

Товарищества с ограниченной ответственностью «KSP Steel»
(КейЭсПи Стил)



УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «KSP Steel»
(КейЭсПи Стил)



А.А. Оксикбаев

2020 г.

**ТРУБЫ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Редакция 2.0

Павлодар

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 2 из 35
		Редакция 2.0

Содержание

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	3
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ	4
3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА	6
4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ	7
4.1 Область применения	7
4.2 Правила приёмки и входного контроля труб	7
4.3 Требования к подготовке труб к эксплуатации	11
4.4 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений трубопроводов	14
4.5 Сварка кольцевых стыков труб с двухсторонней изоляцией	15
4.6 Внутренняя и наружная изоляция сварных соединений труб	19
4.7 Укладка трубопроводов в траншею	24
4.8 Испытания трубопроводов	24
4.9 Приемка в эксплуатацию трубопроводов	26
4.10 Основные требования по надзору за эксплуатацией и контролем технического состояния трубопроводов	26
4.11 Содержание и периодичность контроля трубопроводов	28
4.12 Ремонт трубопроводов (ремонтные работы на объектах трубопроводов)	30
5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ	31
5.1 Транспортирование труб	31
5.2 Хранение труб	33
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	33
7 УСТАНОВЛЕННЫЙ РЕСУРС И ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	34
8 ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ РУКОВОДСТВА	35

Настоящее руководство по эксплуатации разработано применительно к сортаменту нефтегазопроводных труб, выпускаемых по нормативным документам, указанных в таблице 1.

Все нефтегазопроводные трубы, выпускаемые по стандартам и техническим условиям, приведенным в настоящем руководстве, могут быть использованы для транспортировки нефти, газа и попутно добываемой пластовой воды с учетом рекомендаций, приведенных в данном документе.

Руководство отражает все необходимые требования, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации нефтегазопроводных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, в том числе и труб с антикоррозионными покрытиями.

Приведенные данные по нормативной базе на трубы являются общеинформационными. За детальной технической информацией следует обращаться к действующей технической документации на конкретные трубы.

Настоящее руководство не отменяет и не противоречит действующим руководящим документами, а дополняет и конкретизирует особенности эксплуатации нефтегазопроводных труб выпускаемые ТОО «KSP Steel».

При выполнении всех требований данного руководства предприятие ТОО «KSP Steel» гарантирует качество применяемых труб.

Данное Руководство размещено на интернет-ресурсе ТОО «KSP Steel», обязательно для исполнения Потребителями, и при необходимости, может входить в комплект поставки каждой партии труб ТОО «KSP Steel».

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Трубы нефтегазопроводные	трубы, соединяемые между собой для строительства трубопровода (нефтегазопровода)
Нефтегазопровод	трубопровод для транспортирования нефти, газа, нефтепродуктов
Труба бесшовная	труба, изготовленная прокаткой или прессованием
Трубопровод	линейная часть трубопроводного сооружения, состоящая из соединенных между собой труб, перекачивающих и компрессорных станций
Магистральный трубопровод	трубопровод с комплексом подземных и наземных сооружений, предназначенный для транспортирования нефти, газа, нефтепродуктов на дальние расстояния
Промысловый трубопровод	трубопровод, соединяющий скважины с промысловым пунктом сбора нефти и газа
Повреждение	событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния
Отказ	событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта
Критерий отказа	признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации
Ресурс	это суммарная наработка объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние
Ресурсный отказ	отказ, в результате которого объект достигает предельного состояния
Остаточный ресурс	это суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние

Назначенный ресурс	это суммарная наработка объекта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния
Срок службы	это календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние
Назначенный срок службы	это календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния
Техническое состояние объекта	состояние, которое характеризуется в определённый момент времени, при определённых условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект
Техническая диагностика	область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов
Техническое диагностирование	определение технического состояния объекта
Контроль технического состояния	это 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.)

