состояние фланцевых соединений, их воротников, приварочных поверхностей, прокладок, крепежа, а также фасонных частей и арматуры, если таковые имеются на ревизируемом участке;

- проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и выборочно – прокладок;

- испытать трубопровод в случаях производства на нем ремонтных работ.

- механические свойства металла труб проверяются, если коррозионное действие среды может вызвать их изменение.

7.7.15.4 Результаты ревизии заносят в паспорт ВПТ и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии. Работы, указанные в акте ревизии, подлежат обязательному выполнению в заданные сроки.

7.7.15.5 При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка ВПТ дополнительной ревизии подвергается другой участок, а количество аналогичных трубопроводов, подвергаемых ревизии, увеличивается вдвое.

7.7.15.6 Если при ревизии ВПТ будет обнаружено, что первоначальная толщина стенки трубы или другой детали под воздействием коррозии или эрозии уменьшилась, возможность дальнейшей работы трубопровода должна быть проверена расчетом.

7.7.15.7 При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков должна быть проведена генеральная ревизия этого трубопровода с ревизией пяти участков, расположенных равномерно по всей длине трубопровода.

7.7.15.8 Все обнаруженные в результате ревизии дефекты должны быть устранены, а пришедшие в негодность участки и детали трубопроводов заменены новыми. При неудовлетворительных результатах генеральной ревизии трубопроводы выбраковываются.

Протяженность испытываемых участков линейной части ВПТ не должна превышать 30-40 км.

7.7.15.9 Выявленные при испытаниях повреждения ВПТ должны немедленно устраняться с внесением информации о их устранении в паспорт ВПТ.

После устранения повреждений испытания ВПТ продолжаются по установленной Программе или Проекту. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения ВПТ, а также работы по их устранению должны отражаться в специальном акте.

Остальные требования в соответствии с СП 284.1325800.2016 и другим НД.

7.7.16 Ревизия ТТ

7.7.16.1 Периодическую ревизию (освидетельствование) ТТ, проводит служба технического надзора предприятия совместно с механиками, начальниками установок (производств) и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

7.7.16.2 Как правило, ревизия трубопроводов должна быть приурочена к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

7.7.16.3 Сроки проведения ревизии трубопроводов на давление до 10 МПа

(100 кгс/см²) устанавливает предприятие-владелец в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта эксплуатации, результатов предыдущего наружного осмотра и ревизии. Сроки должны обеспечивать безопасную, безаварийную эксплуатацию трубопровода в период между ревизиями и не должны быть не реже указанных в таблице К.1 приложения К ГОСТ 32569 (если нет других указаний в паспортной или иной документации).

7.7.16.4 Для трубопроводов свыше 10 МПа (100 кгс/см²) установлены следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливает администрация предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

7.7.16.5 Срок ревизии трубопроводов при производственной необходимости может быть продлен предприятием-владельцем с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов.

7.7.16.6 При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким участкам могут быть отнесены те участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно не работающие участки).

7.7.16.7 Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных работ, предусмотренных действующими инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

7.7.16.8 При ревизии трубопроводов необходимо:

- а) провести наружный осмотр трубопровода;
- б) измерить толщину стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля.

Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (колена, тройники, врезки, места сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, места скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойные зоны, дренажи), а также на прямых участках внутриустановочных, внутрицеховых и межцеховых трубопроводов.

При этом на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной 20 м и менее и межцеховых трубопроводов длиной 100 м и менее должен быть выполнен замер толщины стенки не менее чем в трех точках.

Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте должен проводиться в 3-4 точках по периметру, а на отводах - не менее чем в 4-6 точках по выпуклой, вогнутой и нейтральной частям.

Следует обеспечить правильность и точность выполнения замеров, исключить влияние на них инородных тел (заусенцев, кокса, продуктов коррозии и т.п.).

Результаты замеров фиксируют в паспорте трубопровода.

- в) провести радиографический или ультразвуковой контроль сварных стыков, если качество их при ревизии вызвало сомнение;

- г) проверить механические свойства металла труб, работающих при высоких температурах и в водородсодержащих средах, если это предусмотрено действующими

НД или проектом. Вопрос о механических испытаниях решает служба технического надзора предприятия;

д) измерить на участках трубопроводов деформацию по состоянию на время проведения ревизии согласно требованиям;

е) проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и, выборочно, прокладок;

ж) испытать трубопровод.

7.7.16.9 При неудовлетворительных результатах ревизии необходимо определить границу дефектного участка трубопровода (осмотреть внутреннюю поверхность, измерить толщину и т.п.) и выполнить более частые измерения толщины стенки всего трубопровода.

При неудовлетворительных результатах ревизии должны быть проверены еще два аналогичных участка, из которых один должен быть продолжением ревизуемого участка, а второй - аналогичным ревизуемому участку.

7.7.16.10 Объем выборочной ревизии трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см²) и трубопроводов I и II категории должен быть:

- не менее двух участков каждого блока установки независимо от температуры среды;

- не менее одного участка каждого общецехового коллектора или междцехового трубопровода независимо от температуры среды.

Под коллектором понимают трубопровод, объединяющий ряд параллельно работающих блоков.

7.7.16.11 Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина уменьшилась под воздействием коррозии или эрозии, возможность работы должна быть подтверждена расчетом на прочность.

7.7.16.12 При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см²) должна быть проведена полная ревизия этого трубопровода, а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях, с разборкой до 30% каждого из указанных трубопроводов или менее при соответствующем техническом обосновании.

7.7.16.13 При полной ревизии разбирают весь трубопровод полностью, проверяют состояние труб и деталей, а также арматуры, установленной на трубопроводе.

7.7.16.14 После окончания назначенного проектом расчетного срока службы трубопровод должен быть подвергнут экспертизе промышленной безопасности с целью установления возможности и срока дальнейшей эксплуатации.

7.7.16.15 Остальные требования в соответствии с ГОСТ 32569.

8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

8.1 Применение специальных покрытий

8.1.1 Предприятия Группы ТМК по согласованию с потребителем могут поставлять:

-трубы с наружным антикоррозионным и защитным покрытиями;

-трубы с внутренним гладкостным покрытием;

- трубы с внутренним антикоррозионным покрытием;
- трубы и соединительные детали трубопроводов (СДТ) с тепловой изоляцией из пенополиуретана в защитной оболочке (далее тепловая изоляция)
- СДТ с внутренним и/или наружным антикоррозионными покрытиями.

Наружные антикоррозионные и защитные покрытия могут быть следующих типов и конструкций:

- однослойное эпоксидное;
- двухслойное эпоксидное;
- двухслойное полиэтиленовое;
- трехслойное полиэтиленовое;
- монослойное полиэтиленовое;
- трехслойное полипропиленовое.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта) труб с однослойным эпоксидным покрытием до 150 °С, труб с двухслойным эпоксидным покрытием до 80 °С, труб с двухслойным полиэтиленовым покрытием до 60 °С, труб с трехслойным и монослойным полиэтиленовым покрытием до 80 °С, труб с трехслойным полипропиленовым покрытием до 110 °С.

Наружные антикоррозионно и защитные покрытия наносят на наружную поверхность сварных и бесшовных труб диаметром от 57 до 1422 мм.

Трубы с однослойным эпоксидным покрытием предназначены для последующего нанесения тепловой изоляции из пенополиуретана в защитной оболочке.

Трубы с однослойным эпоксидным покрытием допускается использовать без тепловой изоляции.

Трубы с двухслойным, трёхслойным и монослойным полиэтиленовым покрытиями предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных и технологических трубопроводов, трубопроводов общего назначения. При надземной прокладке должно применяться наружное атмосферостойкое покрытие специального исполнения после комплекса работ по аттестации/квалификации покрытия с учетом климатических факторов.

Трубы с трёхслойным покрытием предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта высокотемпературных участков подземных нефтегазопроводов и отводов от них, высокотемпературных технологических нефтегазопроводов и морских (подводных) участков нефтегазопроводов, а также участков нефтегазопроводов, прокладываемых методом наклонно-направленного бурения.

Внутреннее гладкостное покрытие наносят на трубы диаметром от 508 до 1422 мм.

Внутреннее гладкостное покрытие труб выполняют в однослойной конструкции на основе эпоксидных красок.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта) труб с внутренним гладкостным покрытием до 80 °С

Внутреннее гладкостное покрытие предназначено для снижения гидравлического сопротивления газопроводов (увеличения пропускной способности), а также для защиты внутренней поверхности труб от атмосферной коррозии во время их транспортирования, хранения и выполнения строительно-монтажных работ.

Трубы с внутренним гладкостным покрытием предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта магистральных газопроводов и отводов от них, в том числе морских газопроводов.

Внутреннее антикоррозионное покрытие наносят на трубы диаметром от 76 до 1422 мм.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта) труб с внутренним антикоррозионным покрытием до 120°C

Внутреннее антикоррозионное покрытие предназначено для защиты внутренней поверхности труб от коррозии в перекачиваемых рабочих средах различной степени агрессивности.

Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных и технологических трубопроводов при подземной, наземной и подводной прокладке.

Возможно применение внутреннего покрытия специального исполнения для транспортировки питьевой воды после комплекса работ по аттестации/квалификации покрытия под данные условия эксплуатации.

Тепловую изоляцию наносят на трубы и СДТ диаметром от 57 до 1220 мм.

Трубы и СДТ с тепловой изоляцией предназначены для строительства, реконструкции и ремонта промышленных и технологических трубопроводов, трубопроводов общего назначения и других объектов добычи нефти газа, трубопроводов тепловых сетей при подземной, надземной, наземной прокладке.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта) труб и СДТ с тепловой изоляцией до 150°C

Тепловую изоляцию наносят на трубы СДТ без покрытия или с однослойным эпоксидным покрытием.

Допускается тепловую изоляцию наносить на трубы и с другими типами покрытий- двухслойным, трёхслойным или монослойным полиэтиленовым покрытием с дополнительным шероховатым слоем, трёхслойным полипропиленовым покрытием с дополнительным шероховатым слоем.

Допускается тепловую изоляцию наносить на СДТ с однослойным и двухслойным полиуретановым покрытием.

Трубы и СДТ изготавливают в оцинкованной, металлополимерной или полиэтиленовой оболочке.

Трубы с изоляцией могут быть изготовлены с противопожарными вставками.

Трубы и СДТ с тепловой изоляцией могут быть изготовлены с дополнительными конструктивными элементами:

- проводники для системы оперативного дистанционного контроля;
- стальные трубки для установки индуктивно резистивных нагревателей.

8.1.2 При необходимости выполнения ремонта изоляционного покрытия следует руководствоваться положениями, изложенными в пункте 6.1.3.4 настоящего Руководства.

Изоляционные материалы, применяемые для ремонта, должны быть полностью химически совместимыми с материалами основного покрытия.

8.1.3 При выполнении изоляционных работ на трассе (особенно связанных с применением для внутренней изоляции эпоксидных композиций) необходимо строго выполнять требования, касающиеся обеспечения правил охраны труда и противопожарных мероприятий.

8.1.4 Применяемые клеевые составы, растворители и другие химические вещества должны использоваться только по их прямому назначению, храниться в заводской таре и расходоваться строго по мере необходимости.