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ

2.1 Сортамент нефтегазопроводных труб и труб общего назначения, выпускаемых в ТОО «KSP Steel», приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Сортамент нефтегазопроводных труб и труб общего назначения, изготавливаемых в ТОО «KSP Steel»

Наименование стандарта	Сортамент, группы прочности, исполнение/уровни требований
API Spec. 5L «Технические условия на трубы для трубопроводов»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм Группы прочности: L245 (B), L290(X42), L320(X46), L360(X52), L390(X56), L415(X60), L450(X65), L485(X70), L555(X80), L625(X90), L690(X100) Приложения: J, H Уровень технических характеристик изделия: PSL1, PSL2
ГОСТ 8731-74/ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные технические требования»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм Марки стали: 10, 20, 35, 45, 30Г1 и другие низколегированные марки стали
ГОСТ 550-75 «Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм Марки стали: 10, 20, 10Г2, 12МХ групп А, Б, высшей и первой категории качества

ГОСТ 32528-2013 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм Марки стали: 10, 20, 35, 45, 09Г2С, 10Г2, 20Х, 30ХМА и другие низколегированные марки стали
ТУ 1317-005-96380705-2009 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные из микролегированной стали 13ХФА»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 32,0 мм Марки стали: 13ХФА Класс прочности: К52
ТУ 1317-008-78827746-2015 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные из микролегированной стали 13ХФА для обустройства месторождений ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 32,0 мм Марки стали: 13ХФА Класс прочности: К52
ТУ 1317-006.1-593377520-2003 «Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений ОАО «ТНК»»	Диаметры труб ТОО «KSP Steel»: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 5,0 до 20,0 мм Марка стали: 20А, 13ХФА Класс прочности: К48, К50, К52, К54
ТУ 14-3-1128-2000 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем и обустройства газовых месторождений»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 25,0 мм Марка стали: ст.10, ст.20, 10Г2А, 09Г2С
ТУ 14-3Р-1128-2007 «Трубы стальные бесшовные хладостойкие для газопроводов газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 25,0 мм Марка стали: ст.10, ст.20, 10Г2А, 09Г2С
ТУ 14-3Р-77-2004 «Трубы бесшовные водородостойкие. Технические условия»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 25,0 мм Марка стали: ст.20, 12ГФ Категория прочности: I, II
ТУ 24.20.13.110-001-070140004107-2020 «Трубы стальные горячедеформированные хладостойкие для газопроводов и нефтепроводов, газлифтных систем и обустройства нефтегазовых месторождений»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 5,0 до 32,0 мм Класс прочности: К42, К48, К52, К56, К60 Категория прочности: Х42, Х56, Х60, Х65, Х70 Категории: С, Е
ТУ 1317-009-78827746-2019 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 5,0 до 40,0 мм классы прочности: К42, К46, К48, К50, К52, К56, К60

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 6 из 35
		Редакция 2.0

хладостойкие для промышленных и технологических трубопроводов для обустройства месторождений ПАО «НК «Роснефть»»	Климатическое исполнение: «У», «УХЛ»
ТУ 1317-010-78827746-2019 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные общего назначения для нужд ПАО «НК «Роснефть»»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм классы прочности: К34, К38, К42, К46, К48, К50, К52, К56, К60 Климатическое исполнение: «У», «УХЛ»
ТУ 1317-011-78827746-2019 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные, сероводородостойкие для обустройства месторождений ПАО «НК «Роснефть»»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм классы прочности: К42, К46, К48, К50, К52, К56, К60 Климатическое исполнение: «У», «УХЛ»
ТУ 1317-009.1-78827746-2019 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные хладостойкие для выполнения ремонтов эксплуатируемых трубопроводов ПАО «НК «Роснефть»»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм классы прочности: К42, К48, К50, К52, К54, К55, К56 Марки стали: 10, 20, 20С, 20А, 20Ф (20ФА), 09ГСФ, 09Г2С, 13ХФА, 08ХМФЧА Климатическое исполнение: «У», «УХЛ»
ТУ 1317-010.1-78827746-2019 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные общего назначения, предназначенные для ремонтов на объектах ПАО «НК «Роснефть»»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм классы прочности: К42, К48, К50, К52, К54, К55, К56 Марки стали: 10, 20, 20С, 20А, 20Ф (20ФА), 09ГСФ, 09Г2С, 13ХФА, 08ХМФЧА Климатическое исполнение: «У», «УХЛ»
ТУ 1317-011.1-78827746-2019 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные в коррозионностойком исполнении для выполнения ремонтов эксплуатируемых трубопроводов ПАО «НК «Роснефть»»	Диаметры труб: от 60 до 273 мм, толщина стенок: от 4,0 до 40,0 мм классы прочности: К42, К48, К50, К52, К54, К55, К56 Марки стали: 20С, 20А, 20Ф, 09ГСФ, 13ХФА, 08ХМФЧА Климатическое исполнение: «У», «УХЛ»

2.2 Технические требования, механические характеристики труб установлены в стандартах/технических условиях на продукцию.

2.3 При заказе труб для строительства и реконструкции промышленных трубопроводов следует руководствоваться требованиями СП 34-116 (раздел 3) и РД 39-132 (раздел 4), включая их в дополнительные требования (ДТТ).

3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА

3.1 Маркировка

3.1.1 Маркировка трубной продукции производится с целью приведения на каждом изделии данных, необходимых потребителю.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 7 из 35
		Редакция 2.0

3.1.2 На трубную продукцию в условиях производства наносится маркировка краской и/или ударным способом на тело трубы. Каждый пакет продукции оснащается идентификационной биркой. Данные об изделии приводятся в единицах измерения СИ или американской системе.

3.1.3 Содержание маркировки, наносимой ударным способом, накаткой и краской по трафарету, соответствуют требованиям стандартов/технических условий, по которым изготавливалась продукция.

3.1.4 Маркировку труб с покрытием производят в соответствии с требованиями нормативной документации на покрытие.

3.2 Упаковка

3.2.1 Трубы упаковываются в пакеты обвязкой стальной лентой не менее чем в четырех местах.

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

3.2.3 При транспортировке трубы с покрытием должны быть защищены от повреждений.

3.2.4 По требованию нормативной документации или дополнительному требованию потребителя концы труб должны быть плотно закрыты специальными заглушками.

3.3 Партия готовых труб должна сопровождаться документом о приемочном контроле – сертификатом качества, удостоверяющем соответствие качества труб требованиям заказа и нормативной документации.

4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

4.1 Область применения

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

- силовая нагрузка (внутреннее давление, вес трубопровода и среды, воздействие окружающей среды);
- деформационная нагрузка (изменение температуры, упругий изгиб, движение грунта, землетрясение);
- коррозионное воздействие на внутреннюю поверхность трубы транспортируемой среды (растворение металла общее и локальное; растрескивание металла под напряжением);
- воздействие низких температур окружающей среды (снижение сопротивления металла к ударным нагрузкам).

Расчет магистральных трубопроводов производится по СНиП 2.05.06-85. Расчет промышленных трубопроводов производится по СП 34-116-97.

Показатели коррозионной стойкости труб в целом определяются комплексом свойств, главным из которых следует считать:

- химический состав заготовки для труб;
- механические свойства металла и их динамика в процессе изготовления труб;
- вид термической обработки тела трубы и конечная структура металла труб.

Коррозионно-стойкие нефтегазопроводные трубы с повышенным уровнем качества рекомендуется применять для трубопроводов, транспортирующих коррозионно-активные промышленные среды, при наличии одного из условий:

- а) скорость внутренней (наружной) коррозии труб не в коррозионно-стойком исполнении превышает 0,5 мм/год;
- б) парциальное давление сероводорода составляет более 300 Па.

ОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 8 из 35
		Редакция 2.0

4.2 Правила приемки и контроля труб

4.2.1 Порядок приемки труб от поставщиков в трубном подразделении включает учет труб по количеству, качеству и комплектности.

Приемка труб по количеству и качеству производится в соответствии с Договором на поставку.

В договоре на поставку рекомендуется отражать гарантии Поставщика о соответствии труб требованиям ГОСТ, API, ТУ и др. нормативных документов на изготовление, а также пункт о том, что эксплуатация продукции производится в соответствии с данным Руководством.

4.2.2 Приемка труб по количеству включает следующие операции:

- разгрузку труб с транспортного средства, доставку и их размещение на площадке;
- проверку сохранности труб/пакетов и соблюдения правил перевозки, обеспечивающих защиту от повреждения;
- проверку соответствия маркировки труб/пакетов, ярлыков (бирок) и информации, указанной в сопроводительных документах.

4.2.3 Сроки приемки продукции по качеству и комплектности.