8.1.5 Все химические реактивы должны храниться в специальном складе с соблюдением условий, регламентированных заводом-изготовителем.

8.2 Методы защиты сварных соединений труб

8.2.1 Одной из наиболее сложных и ответственных технологических операций при строительстве трубопроводов является изоляция сварного стыка. Выбор конструкции и материалов покрытия для изоляции сварных стыков труб в значительной степени определяет эксплуатационную надежность в части коррозионной защищенности и зависит от следующих факторов:

- эксплуатационная температура;
- диаметр трубопровода;
- требуемый срок эксплуатации;
- способ укладки;
- требования к подготовке поверхности стыков;

Решение по выбору способа изоляции сварных стыков трубопроводов определяется условиями строительства и эксплуатационными характеристиками строящегося трубопровода

8.2.2 Для изоляции зоны сварных стыков труб с заводским наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена рекомендуется использовать термоусаживающиеся полимерные ленты (манжеты), состоящие из радиационно- или химически сшитой полиэтиленовой пленки-основы с нанесенным на нее адгезионным подслоем на основе термопластичных полимерных композиций или термореактивные покрытия, полученные с использованием жидких двухкомпонентных материалов (полиуретановые, эпоксидно-полиуретановые и другие полимерные композиции).

Термоусаживающиеся ленты могут применяться в комплекте с эпоксидным праймером или без него.

8.2.3 До начала производства работ по изоляции сварных стыков труб подрядчиком должен быть проведен входной контроль качества используемых изоляционных материалов.

Входной контроль изоляционных материалов должен осуществляться в соответствии с технической документацией на поставляемые материалы.

При входном контроле проверяют:

- комплектность изоляционных материалов;
- наличие сертификатов на изоляционные материалы;
- наличие инструкции или технологической карты по нанесению термоусаживающейся манжеты на сварной стык.

8.2.4 Предпочтительным способом изоляции сварных стыков труб с заводским или базовым покрытием (полиэтиленовым, комбинированным битумно-полиэтиленовым или ленточно-полиэтиленовым) является технология ручного нанесения.

8.2.5 Для изоляции сварных стыков могут применяться следующие конструкции усиленного типа покрытий:

- манжета или муфта, состоящая из термоусаживающейся полиэтиленовой основы, совмещенной со слоем термоплавого или мастичного адгезионного подслоя на внутренней стороне;

- ленточная холодного нанесения, состоящая из слоя грунтовки (праймера) одного или двух слоев полиэтиленовой изоляционной липкой ленты и одного или двух слоев защитной полимерной обертки;

- битумно-полимерная, состоящая из грунтовки, слоя изоляционного армированного материала на основе битумно-полимерной мастики и защитной обертки.

8.2.6 Изоляция сварных стыков труб может производиться как на трубосварочных базах после сварки изолированных труб в секции, так и в трассовых условиях после сварки секций или отдельных труб в шель.

8.2.7 Перед нанесением изоляции на сварные стыки поверхность трубы должна быть подготовлена в соответствии с требованиями изготовителя покрытия. Качество подготовки поверхности должно быть подвергнуто инструментальному контролю, данные контроля задокументированы.

8.2.8 Опуск и укладку трубопровода в траншею и его засыпку грунтом разрешается проводить при температуре защитного покрытия сварного стыка не выше 40 °С после контроля сплошности изоляции искровым дефектоскопом.

8.2.9 Изоляцию зон сварных стыков участков трубопроводов с разнородными типами покрытий в трассовых условиях допускается выполнять покрытиями на основе мастичной ленты Абрис С-Т.

Также разработана термоусаживаемая манжета на основе материала Абрис С-Т ДТ, представляющего собой самоклеящуюся мастично-полимерную деталь, армированную термоусаживающейся лентой «Политерм», которая предназначена для осуществления качественной защиты от коррозии зоны сварных стыков стальных трубопроводов и отводов от них, а также ремонта мест поврежденной изоляции трубопроводов, газопроводов, нефтепроводов, водопроводов в трассовых условиях.

8.2.10 При монтаже трубопроводов с применением сварки в зоне сварного стыка защитное покрытие повреждается (выгорает) и это сводит на нет положительный эффект от применения труб с внутренним защитным покрытием. Данную проблему решают разными методами.

8.2.11 К основным методам защиты сварных швов трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием (АКП) относятся:

- шликерный способ защиты сварных стыков – заключается в нанесении специальной пасты -шликера, на внутреннюю поверхность труб в зоне торцов непосредственно перед сваркой. При сварке кольцевого шва шликер расплавляется, формируя в зоне сварного шва коррозионностойкий защитный слой. Этот метод дешев, практичен и технологичен, но имеет ряд ограничений и недостатков. Прежде всего, он не применим на трубопроводах с полимерным внутренним покрытием, так как при сварке в зонах контакта расплавленного шликера полимерное покрытие основной трубы разруша-

ется от высокой температуры. Поэтому наибольшее распространение этот метод получил при сварке труб со стеклоэмалевым покрытием, как наиболее родственной основному покрытию трубы.

- протекторный;

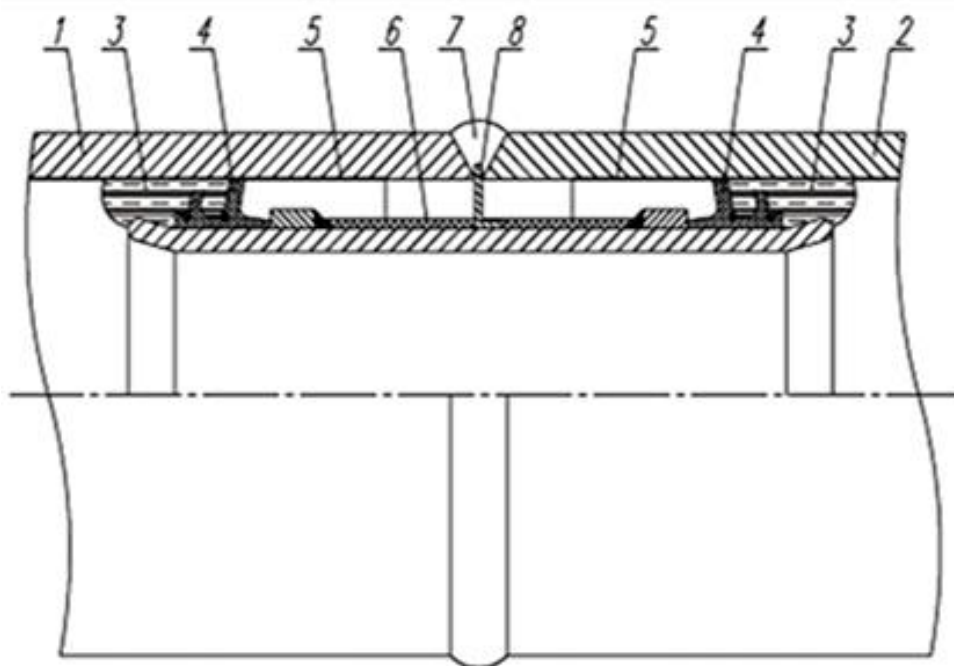
Метод защиты сварных стыков заключается в установке на внутренней поверхности концов труб жертвенного материала – протектора. В настоящее время освоен следующий способ монтажа протектора: на концах труб, футерованных полиэтиленом, устанавливаются наконечники из углеродистой стали и втулки из алюминиевого сплава путем их радиальной раздачи дорном.

- установка подкладных колец;

Установка подкладных колец также является простым и дешевым способом защиты сварных стыков трубопроводов с покрытием. Кольца небольшой длины могут быть изготовлены из обычной углеродистой стали, обычной углеродистой стали с внутренним полимерным покрытием, обычной углеродистой стали с плакировкой нержавеющей сталью, нержавеющей стали. При выполнении кольцевого стыка подкладное кольцо устанавливается в зоне сварного шва и прихватывается сваркой к внутренней поверхности свариваемых труб.

- установка защитной втулки;

Принцип работы втулки заключается в следующем: втулка устанавливается внутри трубы в зоне сварного шва и прихватывается сваркой по упорам (рисунок 7). В процессе установки втулки в трубу резиновые манжеты формируют герметичный валик из предварительно нанесенной специальной мастики. Далее трубы свариваются. В результате образуется кольцевой сварной шов, полностью защищенный от контакта с транспортируемой средой (рисунок 7).



1, 2 – соединяемые трубы; 3 – мастика; 4 – манжета; 5 – покрытие трубы; 6 – теплоизолирующий материал; 7 – сварной шов; 8 – упор).

Рисунок 7 – Установленная защитная втулка в разрезе

Контроль качества выполненных работ следует производить в соответствии с требованиями технических условий на поставку изолирующих втулок и рекомендациями завода-изготовителя.

- металлизации концов труб;

Сущность метода металлизации концов труб заключается в том, что внутреннее антикоррозионное покрытие из эпоксидной порошковой краски в заводских условиях наносится по всей длине труб и деталей, за исключением концевых участков - зон термического влияния. На концевые участки напыляется металлизационное покрытие из хромоникелевого сплава. Защитное покрытие сварного шва формируется при сварке труб за счет того, что расплав самофлюсующегося порошка растекается по поверхности корня сварного шва с дополнительным слоем стеклообразных шлаков.

- нанесение антикоррозионного покрытия

8.2.12 Качество защитного покрытия сварных стыков трубопроводов должен проверять подрядчик в присутствии представителя строительного контроля заказчика в процессе его нанесения, перед укладкой и после укладки участка трубопровода в траншею.

8.2.13 Качество защитного покрытия сварных стыков трубопровода (в том числе, его диэлектрическая сплошность) должно соответствовать требованиям, изложенным в ГОСТ 31448.

8.2.14 Выявленные дефекты в покрытии, а также повреждения, полученные при проверке его качества, должны быть исправлены и вновь проконтролированы на диэлектрическую сплошность.

8.2.15 Защитное покрытие сварного стыка, которое не выдержало тестовые испытания, бракуется, а сварной стык должен быть изолирован повторно.

8.3 Рекомендации по подбору трубной продукции с учётом проектных решений

8.3.1 Для строительства трубопроводов должны применяться:

- трубы стальные бесшовные;
- трубы стальные электросварные прямошовные, сваренные токами высокой частоты;
- трубы стальные электросварные прямошовные одношовные сваренные двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, номинальным диаметром до DN 1400 включительно.

Примечание. Допускается применение электросварных прямошовных труб, сваренных двусторонней дуговой сваркой под флюсом в жесткой клети трубосварочного стана, номинальным диаметром до 800 включительно.

8.3.2 Бесшовные трубы должны изготавливаться из непрерывнолитой, ковanej или катаной заготовки углеродистых и низколегированных спокойных сталей и подвергают контролю неразрушающими методами.

8.3.3 Трубы электросварные должны изготавливаться из листового или рулонного проката углеродистых и низколегированных спокойных сталей, поставляемого в горячекатаном состоянии, после контролируемой или нормализующей прокатки,

контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением, а также в термически обработанном состоянии по режимам изготовителя. Электросварные трубы или рулонный, листовой проката должны подвергаться контролю неразрушающими методами.

8.3.4 Временное сопротивление сварного соединения должно быть не ниже норм, установленных для основного металла.

8.3.5 Диаметр трубопровода следует определять на основании гидравлического расчета.

8.3.6 Допустимые радиусы изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны определяться расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате действия внутреннего давления и изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации.

8.3.7 Расчет трубопровода на прочность состоит в выполнении следующих проверок:

- кольцевых напряжений;
- продольных напряжений;
- эквивалентных напряжений.

8.3.8 Трубы могут эксплуатироваться в различных областях, после расчетной и экспериментальной проверки на стойкость к следующим видам воздействия:

- силовой нагрузке (внутреннее давление, масса трубы и среды, воздействие окружающей среды);
- деформационной нагрузке (изменение температуры, упругий изгиб, движение грунта, землетрясение);
- коррозионным воздействием транспортируемой среды на внутреннюю поверхность трубы (растворение металла общее и локальное; растрескивание металла под напряжением);
- воздействием низких температур окружающей среды (снижение сопротивления металла к ударным нагрузкам).

Расчет магистральных трубопроводов производится в соответствии с СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, промышленных с ГОСТ Р 55990, СП 284.1325800.2016 и технологических с ГОСТ 32388 с учетом влияния агрессивного воздействия перекачиваемых сред.

9. НАЗНАЧЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

9.1 Контроль труб в процессе эксплуатации

9.1.1 Содержание и периодичность контроля трубопроводов

9.1.1.1 Обслуживание трубопроводов следует производить в соответствии с проектом и нормативной документацией технического состояния ТП.

Лица, осуществляющие обслуживание трубопроводов должны проходить подготовку и аттестацию в установленном порядке.

9.1.1.2 В период эксплуатации ТП следует осуществлять постоянный контроль над состоянием ТП и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с записями результатов эксплуатационном журнале.

По результатам обследований в зависимости от технического состояния объекта ТП ЭО принимает решение о режиме его эксплуатации, необходимости проведения, сроках и объемах ремонтных работ.

9.1.1.3 Контроль технического состояния ЛЧ МН

Техническое обслуживание линейной части МН включает:

- осмотр (патрулирование) трассы трубопровода - визуальное наблюдение в целях своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности МН и безопасности окружающей среды;

- контроль технического состояния установленного оборудования и проведение комплекса операций по поддержанию его в работоспособном состоянии (в соответствии с п.7.7.14 настоящего Руководства).

9.1.1.3.1 Патрулирование трассы МН должно осуществляться в целях:

- контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории;
- выявления факторов, создающих угрозу надежности и безопасности эксплуатации МТ;

- определения координат мест разрушения трубопроводов с выходом нефти (нефтепродуктов). Координаты мест разрушения трубопроводов привязываются к границам подземных участков трубопроводов, предназначенных для шурфовки и проведения визуального и измерительного контроля.

- обследования всех сооружений и элементов охранных систем сооружений с применением технических средств для определения их технического состояния.

9.1.1.3.2 Организация патрулирования трассы МН возлагается на производственные подразделения эксплуатирующей организации.

9.1.1.3.3 Периодичность и вид осмотра трассы МН устанавливаются эксплуатирующей организацией. В зависимости от местных условий и времени года осмотр должен проводиться:

- воздушным патрулированием 2-5 раз в 7 дней;
- наземным патрулированием, выполняемым обходчиком пешком или на транспортных средствах по графику, утвержденному эксплуатирующей организацией.

9.1.1.3.4 Результаты патрулирования должны регистрироваться в соответствующих журналах патрулирования.

9.1.1.3.5 Внеочередные осмотры трассы МН проводят после стихийных бедствий, при обнаружении утечек нефти (нефтепродукта), падения давления, срабатывания систем обнаружения утечек и охранных систем, нарушения баланса нефти (нефтепродуктов) и других признаков повреждения МН.

9.1.1.3.6 О замеченных утечках нефти (нефтепродукта), любых неисправностях и повреждениях сооружений по трассе, угрожающих нормальной работе МН или безопасности людей, а также о нарушениях охранной зоны МН или производстве строи-

тельных работ в непосредственной близости от МН лица, выполняющие патрулирование, должны немедленно сообщать непосредственному руководителю и управляющему диспетчеру, осуществляющему управление данным участком МН

9.1.1.3.7 Сроки проведения первичного и периодического технического диагностирования МН, находящихся в эксплуатации.

9.1.1.3.7.1 Первичное техническое диагностирование МН внутритрубными дефектоскопами предлагается проводить в срок не более 1 года со дня ввода участка МН в эксплуатацию.

9.1.1.3.7.2 Периодическое техническое диагностирование линейной части МН внутритрубными дефектоскопами рекомендуется проводить:

- в сроки, указанные в заключении по оценке технического состояния объектов участка линейной части МН;

- в срок 6 лет от даты предыдущего диагностирования - для МН, оценка технического состояния которых не проводилась;

- в соответствии с расчетом периодичности диагностического обследования линейной части;

- по специальным программам для отдельных участков.

Если интервалы времени между сроками проведения очередного диагностического обследования ВИП, указанными в техническом отчете по оценке технического состояния объектов участка линейной части МН на соответствие требованиям нормативных и технических документов, составляют менее 2 лет, рекомендуется проводить одновременное диагностическое обследование участка комбинированными ВИП в ближайший из сроков, указанных в техническом отчете.

9.1.1.3.7.3 Первичное (со дня ввода участка МН в эксплуатацию) и периодическое измерение глубины залегания МН рекомендуется проводить в срок:

- не реже одного раза в 5 лет - на непахотных землях;

- один раз в год - на пахотных землях.

Рекомендуемые сроки проведения измерения глубины залегания МН на ППМТ: первичные измерения выполняются через 1 год после ввода ППМТ в эксплуатацию; в дальнейшем периодические - в соответствии с НД эксплуатирующей организации.

9.1.1.3.7.4 Рекомендуемые сроки проведения электрометрии устанавливаются в соответствии с НД эксплуатирующей организации. На вновь построенных или реконструированных МН первичную электрометрию предлагается проводить в срок не более 3 лет после завершения строительства или реконструкции МН, в дальнейшем рекомендуется проведение комплексной электрометрии.

Комплексное электрометрическое диагностирование предлагается проводить:

- на участках МН высокой коррозионной опасности - не реже одного раза в 5 лет;

- на остальных участках МН - не реже одного раза в 10 лет.

Категорию коррозионной опасности рекомендуется устанавливать на основании проектной и эксплуатационной документации, а также результатов электрометрического обследования и внутритрубной дефектоскопии.

9.1.1.3.7.5 На коррозионно-опасных участках трубопроводов (в том числе при длине защитной зоны менее 3 км) и участках, имеющих минимальные (по абсолютной величине) значения защитных потенциалов, дополнительные измерения защитных потенциалов рекомендуется проводить с помощью выносного электрода сравнения, в том числе с использованием метода отключения, непрерывно или с шагом не более

10 м (в соответствии с НД) не менее одного раза в 3 года, в период максимального увлажнения грунта, а также дополнительно в случаях изменения режимов работы установок катодной защиты и при изменениях, связанных с развитием системы электрохимической защиты, источников блуждающих токов и сети подземных трубопроводов. На строящихся трубопроводах эти измерения предлагается осуществлять по всей их протяженности, а на ремонтируемых - по всей длине ремонтируемых участков.

9.1.1.3.7.6 Остальные требования в соответствии с ГОСТ 34182.

9.1.1.4 Контроль технического состояния ЛЧ МГ

В течение первого года эксплуатации вновь построенных газопроводов ЭО организует проведение внутритрубного диагностирования с целью определения пространственного положения газопроводов, выявления строительных дефектов для последующего их устранения в рамках гарантийных обязательств

9.1.1.4.1 Контроль технического состояния ЛЧ МГ включает:

- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации газопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование газопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- приборное и водолазное обследование подводных переходов;
- обследование газопроводов с применением контрольных нагрузок;
- другие способы обследований.
- внутритрубное диагностирование, предназначенное для обнаружения дефектов в теле трубы и в сварных соединениях, контроля геометрии трубы и геодезического позиционирования;

9.1.1.4.2 Работы по техническому диагностированию ЛЧ МГ проводят на основании плана проведения диагностирования газопроводов (в соответствии с п.7.7.14 настоящего Руководства).

9.1.1.4.3 При составлении проектов планов технического диагностирования ЛЧ МГ и установлении сроков ее проведения, периодичности и объемов ЭО учитывают:

- категорию газопровода;
- срок эксплуатации газопровода;
- конструкционные особенности газопровода;
- наличие нарушений охранных зон прохождения газопровода;
- отказы на ЛЧ МГ;
- особенности района расположения газопровода;
- наличие участков МГ, относящихся к потенциально-опасным и особо ответственным и сложным для диагностирования.

9.1.1.4.4 В ходе обследований ЛЧ МГ ЭО и Специализированные организации могут проводить:

- выявление свищей и утечек газа;
- выявление коррозионных и эрозионных повреждений, трещин и других дефектов металла;
- определение состояния защитного покрытия;

- измерение механических напряжений металла, выявление перемещений и деформаций участков газопроводов;
- оценку технического состояния опор, креплений и других конструктивных элементов, воздушных переходов, узлов запуска-приема ВТУ, ГИС (расходомерных пунктов) и т.п.;
- оценку технического состояния подводных переходов;
- определение глубины заложения подземных газопроводов;
- оценку гидравлической эффективности, определение местных гидравлических сопротивлений;
- оценку возможностей пропуска ВТУ (для участков, где такие устройства ранее не пропускались);
- визуальную, инструментальную и приборную оценку состояния металла и защитного покрытия в шурфах и местах выхода газопровода из грунта;
- другие работы.

Целью осмотра является выявление нарушений требований НД.

9.1.1.4.5 Обнаруженные нарушения и повреждения регистрируют в журналах осмотров трассы.

Осмотр прекращают и принимают немедленные меры (оповещение диспетчерской службы и др.) по предотвращению аварии при обнаружении повреждений, характер и размеры которых по оценке лица, выполняющего осмотр, могут привести к аварии.

9.1.1.4.6 Сроки проведения осмотров, их периодичность и объемы устанавливают графиком, разработанным в Филиале ЭО и утвержденным руководством ЭО исходя из конкретных условий эксплуатации, состояния газопровода и типов грунтов, геологических условий, давления газа, коррозионной агрессивности грунтов, наличия блуждающих токов, характера местности, времени года, а также вида патрулирования и т.д.

9.1.1.4.7 Сроки осмотра трасс газопроводов пересматривают с учетом изменения условий эксплуатации. Осмотры выполняют с использованием транспортных средств: авиа-, автотранспорта или пешим обходом. Способы осмотров устанавливает руководство Филиала ЭО.

9.1.1.4.8 На надземных переходах осмотры выполняют три раза в год: весной - после паводка, летом - в период максимальных температур воздуха и зимой - в период минимальных температур воздуха.

9.1.1.4.9 Осмотры опор, креплений, оснований фундаментов и других конструктивных элементов, мест входа и выхода газопровода из грунта на надземных переходах, на узлах пуска и приема ВТУ, ГИС (расходомерных пунктах) проводят для выявления повреждений и отклонений от проекта. Одновременно проводят осмотр наружной поверхности газопроводов.

9.1.1.4.10 Контроль фактической глубины заложения газопровода проводят через каждые 500 м в характерных точках:

- на непахотных землях - не реже одного раза в три года;
- на пахотных - один раз в год перед весенними посевными работами.

9.1.1.4.11 Особое внимание уделяют участкам газопровода расположенным в сложных геологических условиях, где возможны изменения рельефа местности: оползни, размывы, просадки грунта и т.п. При осмотрах таких участков, контролируют

переходы подземного газопровода в надземный, места возникновения эрозионных и оползневых процессов, места поворота газопровода в плане и по вертикали.

9.1.1.4.12 На участках с нарушением глубины заложения газопровода, предусматривают дополнительные меры по обеспечению сохранности газопровода (обвалование и т.д.).

9.1.1.4.13 Участки газопроводов, проложенных в подвижных песках и дамбах, осматривают один раз в год.

9.1.1.4.14 В ходе осмотров проверяют водопропускные сооружения, периодически подтопляемые территории, прилегающие к газопроводам, состояние откосов, каменных набросов и облицовок в местах переходов и пересечений с водными преградами и оврагами, места возможных размывов.

9.1.1.4.15 При проведении осмотров газопроводов, проложенных через автомобильные и железные дороги в защитных футлярах (кожухах), два раза в год проводят анализ воздушной среды межтрубного пространства с помощью переносного газоанализатора на наличие утечек газа.

9.1.1.4.16 Проверку на отсутствие электрического контакта между трубой и футляром проводят один раз в год.

9.1.1.4.17 Очистку полости газопровода обеспечивают выполнением необходимых технологических операций по пуску и приему ОУ и выполняют по специальной разрабатываемой ЭО инструкции, которая предусматривает: организацию работ, технологию пуска и приема, методы и средства контроля за прохождением ОУ, требования безопасности и противопожарные мероприятия.

9.1.1.4.18 Сроки и периодичность пропуска ОУ определяют исходя из фактического гидравлического состояния участков газопровода.

9.1.1.4.19 Результаты обследований оформляют документами (актами, заключениями, протоколами или др.). По результатам обследований в зависимости от технического состояния объекта МГ ЭО принимает решение о режиме его эксплуатации, необходимости проведения, сроках и объемах ремонтных работ.

9.1.1.5 Контроль технического состояния ЛЧ ВПТ

Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию линейных участков ВПТ, а также технических устройств, входящих в состав ВПТ, устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом требований настоящего Руководства. Работы должны проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

9.1.1.5.1 Техническое обслуживание ВПТ

Техническое обслуживание ВПТ включает:

- осмотр трассы ВПТ (наблюдение за состоянием трассы ВПТ, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли), в том числе при помощи беспилотных летательных аппаратов с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности ВПТ и безопасности окружающей среды;

- обслуживание технических устройств и средств ЭХЗ ВПТ;

- ревизию ВПТ (в соответствии с п.7.7.15 настоящего Руководства);

- обследование переходов через естественные и искусственные преграды.

9.1.1.5.1.1 Осмотр трассы ВПТ

Осмотр трассы ВПТ должен выполняться с целью контроля состояния охранной зоны, исправности оборудования, технических устройств и прилегающей территории, выявления факторов, которые создают угрозу безопасности и надежности эксплуатации ВПТ.

Периодичность осмотра трассы ВПТ должна определяться эксплуатирующей организацией с увеличенной периодичностью осмотра в паводковый период. Осмотр трассы ВПТ должен осуществляться одним из четырех способов:

- воздушный осмотр;
- наземный осмотр на транспортных средствах (включая плавсредства при патрулировании подводных и надводных переходов);
- наземный осмотр, выполняемый пешим порядком;
- постоянный видеоконтроль.

При осмотре трассы ВПТ особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек;
- показанию приборов, по которым осуществляется контроль давления в ВПТ и сравнение показаний с параметрами, установленными технологическим регламентом ВПТ;
- состоянию сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры;
- выявлению оголений ВПТ;
- состоянию переходов через естественные и искусственные преграды;
- состоянию берегоукреплений, образованию промоин и размывов;
- состоянию вдольтрассовых сооружений (линейных колодцев, защитных противопожарных и противокоррозионных сооружений, вдоль трассовых дорог, указательных знаков);
- строительным и земляным работам, в том числе проводимым сторонними организациями;
- наличию несанкционированных врезок;
- появлению непредусмотренных переездов трассы ВПТ;
- состоянию защитных кожухов ВПТ, а также состоянию изоляции на открытых (видимых) участках ВПТ.

При наружном осмотре балочных, подвесных и арочных надземных и надводных переходов необходимо вести визуальный контроль над общим состоянием данных переходов, береговых и промежуточных опор, их осадкой, состоянием мачт, тросов, вантов, берегов в полосе надводных переходов, берегоукрепительных сооружений, водотводных канав, мест выхода ВПТ из земли, креплений ВПТ в опорах земляных насыпей.

Проезды, подъездные пути, переезды через ВПТ, вдоль трассовые дороги для обслуживания ВПТ должны содержаться в исправном состоянии.

9.1.1.5.1.2 Лица, выполняющие осмотр, должны немедленно сообщать ответственному должностному лицу о замеченных утечках, несанкционированных врезках, неисправностях и повреждениях сооружений по трассе, угрожающих нормальной работе ВПТ или безопасности людей и находящихся вблизи организаций, населенных пунктов, окружающей среде.

При осуществлении воздушного осмотра данные об угрожающей ВПТ деятельности или производстве строительных работ в непосредственной близости от ВПТ должны быть уточнены на земле.

9.1.1.5.1.3 Результаты осмотра должны заноситься в журнал осмотра лицом, осуществившим осмотр.

9.1.1.5.1.4 Внеочередные осмотры должны проводиться после стихийных бедствий, аномальных паводков, в случае визуального обнаружения утечки нефти, газа и воды, обнаружения падения давления в ВПТ по показаниям контрольных приборов, снижения объемов транспортируемой среды либо изменения схемы транспортировки.

9.1.1.5.1.5 По результатам осмотра выявленные несоответствия должны быть устранены на месте. В случае невозможности устранения несоответствий на месте разрабатываются мероприятия по их устранению.

9.1.1.5.1.6 При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в проектной документации (документации), работы должны быть немедленно остановлены, приняты меры по обеспечению сохранности указанных коммуникаций и сооружений, установлению их принадлежности и вызову представителя эксплуатирующей организации.

9.1.1.5.1.7 В случае повреждения ВПТ или обнаружения утечки продукции в процессе выполнения работ сторонней организацией, персонал и технические средства должны быть немедленно выведены за пределы опасной зоны, а организация, эксплуатирующая ВПТ, извещена о происшествии.

9.1.1.5.1.8 До прибытия аварийно-восстановительной бригады руководитель работ должен принять меры, предупреждающие доступ в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств.

9.1.1.5.1.9 Производственный персонал, выполняющий осмотр или обслуживание инженерных коммуникаций и объектов, находящихся в районе прохождения ВПТ, а также граждане, обнаружившие повреждение ВПТ или выход (утечку) транспортируемой среды, обязаны немедленно сообщить об этом диспетчерской или аварийной службе организации, эксплуатирующей данный участок ВПТ.

9.1.1.5.1.10 При обнаружении повреждения ВПТ или утечки продукции, угрожающих объектам, зданиям и сооружениям, эксплуатируемым иными организациями, и окружающей среде, информация о возможном развитии опасных факторов должна быть передана диспетчерской службой организации, эксплуатирующей ВПТ, организациям-владельцам указанных объектов, а также соответствующим органам власти и управлениям.

9.1.1.5.1.11 По всей трассе должна поддерживаться проектная глубина заложения ВПТ. При возникновении оголения, провисания, размыва участков ВПТ они должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями проектной документации (документации).

Фактическая глубина заложения ВПТ должна периодически контролироваться при проведении ревизии ВПТ.

9.1.1.6 Контроль технического состояния ТТ

9.1.1.6.1 При периодическом контроле ТТ следует проверять:

- техническое состояние их наружным осмотром и, при необходимости, неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных сечений и т.п.;

- устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации ТТ;

- полноту и порядок ведения технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту ТТ.

9.1.1.6.2 ТТ, подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих ТТ в период эксплуатации должны тщательно осматриваться с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации. Максимально допустимая амплитуда вибрации ТТ составляет 0,2 мм при частоте вибрации не более 40 Гц.

Выявленные при этом дефекты подлежат устранению.

Сроки осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния ТТ устанавливаются в документации, но не реже одного раза в 3 месяца.

9.1.1.6.3 Наружный осмотр ТТ, проложенных открытым способом, при периодических обследованиях допускается производить без снятия изоляции. В необходимых случаях проводится частичное или полное удаление изоляции.

9.1.1.6.4 Наружный осмотр ТТ, уложенных в непроходимых каналах или в земле, производится путем вскрытия отдельных участков длиной не менее 2 м. Число участков устанавливается в зависимости от условий эксплуатации.

9.1.1.6.5 Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в ТТ должно быть снижено до атмосферного, температура горячих ТТ – до плюс 60 °С, а дефекты устранены с соблюдением необходимых мер безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод должен быть остановлен, подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

9.1.1.6.6 При наружном осмотре проверяется вибрация ТТ, а также состояние:

- изоляции и покрытий;
- сварных швов;
- фланцевых и муфтовых соединений, крепежа и устройств для установки приборов;
- опор;
- компенсирующих устройств;
- дренажных устройств;
- арматуры и ее уплотнений;
- реперов для замера остаточной деформации;
- сварных тройниковых соединений, гибов и отводов.

9.1.2 Основные нагрузки и факторы, влияющие на техническое состояние труб, в процессе эксплуатации трубопроводов

9.1.2.1 Под нормативной понимают нагрузку, установленную нормативными документами и определенную на основании статистического анализа при нормальной эксплуатации трубопровода.

9.1.2.2 Расчетной называют нагрузку, учитывающую возможное отклонение от нормативной.

9.1.2.3 Все нагрузки и воздействия подразделяются на постоянные, длительные, кратковременные и особые.

К постоянным нагрузкам относятся вес, давление грунта и грунтовых вод, предварительное напряжение.

К длительным нагрузкам относятся массы стационарного оборудования, материалов, масса жидкости, хранимой в резервуарах и перекачиваемой по трубопроводам, давление перекачиваемого продукта, длительные температурные усилия в конструкциях.

К кратковременным нагрузкам относятся снеговые и ветровые нагрузки, обледенение, транспортные и монтажные нагрузки, испытательные нагрузки.

К особым - обвалы, просадки, оползни и т. п., нагрузки от землетрясений, называемые сейсмическими.

9.1.2.4 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.

Кроме того в течение всего срока эксплуатации трубопроводы испытывают динамические нагрузки, возникающие при работе нагнетательных установок, срабатывании запорной аппаратуры, случайно возникающие при ошибочных действиях обслуживающего персонала, аварийных отключениях электропитания, ложных срабатываниях технологических защит и т.д.

9.1.2.5 Эксплуатационными факторами, влияющими на техническое состояние и нагрузку, являются:

- коррозия металла;
- эрозионное стирание стенок рабочей средой;
- изменение физико-механических свойств металлов.

9.1.3 Типы дефектов и повреждений труб, образовавшихся при транспортировании труб, сооружении и эксплуатации ТП.

9.1.3.1 Критерии оценки и классификация дефектов, выявленных при ВТД и наружном диагностировании трубопроводов, рекомендуется устанавливать в НД на диагностирование ТП.

9.1.3.2 Отбраковку труб с выявленными дефектами или принятие решения о возможности их дальнейшей эксплуатации или о необходимости ремонта проводят в соответствии с требованиями НД.

3.1.3.3 При обследовании должны быть использованы результаты обследований, выполненных до ввода участка трубопровода в ремонт (результаты ВТО, обследование в шурфах и т.д.)

9.1.3.4 По степени влияния на несущую способность трубопровода дефекты труб классифицируются на опасные и неопасные.

К опасным дефектам относятся:

- дефекты, примыкающие к сварным швам или непосредственно на швах, если их измеренная глубина превышает по величине 3% от номинального наружного диаметра трубы;

- дефекты, опасные по результатам расчета на статическую прочность (расчетное давление разрушения дефектной трубы ниже заводского испытательного давления);

- дефекты стенки, связанные с потерей металла, с остаточной толщиной стенки трубы на уровне технически возможного минимального предела измерения прибора-дефектоскопа.

9.1.3.5 Опасные дефекты подразделяются на дефекты, не подлежащие ремонту, и дефекты, подлежащие ремонту, из которых по степени опасности выделяются дефекты первоочередного ремонта.

9.1.3.6 Дефектами, подлежащими ремонту, являются дефекты труб, параметры которых не соответствуют требованиям СНиП, ГОСТ, ВСН, и других нормативных документов.

9.1.3.7 Дефектами первоочередного ремонта являются дефекты, представляющие повышенную опасность для целостности трубопровода при его эксплуатации и подлежащие ремонту в первую очередь для восстановления несущей способности трубы.

9.1.3.8 Опасные дефекты подлежат выборочному ремонту в соответствии с установленными методами ремонта опасных дефектов.

9.1.3.9 К неопасным относятся дефекты, для которых расчетное давление разрушения дефектной трубы не ниже заводского испытательного давления. Эксплуатация трубопровода при наличии неопасных дефектов допускается без ограничений на режимы перекачки в межинспекционный период.

9.1.3.10 По критерию необходимости проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) дефекты подразделяются на требующие ДДК и не требующие ДДК.

9.1.3.11 К дефектам тела трубы относятся:

- вмятина - местное изменение формы поверхности трубы, не сопровождающееся утонением стенки. Вмятина образуется в результате взаимодействия трубы с твердым телом, не имеющим острых кромок. Это взаимодействие может быть как статическим, так и динамическим.

Вмятина имеет, как правило, плавное сопряжение с остальной поверхностью трубы и поэтому не вызывает пиковой концентрации напряжений. В области вмятины имеются значительные остаточные изгибные (по толщине стенки трубы) пластические деформации. Эти деформации возникают как в поперечных, так и в продольных сечениях вмятины, но обычно максимальные их значения имеют место в поперечном (кольцевом) направлении.

Вмятина характеризуется поверхностными величинами (вдоль трубы и в кольцевом направлении) и глубиной.

При обследовании МТ рекомендуется обращать внимание на возможность наличия вмятины в зоне нижней образующей трубопровода. Зона нижней образующей является наиболее подверженной образованию вмятин, как в процессе сооружения, так и эксплуатации.

Наиболее опасными эксплуатационными дефектами являются усталостные трещины. Часто образование трещин в металле стенки трубопроводов происходит в дефектных зонах концентрации напряжений и на границах вмятин.

- гофр - чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения трубопровода. Гофр характеризуется глубиной, которую обычно соизмеряют с толщиной стенки трубы.

Гофры обычно образуются при изоляционно-укладочных работах или при холодном изгибе труб. В редких случаях гофры могут образовываться в процессе эксплуатации ТП на углах поворота трассы при значительных перемещениях криволинейного участка ТП вследствие действия внутреннего давления и температуры и при прохождении трубопровода в слабонесущих грунтах.

- овальность сечения — дефект геометрической формы сечения трубы (трубопровода), возникающий в результате превращения начального кольцевого сечения трубы в эллиптическое. Овальность сечений образуется при действии значительных внешних поперечных (радиальных) нагрузок на трубу (трубопровод). Овальность сечения определяется как отношение разности между максимальным и минимальным диаметрами в одном и том же сечении к номинальному диаметру.

9.1.3.12 К дефектам в стенке трубы относятся:

а) дефекты механического происхождения (царапины, риски, надрезы);

б) дефекты коррозионного происхождения:

- сплошная коррозия: равномерная, неравномерная;

- местная: точечная, пятнами, язвы;

- питтинговая коррозия;

- межкристаллическая коррозия.

Комбинированными дефектами являются комбинации из приведенных дефектов. К таким дефектам относятся:

- вмятины и гофры в сочетании с риской, потерей металла, расслоением или трещиной,

- овальность в сочетании с вмятиной, гофром,

- вмятины и гофры, примыкающие или находящиеся на сварном шве,

- аномалии сварных швов в сочетании со смещениями,

- аномалии сварных швов в сочетании с коррозионной потерей металла,

- расслоение, примыкающее к дефектному сварному шву.

9.1.3.13 Допустимые размеры дефектов труб подлежащих ремонту, определяют в соответствии с НД, регламентирующими применение соответствующих ремонтных технологий.

9.2 Ремонт труб

9.2.1 Для обеспечения безопасности при проведении ремонтных работ необходимо обеспечить выполнение требований нормативных документов в области охраны труда и техники безопасности при эксплуатации ТП, пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах трубопроводного транспорта в соответствии с требованиями [38] и других НД утвержденных в установленном порядке.

9.2.3 По результатам анализа данных, полученных при наружных осмотрах, ревизиях, при расследовании аварий и инцидентов за весь срок эксплуатации трубопроводов, проводится выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности трубопроводов с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

Каждый ремонт должен отражаться в паспорте трубопровода.

9.2.4 Участок трубопровода, подлежащий ремонту, должен быть отключен задвижками и заглушками от других трубопроводов, аппаратов и оборудования.

9.2.5 К ремонтным работам допускается персонал, обученный и аттестованный в установленном порядке.

9.2.6 В зависимости от метода производства ремонта дефектоскопия и отбраковка труб (участков) может производиться как в траншее на поддерживаемом трубоукладчиками или опорами трубопроводе, так и на трубопроводе, находящемся на берме.

9.2.7 Дефектоскопия трубопровода должна производиться методами и приборами, позволяющими выявлять все виды дефектов труб, включая стресс-коррозионные, по всей поверхности трубопровода. Особое внимание следует обращать на нижнюю образующую труб и участки, прилегающие к сварным швам и места с дефектами по результатам внутритрубной дефектоскопии.

9.2.8 Степень очистки труб должна обеспечивать возможность качественного ремонта

9.2.9 При применении аппаратуры, использующей магнитные методы дефектоскопии (магнитометрия), дефектоскопия участка может проводиться как до производства очистных работ, так и после очистки трубопровода от изоляции.

При применении ультразвуковой аппаратуры дефектоскопия осуществляется только после проведения двух этапов очистки - удаления от старого изоляционного покрытия и последующей дополнительной очистки в соответствии с требованиями применяемой аппаратуры.

9.2.10 По результатам дефектоскопии трубопровода и его ремонта контролируемой шлифовкой должны быть определены геометрические параметры всех выявленных дефектов труб. Отбраковка или оставление в трубопроводе дефектных труб с не определенными геометрическими параметрами выявленных дефектов не допускается.

9.2.11 Выбор вида и способа ремонта труб зависит от следующих показателей:

- состояния изоляционного покрытия и стенки трубы;

- размеров и взаимного расположения коррозионных повреждений стенки трубы;
- количества и характера распределения опасных и потенциально опасных дефектов стенки трубы;
- конкретных условий пролегания трубопровода;
- фактических и прогнозируемых показателей загруженности трубопровода;
- технико-экономических показателей по видам и способам ремонта.

9.2.12 Ремонт дефектов труб и сварных соединений может выполняться с применением технологий шлифовки, заварки, установки ремонтной конструкции и, в отдельных случаях, с применением технологии врезки под давлением в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Классификация дефектов, критерии отбраковки и методы ремонта указаны в НД на соответствующие по назначению трубопроводы.

9.2.12.1 Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (чешуйчатость, поры, выходящие на поверхность) с остаточной высотой усиления не менее значений, указанных в ГОСТ 16037-80.

Шлифовка используется для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов: ризок, потерь металла, трещин, расслоений с выходом на поверхность.

При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

После шлифовки должна проверяться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина не должна быть меньше 80% от толщины стенки.

9.2.12.2 Заварка дефектов

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов тела трубы типа "потеря металла" (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа "аномалии поперечного сварного шва" (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) на сварных швах.

Технология заварки коррозионных повреждений состоит из двух этапов: подготовительной работы (зачистка поверхности) и непосредственно заварки. Место заварки зачищают до металлического блеска в радиусе не менее двух диаметров повреждений (наибольших линейных размеров). Зачистку поверхности можно проводить вручную с использованием пескоструйных аппаратов. Допускается применение других методов зачистки (например, химического) для полного удаления продуктов коррозии.

Наплавленный металл подвергается визуальному, магнитопорошковому контролю для выявления внешних дефектов и ультразвуковому контролю для выявления внутренних дефектов. Результаты контроля должны оформляться в виде заключений.

9.2.12.3 Накладные элементы и муфты

Повреждения трубопровода в виде свищей и трещин длиной до 50 мм ремонтируют приваркой накладных элементов заплат, хомутов, муфт. Размеры накладных элементов и муфт должны перекрывать место дефекта не менее чем на 40 мм от его краев. Заплата должна иметь эллипсовидную форму. Длина муфты без технологических колец должна быть в пределах 150-300 мм. При длине муфты более 300 мм должны быть использованы технологические кольца.

9.2.12.4 Вырезка дефекта (замена «катушки»).

При этом способе ремонта участок трубы с дефектом («катушка») должен быть вырезан из трубопровода и заменен бездефектной «катушкой». Вырезка дефекта должна применяться в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления при установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией), экономической нецелесообразности установки муфт из-за чрезмерной длины дефектного участка.

Порядок организации и выполнения работ по вырезке и врезке «катушек», требования к врезаемым «катушкам» определяется аттестованными ремонтными технологиями.

9.2.13 Предельный срок эксплуатации секции с дефектом (дефектами):

- определяется по результатам расчетов на прочность и долговечность каждого дефекта по нормативным документам, действующим на дату проведения расчетов;
- отсчитывается от даты последнего обследования.

9.2.14 Отремонтированный участок трубопровода принимается в эксплуатацию по акту рабочей комиссией, назначаемой приказом или распоряжением по транспортирующей организации. Акт о приемке участка трубопровода в эксплуатацию утверждается Заказчиком.

10 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ

10.1 Виды аварий, основные причины повреждения труб

10.1.1 Аварийное предельное состояние трубопровода соответствует полному отказу трубопровода из-за чрезмерных нагрузок и /или локального повреждения с обязательной потерей целостности трубопровода (течь/разрыв).

10.1.2 Аварии с образованием течи или полным разрушением на трубопроводах создают опасность взрывов, пожаров и загрязнения почв и акваторий. Трубопроводы, транспортирующие широкие фракции легких углеводородов, при образовании течи создают исключительно высокую опасность взрывов и пожаров вследствие скопления больших масс этих веществ в низинах в связи с большей плотностью, чем плотность воздуха.

10.1.3 Наиболее характерными аварийными ситуациями являются:

- разгерметизация трубопроводов со сжатыми углеводородами с последующим образованием взрывоопасного облака;
- разгерметизация трубопроводов, сопровождающаяся выбросом жидких углеводородов с их последующим испарением и формированием газопарового облака, способного к взрыву;

- образование взрывоопасных смесей углеводородов с воздухом и инициирование воспламенения внутренними или внешними источниками воспламенения.

10.1.4 Основные причины аварий на трубопроводах

Аварии на трубопроводах возникают по причинам общего характера, которые можно объединить в следующие группы:

1) Технические причины:

- внешнее воздействие на трубопровод (несанкционированные врезки, наезды тяжелого транспорта, оползни, землетрясения и т.д.);
- усталостные трещины, коррозия, эрозия металла, повышенная хрупкость стали, прогар труб;
- разрушение сварных соединений;
- отсутствие или неисправность средств контроля, противоаварийной защиты, сигнализации и связи.

2) Организационные причины:

- нарушение норм технологического режима перекачки жидкости (пульсация давления и связанные с ним вибрации, гидроудары и т.д.);
- недостаточный контроль над состоянием трубопроводов, нарушение регламентов обслуживания и ремонта;
- несоблюдение требований промышленной безопасности, норм и правил пожарной безопасности, ошибочные действия персонала и т.д.;
- проектные недоработки или ошибки при проектировании;
- нарушение технологии сварки, некачественный монтаж и сборка трубопроводов;
- нарушение установленного порядка проведения огневых работ;
- применение конструкционных материалов и уплотнительных устройств, не соответствующих установленным требованиям эксплуатации.

10.1.5 Проявление аварийности на трубопроводах в значительной мере обусловлено условиями эксплуатации, которые характеризуются:

- значительной неоднородностью трубопроводов по назначению, параметров нагружения и техническому состоянию;
- показателями коррозионной агрессивности среды;
- наличием на трассах трубопроводов труднодоступных и недоступных участков для проведения контроля.

10.1.6 Комплекс мероприятий по повышению надежности нефтегазового оборудования и трубопроводов должен охватывать стадии проектирования, изготовления (строительства) и эксплуатации нефтегазового оборудования и трубопроводов и основываться на данных о степени агрессивности среды, условиях эксплуатации, технологической схеме и др.

10.1.7 Большинство аварий можно предотвратить при постоянном мониторинге реального состояния трубопроводов, при своевременном проведении мероприятий по их техническому обслуживанию, ремонту и реконструкции, а также при соблюдении безопасного режима работы.

10.1.8 Для обоснованной разработки мероприятий по предотвращению отказов, а также обоснованного выбора методов повышения ресурса и надежности трубопроводов, необходимо проводить анализ причин их возникновения.

10.1.9 К ситуациям, требующим аварийно-восстановительного ремонта ТП, относятся:

а) разрывы стенок трубопровода и запорной арматуры, сварных стыков, приводящие к прекращению работы ТП и представляющие большую опасность для близлежащих населенных пунктов, окружающей среды;

б) небольшие нарушения герметичности или механические повреждения, не влияющие на процесс перекачки, но снижающие безопасность и представляющие потенциальную угрозу.

10.1.10 Аварийно-восстановительные работы включают следующие этапы работ: поиск точного места аварии и определение ее характера; сбор, выезд и доставку персонала и технических средств АВР к месту аварии; выполнение работ по локализации и сбору разлившегося продукта и АВР; ликвидацию последствий аварии.

10.1.11 Все работы по локализации и ликвидации аварий и инцидентов на ТП должны проводиться на основе ПЛВА, планов тушения пожаров в соответствии с разработанными планами ликвидации аварий для конкретных объектов ТП.

Все участки ТП должны быть доступны для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ. Способ доступа определяется проектной документацией либо технологическим регламентом, а также планом мероприятий по локализации и ликвидации аварий.

10.1.12 Основанием для разработки (переработки) ПЛВА являются:

- ввод в действие нового объекта ТП на котором возможны аварии;
- окончание срока действия ранее разработанного ПЛВА;
- изменение данных, содержащихся в действующих ПЛВА.

11 КРИТЕРИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ СОСТОЯНИЙ ТРУБ

11.1. Трубы подлежат отбраковке в случаях, если:

- в результате ревизии установлено, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки уменьшилась и достигла критической величины, не подлежащей ремонту, определяемой в соответствии с расчетом критической толщины стенки или указанной в проектной документации, при которой эксплуатация запрещена;

- при ревизии на поверхности труб были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вздутия и т.п.) не подлежащие ремонту;

- изменились механические свойства металла;

- при контроле сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие ремонту.

11.2. Нормы отбраковки следует указывать в ремонтной документации с учетом условий конкретного объекта.

12 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

12.1 Трубопроводные объекты относятся к категории опасных производственных объектов.

Ежегодному пересмотру подлежат:

- графики технического обслуживания, диагностирования и ремонта трубопроводов;

- графики осмотров, ревизий, обследований трубопроводов;
- планируемые объемы ремонтных работ на трубопроводах;
- перечень объектов трубопроводов, выведенных из эксплуатации;
- перечень трубопроводов, подлежащих консервации и ликвидации.

12.2 Организация работ по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводов осуществляется на основании действующих правовых актов и нормативных документов, согласованных действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в установленном порядке.

12.3 Система управления промышленной безопасностью производственных объектов трубопроводов должна предусматривать:

- идентификацию опасных производственных объектов;
- лицензирование деятельности по эксплуатации;
- организацию эксплуатации трубопроводов с соблюдением требований нормативных документов;
- непрерывный контроль (мониторинг) состояния безопасности объектов;
- оценку состояния безопасности объектов и прогноз его изменения;
- выработку методов и планов поддержания безопасности объектов в пределах норм и допустимых рисков и реализацию этих планов;
- поддержание в готовности систем управления и оповещения, сил и средств по ликвидации аварий и их последствий на трубопроводах, взаимодействие с формированиями по ликвидации чрезвычайных ситуаций.
- взаимодействие с органами государственного надзора и контроля;
- обязательное страхование рисков ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасных производственных объектов;
- разработку деклараций безопасности объектов трубопроводов.

12.4 Трасса трубопровода должна патрулироваться с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации трубопровода.

12.5 При выполнении строительных, ремонтных работ и эксплуатации трубопровода необходимо соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы. Работы должны вестись в соответствии с требованиями регламентов по обеспечению экологической безопасности в процессе эксплуатации и производства работ.

12.6 Обеспечение промышленной безопасности при производстве работ по техническому диагностированию должно достигаться:

- выполнением работ на основании лицензий, выданных органами, уполномоченными в области промышленной безопасности;
- применением на опасных производственных объектах только сертифицированных технических устройств, приборов и оборудования, имеющих паспорт завода-изготовителя и сертификат соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза;

- соблюдением нормативных правовых актов Российской Федерации, ведомственных нормативных документов других НД, согласованных действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в установленном порядке и применяемых при диагностировании методик;

- осуществлением в процессе технического диагностирования непрерывного контроля состояния безопасности трубопровода и своевременной выдачей прогноза по его изменению;

- своевременным представлением владельцу трубопровода необходимых компенсационных мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности трубопровода.

12.7 Организация и порядок безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ (включая земляные работы) на опасных производственных объектах ТП, с целью предотвращения загазованности воздуха рабочей зоны горючими газами и газами токсического воздействия и образования взрывоопасных смесей газов, способных привести к взрывам, пожарам и вредным воздействиям на организм человека, должны осуществляться в соответствии с требованиями действующего законодательства.

13 СВЕДЕНИЯ О КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА

13.1 Трубопроводы должны эксплуатироваться специально подготовленным персоналом. Эксплуатационный персонал должен иметь квалификацию, соответствующую тарифно-квалификационному справочнику, утвержденным должностным инструкциям и инструкциям по профессиям.

13.2. На предприятии, эксплуатирующем трубопроводы, должны действовать системы аттестации по проверке и оценке уровня профессиональной и теоретической подготовки персонала в соответствии с действующими положениями о порядке подготовки и аттестации работников, организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты.

13.3 Систематическую работу по обучению и повышению квалификации руководителей служб и специалистов должен организовать и контролировать главный инженер (заместитель начальника) Предприятия или его подразделения, а работу по обучению и повышению квалификации рабочих - начальники служб.

13.4 Обучение, аттестация и периодичность проверок знаний персонала, эксплуатирующего объекты трубопроводов, должны проводиться в установленном порядке.

Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностным обязанностям.

Специалисты, привлекаемые к работам по диагностике должны пройти проверку знаний и получить право на ведение таких работ.

13.5 Периодическую проверку знаний по правилам технической эксплуатации, по охране труда и промышленной безопасности рабочие, ТП проходят в соответствии с календарным графиком для каждого объекта, но не реже, чем один раз в год.

13.6 Проверка знаний правил, нормативов, инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов (должностных лиц) проводится периодически в

сроки, установленные Правилами безопасности, но не реже, чем один раз в три года, а для вновь поступивших на работу - не позднее одного месяца после назначения на должность.

14 УКАЗАНИЯ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ ТРУБ

14.1 Решение о выводе из эксплуатации труб должно приниматься с учетом критериев предельных состояний, в соответствии с п.11

14.2 В соответствии с приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242 отработавшие свой ресурс стальные трубы, образовавшиеся в результате демонтажа нефте- и газопроводов, отнесены к отходам IV класса опасности.

14.3 В соответствии со статьей 9 Закона № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» деятельность по сбору, транспортировке, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов IV классов опасности подлежит лицензированию в соответствии с Федеральным законом от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности».

14.4 Трубы должны накапливаться на специальных оборудованных для этого промышленных площадках не более 11 месяцев. Если за указанный срок они не вывезены или складированы в не предназначенных для этого местах, то это может нанести ущерб окружающей среде.

14.5 Потребитель обязан паспортизировать этот вид отходов и информировать Росприроднадзор о его наличии и количестве. В случае, если при демонтаже указанных отходов осуществляется предварительная подготовка отходов к дальнейшей утилизации, включая их сортировку, разборку, очистку, то такая деятельность подпадает под определение «обработка отходов» и, следовательно, подлежит лицензированию.

14.6 Дальнейшая реализация б/у труб должна осуществляться компаниями, имеющими соответствующие лицензии (ст. 9, № 89-ФЗ и №7-ФЗ) на транспортировку, обезвреживание и обработку данного типа опасных отходов. При этом обезвреживание и обработку необходимо осуществлять по технологии, получившей положительное заключение государственной экологической экспертизы, а транспортирование бывших в эксплуатации труб должно выполняться с соблюдением норм безопасности на дорогах, которые по уровню требований не уступают транспортированию опасных грузов. Лицензирование организаций производится в соответствии с положениями, изложенными в законе № 99-ФЗ. Этот закон касается лицензирования отдельных видов деятельности, к которым относятся сбор, обработка и утилизация отходов (ст.1, п.3, 99-ФЗ).

15 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Изготовитель гарантирует соответствие труб требованиям нормативной документации в течение срока, оговоренного в нормативной документации на изготовление и контракте (договоре на поставку), при соблюдении требований настоящего руководства.

Для недопущения нарушений условий гарантии на трубы запрещается нарушение правил их эксплуатации и условий хранения, в том числе с любым видом покрытий поставленных и обозначенных в НД Поставщиком.

Приложение А
(справочное)

Перечень документов, использованных при составлении Руководства

1	ГОСТ 9.014-78	Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования
2	ГОСТ 3282-74	Проволока стальная низкоуглеродистая общего назначения. Технические условия
3	ГОСТ 6996 (ИСО 4136-89, ИСО 5173-81, ИСО 5177-81)-66	Сварные соединения. Методы определения механических свойств
4	ГОСТ 7512-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
5	ГОСТ 8731-74	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования
6	ГОСТ 8733-74	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования
7	ГОСТ 10692-2015	Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
8	ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
9	ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
10	ГОСТ 10706-76	Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования
11	ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
12	ГОСТ 15846-2002	Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение
13	ГОСТ 18442-80	Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования
14	ГОСТ 20295-85	Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
15	ГОСТ 20426-82	Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения
16	ГОСТ 25225-82	Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод
17	ГОСТ 30136-95 (ИСО 8457-1-89)	Катанка из углеродистой стали обыкновенного качества. Технические условия
18	ГОСТ 31447-2012	Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия
19	ГОСТ 31448-2012	Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

20	ГОСТ 32388-2013	Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия
21	ГОСТ 32528-2013	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия
22	ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
23	ГОСТ 34182-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения
24	ГОСТ 34366-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Контроль качества строительно-монтажных работ. Основные положения
25	ГОСТ ISO 3183-2012	Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия
26	ГОСТ Р 55046-2012	Техническая диагностика. Оценка остаточного ресурса длительно эксплуатируемых стальных трубопроводов на основе результатов механических испытаний образцов. Общие требования
27	ГОСТ Р 55724-2013	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
28	ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
29	ГОСТ Р 56512-2015	Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы
30	ГОСТ 58755-2019	Подмости передвижные сборно-разборные. Технические условия
31	ГОСТ 58758-2019	Подмости передвижные сборно-разборные. Технические условия
32	API Spec 5L	Specification for Line Pipe, Forty-sixth Edition –Технические условия на трубы для трубопроводов, шестая редакция (04/01/2018)
33	ВСН 005-88	Строительство промысловых трубопроводов. Технология и организация
34	ВСН 008-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция
35	ВСН 011-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание
36	ВСН 012-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I
37	РД 19.100.00-КТН-001-10	Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.
38	РД 23.040.00-КТН-090-07	Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
39	СП 36.13330.2012	Свод правил. Магистральные трубопроводы (СНиП 2.05.06-85)

40	СП 48.13330.2019	Свод правил. Организация строительства (СНиП 12-01-2004)
41	СП 75.13330.2011	Свод правил. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы (СНиП 3.05.05-84)
42	СП 86.13330.2022	Свод правил. Магистральные трубопроводы (СНиП III-42-80)
43	СП 245.1325800.2015	Свод правил. Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемка работ
44	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ
45	СП 406.1325800.2018	Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения
46	СТО Газпром 2-2.3-231-2008	Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
47	ТР ТС 032/2013	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»
48	ТТТ-01.02.04-01	Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция в том числе с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем транспорта жидкости и газа (версия 4.0 от 20 декабря 2023г.)
49	№ 7-ФЗ	Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ
50	№ 18-ФЗ	Федеральный закон «Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации» от 10.01.2003 № 18-ФЗ
51	№ 24-ФЗ	«Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации» от 07.03.2001 № 24-ФЗ
52	№ 89-ФЗ	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ
53	№ 99-ФЗ	Федеральный закон «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 04.05.2011 № 99-ФЗ
54	№ 384-ФЗ	Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 № 384-ФЗ
55	№ 82	Приказ Минтранса России от 28.06.2007 № 82 (ред. от 15.09.2020) «Об утверждении Федеральных авиационных правил «Общие правила воздушных перевозок пассажиров, багажа, грузов и требования к обслуживанию пассажиров, грузоотправителей, грузополучателей» (Зарегистрировано в Минюсте России 27.09.2007 № 10186)
56	№ 330	Приказ Ростехнадзора от 02.08.2018 № 330 «Об утверждении Руководства по безопасности «Техническое диагностирование трубопроводов линейной части и технологических трубопроводов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»

57	–	Постановление Правительства РФ от 21.12.2020 № 2200 (ред. от 30.12.2022) «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом и о внесении изменений в пункт 2.1.1 Правил дорожного движения Российской Федерации»
----	---	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» ТР ТС 032/2013

Пункт требований ТР ТС 032/2013	Пункт Руководства
Статья IV п.27, перечисление а)	п.3
Статья IV, п.27, перечисление б)	п.п.7.1, 7.2
Статья IV, п.27, перечисление в)	п.6, 7, 9.2
Статья IV, п.27, перечисление г)	п.9
Статья IV, п.27, перечисление д)	п.10
Статья IV, п.27, перечисление е)	п.10.1.10
Статья IV, п.27, перечисление ж)	п.11
Статья IV, п.27, перечисление з)	п.14
Статья IV, п.27, перечисление и)	п.13
Статья IV, п.29	п.4
Статья V	п.12

Общество с Ограниченной Ответственностью
«Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель Генерального директора
по технологии и качеству ПАО «ТМК»

Е.М. Засельский



2024 г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «Научно-исследовательский
институт разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб»

Ю.Н. Антипов



2024 г.

ТРУБЫ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Изменение №1

1 Раздел 1. Пункт 1.1. Заменить слова: «ГОСТ 8732» на «ГОСТ 8733»;

Пункт дополнить абзацем:

«Климатическое исполнение, категории размещения и значения температуры окружающего воздуха при хранении, транспортировке, монтажа и эксплуатации труб должны выбираться согласно ГОСТ 15150».

2 Раздел 1. Пункт 1.5. Заменить слово «ТМК» на «ПАО «ТМК».

3 Раздел 2. Пункт 2.1. Заменить термин и определение:

«магистральный трубопровод: сооружение, которое осуществляет транспортировку нефти, нефтепродуктов, воды, газов и прочих веществ с производства или места добычи к конечной точке применения» на

«трубопровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленных жидких или газообразных углеводородов от объектов добычи и (или) пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и (или) передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и (или) хранения, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.»

4 Раздел 3. Дополнить пунктом 3.3:

«3.3 Информация о предприятии-изготовителе Группы ТМК указывается на ярлыке или в сопроводительной документации».

5 Раздел 4. Пункт 4.1.1 исключить.

6 Раздел 4. Подраздел 4.2. Четвертый абзац изложить в новой редакции:

«По согласованию изготовителя с заказчиком, на концах труб устанавливаются защитные стальные или полимерные кольца для предохранения фаски».

7 Раздел 5. Подраздел 5.1.2. Третий абзац изложить в новой редакции:

«Схемы укладки труб на специализированные транспортные средства представлены на рисунке 1, при этом в качестве проволочного хомута необходимо использовать стальную проволоку диаметром не менее 6 мм по ГОСТ 3282 или катанку по ГОСТ 30136 или по другой документации диаметром не менее 5 мм».

Пункт дополнить абзацем:

«Допускается использовать в качестве хомута кольцевые стропы из полимерного материала при условии, что связки (пакеты) труб разделены между собой прокладками, исключающими контакт связок между собой».

8 Раздел 5. Подраздел 5.3. Пункт 5.3.2. Второй абзац, второе предложение изложить в новой редакции: «В качестве прокладок применяют деревянные рейки, длиномерные резиновые, полимерные или армированные изделия».

9 Раздел 5. Подраздел 5.3. Пункт 5.3.8. Третий абзац. Заменить: «ГОСТ 28012» на «ГОСТ Р 58755», «ГОСТ 26887» на «ГОСТ Р 58758».

10 Раздел 5. Подраздел 5.3. Пункт 5.3.17. Заменить значение «20» на «60»;
Дополнить предложением: «Допустимая температура окружающей среды для труб с покрытием указывается в НД на трубы с покрытием».

11 Раздел 6. Подраздел 6.1. Пункт 6.1.2. Третий абзац изложить в новой редакции:

«Специалисты, осуществляющие визуальный и измерительный контроль, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями действующего законодательства».

12 Раздел 6. Подраздел 6.1. Пункт 6.1.3. Дополнить этапами, после 9):

«10) длину труб (при необходимости);

11) внутренний диаметр (при необходимости);

12) высоту усиления сварного шва (при необходимости)».

13 Раздел 6. Подраздел 6.1.3.1. Пункт 6.1.3.1.6. Первый абзац. Первое предложение. Заменить слово: «Сварные» на «Продольные сварные».

14 Раздел 6. Подраздел 6.1.3.2. Пункт 6.1.3.2.4. Исключить слова: «диаметром свыше 426 мм».

15 Раздел 6. Подраздел 6.1.3.2. Пункт 6.1.3.2.7. Второе предложение. Заменить слово: «внутреннего» на «наружного»;

Третье предложение изложить в новой редакции: «В зоне сварного соединения (на расстоянии менее 100 мм в обе стороны от оси шва) контроль овальности не проводят».

16 Раздел 6. Подраздел 6.1.3.2. Пункт 6.1.3.2.10. Дополнить предложением: «Величина отклонения от прямолинейности не должна превышать значений, предусмотренных в НД на трубы».

17 Раздел 6. Подраздел 6.1.3.4. Пункт 6.1.3.4.3. Дополнить абзацем:

«Для труб с внутренним покрытием, в случае выявления сквозных дефектов наружного покрытия (при которых нарушены слои покрытия до металла), рекомендуется проверить сплошность внутреннего покрытия, в соответствии с требованиями НД, в области повреждения наружного покрытия и местах, вызывающих сомнения. В случае выявления пробоя, трубу отложить для дальнейшего принятия решения по использованию».

18 Раздел 7. Третий абзац. Заменить слова в скобках: «ОСТ 153-39.4-010-2002 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» на «ГОСТ Р 55046-2012».

19 Раздел 7. Подраздел 7.1. Пункт 7.1.4. Заменить ссылку: «ПБ 03-273-99» на слова: «действующего законодательства»;

Пункт дополнить абзацами:

«Специалисты допускаются к тем видам работ в сварочном производстве, которые указаны в их удостоверениях.

Присвоенные при аттестации личные шифры клейм должны быть закреплены за сварщиками распорядительным документом организации, выполняющей сварочные работы».

20 Раздел 7. Пункты 7.1.13.1, 7.1.13.17. Исключить: «ВСН 006».

21 Раздел 7. Подраздел 7.1.13. Пункт 7.1.13.9. Заменить значения: «МПа» на «Н/мм²».

22 Раздел 7. Подраздел 7.1.13.16. Пункт 7.1.13.16.3. Пятнадцатый абзац. Второе предложение изложить в новой редакции: «Неразрушающий контроль проводят специалисты обученные и аттестованные в соответствии с требованиями действующего законодательства».

23 Раздел 7. Подраздел 7.1.15. Пункт 7.1.15.2. Заменить ссылку: «ПБ 03-273-99» на слова: «требованиями действующего законодательства».

24 Раздел 7. Подраздел 7.7. Пункт 7.7.1. Четвертый абзац изложить в новой редакции:

«Ревизия выполняется специалистами эксплуатирующей или подрядной организации с привлечением аттестованной, в соответствии с требованиями действующего законодательства, лаборатории неразрушающего контроля».

25 Раздел 8. Подраздел 8.1. Пункт 8.1.1 изложить в новой редакции:

«Предприятия Группы ТМК по согласованию с потребителем могут поставлять:

- трубы с наружным антикоррозионным и защитным покрытиями;
- трубы с внутренним гладкостным покрытием;
- трубы с внутренним антикоррозионным покрытием;
- трубы и соединительные детали трубопроводов (СДТ) с тепловой изоляцией из пенополиуретана в защитной оболочке (далее тепловая изоляция);
- СДТ с внутренним и/или наружным антикоррозионными покрытиями;

Наружные антикоррозионные и защитные покрытия могут быть следующих типов и конструкций:

- однослойное эпоксидное;
- двухслойное эпоксидное;
- двухслойное полиэтиленовое;
- трехслойное полиэтиленовое;

- монослойное полиэтиленовое;
- трехслойное полипропиленовое.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта):

- до 150 °С – для труб с однослойным эпоксидным покрытием;
- до 110 °С. – для труб с трехслойным полипропиленовым покрытием;
- до 80 °С – для труб с двухслойным эпоксидным покрытием и труб с трехслойным и монослойным полиэтиленовым покрытием;
- до 60 °С – для труб с двухслойным полиэтиленовым покрытием.

Наружные антикоррозионно и защитное покрытия наносят на наружную поверхность сварных и бесшовных труб диаметром от 57 до 1422 мм.

Трубы с однослойным эпоксидным покрытием предназначены для последующего нанесения тепловой изоляции из пенополиуретана в защитной оболочке.

Трубы с однослойным эпоксидным покрытием допускается использовать без тепловой изоляции.

Трубы с двухслойным, трехслойным и монослойным полиэтиленовым покрытиями предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных и технологических трубопроводов, трубопроводов общего назначения. При надземной прокладке должно применяться наружное атмосферостойкое покрытие специального исполнения после комплекса работ по аттестации/квалификации покрытия с учетом климатических факторов.

Трубы с трехслойным покрытием предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта высокотемпературных участков подземных нефтегазопроводов и отводов от них, высокотемпературных технологических нефтегазопроводов и морских (подводных) участков нефтегазопроводов, а также участков нефтегазопроводов, прокладываемых методом наклонно-направленного бурения.

Внутреннее гладкостное покрытие наносят на трубы диаметром от 508 до 1422 мм.

Внутреннее гладкостное покрытие труб выполняют в однослойной конструкции на основе эпоксидных красок.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта) труб с внутренним гладкостным покрытием до 80 °С

Внутреннее гладкостное покрытие предназначено для снижения гидравлического сопротивления газопроводов (увеличения пропускной способности), а также для защиты внутренней поверхности труб от атмосферной коррозии во время их транспортирования, хранения и выполнения строительно-монтажных работ.

Трубы с внутренним гладкостным покрытием предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта магистральных газопроводов и отводов от них, в том числе морских газопроводов.

Внутреннее антикоррозионное покрытие наносят на трубы диаметром от 76 до 1422 мм.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта) труб с внутренним антикоррозионным покрытием до 120 °С.

Внутреннее антикоррозионное покрытие предназначено для защиты внутренней поверхности труб от коррозии в перекачиваемых рабочих средах различной степени агрессивности.

Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием предназначены для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных и технологических трубопроводов при подземной, наземной и подводной прокладке.

Возможно применение внутреннего покрытия специального исполнения для транспортировки питьевой воды после комплекса работ по аттестации/квалификации покрытия под данные условия эксплуатации.

Тепловую изоляцию наносят на трубы и СДТ диаметром от 57 до 1220 мм.

Трубы и СДТ с тепловой изоляцией предназначены для строительства, реконструкции и ремонта промышленных и технологических трубопроводов, трубопроводов общего назначения и других объектов добычи нефти газа, трубопроводов тепловых сетей при подземной, надземной, наземной прокладке.

Максимальная температура эксплуатации (температура транспортируемого продукта) труб и СДТ с тепловой изоляцией до 150 °С.

Тепловую изоляцию наносят на трубы СДТ без покрытия или с однослойным эпоксидным покрытием.

Допускается тепловую изоляцию наносить на трубы и с другими типами покрытий-двухслойным, трехслойным или однослойным полиэтиленовым покрытием с дополнительным шероховатым слоем, трехслойным полипропиленовым покрытием с дополнительным шероховатым слоем.

Допускается тепловую изоляцию наносить на СДТ с однослойным и двухслойным полиуретановым покрытием.

Трубы и СДТ изготавливают в оцинкованной, металлополимерной или полиэтиленовой оболочке.

Трубы с изоляцией могут быть изготовлены с противопожарными вставками.

Трубы и СДТ с тепловой изоляцией могут быть изготовлены с дополнительными конструктивными элементами:

- проводниками для системы оперативного дистанционного контроля;
- стальными трубками для установки индуктивно резистивных нагревателей».

26 Раздел 8. Подраздел 8.2. Наименование подраздела изложить в новой редакции: «Методы защиты сварных соединений труб».

27 Раздел 12. Пункт 12.7 изложить в новой редакции: «Организация и порядок безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ (включая земляные работы) на опасных производственных объектах ТП, с целью предотвращения загазованности воздуха рабочей зоны горючими газами и газами токсического воздействия и образования взрывоопасных смесей газов, способных привести к взрывам, пожарам и вредным воздействиям на организм человека, должны осуществляться в соответствии с требованиями действующего законодательства».

28 Раздел 15. Дополнить абзацем:

«Для недопущения нарушений условий гарантии на трубы запрещается нарушение правил их эксплуатации и условий хранения, в том числе с любым видом покрытий поставленных и обозначенных в НД Поставщиком».

29 Приложение А изложить в новой редакции:

Приложение А
(справочное)

Таблица А.1 - Перечень документов, использованных при составлении Руководства

58	ГОСТ 9.014-78	Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования
59	ГОСТ 3282-74	Проволока стальная низкоуглеродистая общего назначения. Технические условия
60	ГОСТ 6996 (ИСО 4136-89, ИСО 5173-81, ИСО 5177-81)-66	Сварные соединения. Методы определения механических свойств
61	ГОСТ 7512-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
62	ГОСТ 8731-74	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования
63	ГОСТ 8733-74	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования
64	ГОСТ 10692-2015	Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
65	ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
66	ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
67	ГОСТ 10706-76	Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования

68	ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
69	ГОСТ 15846-2002	Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение
70	ГОСТ 18442-80	Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования
71	ГОСТ 20295-85	Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
72	ГОСТ 20426-82	Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения
73	ГОСТ 25225-82	Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод
74	ГОСТ 30136-95 (ИСО 8457-1-89)	Катанка из углеродистой стали обыкновенного качества. Технические условия
75	ГОСТ 31447-2012	Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия
76	ГОСТ 31448-2012	Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
77	ГОСТ 32388-2013	Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия
78	ГОСТ 32528-2013	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия
79	ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
80	ГОСТ 34182-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения
81	ГОСТ 34366-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Контроль качества строительно-монтажных работ. Основные положения
82	ГОСТ ISO 3183-2012	Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия
83	ГОСТ Р 55046-2012	Техническая диагностика. Оценка остаточного ресурса длительно эксплуатируемых стальных трубопроводов на основе результатов механических испытаний образцов. Общие требования
84	ГОСТ Р 55724-2013	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
85	ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
86	ГОСТ Р 56512-2015	Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы
87	ГОСТ 58755-2019	Подмости передвижные сборно-разборные. Технические условия
88	ГОСТ 58758-2019	Подмости передвижные сборно-разборные. Технические условия
89	API Spec 5L	Specification for Line Pipe, Forty-sixth Edition –Технические условия на трубы для трубопроводов, сорок шестая редакция (04/01/2018)

90	ВСН 005-88	Строительство промысловых трубопроводов. Технология и организация
91	ВСН 008-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция
92	ВСН 011-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание
93	ВСН 012-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I
94	РД 19.100.00-КТН-001-10	Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.
95	РД 23.040.00-КТН-090-07	Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
96	СП 36.13330.2012	Свод правил. Магистральные трубопроводы (СНиП 2.05.06-85)
97	СП 48.13330.2019	Свод правил. Организация строительства (СНиП 12-01-2004)
98	СП 75.13330.2011	Свод правил. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы (СНиП 3.05.05-84)
99	СП 86.13330.2022	Свод правил. Магистральные трубопроводы (СНиП III-42-80)
100	СП 245.1325800.2015	Свод правил. Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемка работ
101	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ
102	СП 406.1325800.2018	Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения
103	СТО Газпром 2-2.3-231-2008	Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
104	ТР ТС 032/2013	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»
105	ТТТ-01.02.04-01	Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция в том числе с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем транспорта жидкости и газа (версия 4.0 от 20декабря 2023г.)
106	№ 7-ФЗ	Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ
107	№ 18-ФЗ	Федеральный закон «Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации» от 10.01.2003 № 18-ФЗ
108	N 24-ФЗ	«Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации» от 07.03.2001 № 24-ФЗ
109	№ 89-ФЗ	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ
110	№ 99-ФЗ	Федеральный закон «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 04.05.2011 № 99-ФЗ
111	№ 384-ФЗ	Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 № 384-ФЗ

112	№ 82	Приказ Минтранса России от 28.06.2007 № 82 (ред. от 15.09.2020) «Об утверждении Федеральных авиационных правил «Общие правила воздушных перевозок пассажиров, багажа, грузов и требования к обслуживанию пассажиров, грузоотправителей, грузополучателей» (Зарегистрировано в Минюсте России 27.09.2007 № 10186)
113	№ 330	Приказ Ростехнадзора от 02.08.2018 № 330 «Об утверждении Руководства по безопасности «Техническое диагностирование трубопроводов линейной части и технологических трубопроводов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»
114	–	Постановление Правительства РФ от 21.12.2020 № 2200 (ред. от 30.12.2022) «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом и о внесении изменений в пункт 2.1.1 Правил дорожного движения Российской Федерации»