Приемка продукции по качеству и комплектности производится на складе Потребителя в следующие сроки:

- при иногородней поставке - не позднее 20 дней после выдачи продукции транспортной службой или после поступления ее на склад Потребителя при доставке продукции Поставщиком или Потребителем;
- если Поставщик и Потребитель находятся в одном городе - не позднее 10 дней после поступления продукции на склад Потребителя.

При обнаружении скрытых недостатков продукции в течение пяти дней должен быть составлен акт, причем не позднее четырех месяцев со дня поступления продукции на склад Потребителя, обнаружившего недостатки (если обязательными для сторон правилами не установлены иные сроки).

Скрытыми недостатками признаются такие недостатки, которые не могли быть обнаружены при обычной для данного вида продукции проверке и выявились лишь в процессе испытания, подготовки к спуску (монтажу), в процессе спуска (монтажа), использования и хранения продукции.

Если для участия в составлении акта вызывается представитель Поставщика, то к установленному пятидневному сроку его прибытия добавляется время, необходимое на проезд.

4.2.4 Порядок приемки продукции по качеству и комплектности и сроки предъявления претензий.

4.2.4.1 Одновременно с приемкой продукции по качеству производится проверка комплектности продукции, а также соответствия упаковки, маркировки требованиям ГОСТов, API, технических условий и других, обязательных для сторон правил или договоров.

4.2.5 При приеме груза от органов транспорта Потребитель в соответствии с действующими на транспорте правилами перевозок грузов обязан проверить, обеспечена ли сохранность груза при перевозке в частности:

- проверить наличие на транспортных средствах (вагон, полувагон, трубовоз, автофургон и т.п.) или на контейнере пломб пункта отправления, исправность пломб, оттиски на них, состояние вагона, иных транспортных средств или контейнера, наличие маркировки груза;
- проверить соответствие наименования груза и транспортной маркировки на нем данным, указанным в транспортном документе;
- проверить были ли соблюдены установленные правила перевозки, обеспечивающие предохранение груза от повреждения (укладка груза и др.), сроки доставки, а также произвести осмотр груза.

TOO «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 9 из 35
		Редакция 2.0

4.2.6 В случае получения от органа транспорта груза без проверки количества мест, веса и состояния его Потребитель в порядке, установленном правилами оформления выдачи грузов, обязан потребовать от органов транспорта, чтобы на транспортном документе была сделана соответствующая отметка.

4.2.7 Приемка продукции производится компетентными лицами, уполномоченным руководителем Потребителя или его заместителем. Эти лица несут ответственность за строгое соблюдение правил приемки продукции.

4.2.8 Приемка продукции по качеству и комплектности производится в точном соответствии со стандартами/техническими условиями, по сопроводительным документам, удостоверяющим качество и комплектность поставляемой продукции (сертификат качества, накладная, счет-фактура, спецификация и т.п.). При отсутствии указанных документов или некоторых из них составляется акт о фактическом качестве и комплектности поступившей продукции, в акте указывается также, какие документы отсутствуют.

4.2.9 Выборочная (частичная) проверка качества продукции с распространением результатов проверки качества какой-либо части продукции на всю партию допускается в случаях, когда это предусмотрено стандартами, техническими условиями, или если данное условие предусмотрено в договоре на поставку.

4.2.10 При обнаружении несоответствия качества, комплектности, маркировки поступившей продукции, требованиям стандартов, технических условий, договора либо данным, указанным в маркировке и сопроводительных документах, удостоверяющих качество продукции, потребитель обязан обеспечить её хранение в условиях, предотвращающих ухудшение ее качества и смешение с другой однородной продукцией, приостановить дальнейшую приемку продукции и составить акт, в котором указывает полную идентификацию труб и количество осмотренной продукции и характер выявленных при приемке или некомплектной продукции.

4.2.11 Потребитель также обязан вызвать для участия в продолжение приемки продукции и составления двустороннего акта представителя иногороднего Поставщика, если это предусмотрено в договоре или иных нормативно-правовых актах.

4.2.12 Предприятия, которым поставлена некачественная партия труб, не прошедших входной контроль, обязаны предоставить аргументы и предъявить заводу-изготовителю, допустившим поставку такой продукции, претензию в письменной форме (уведомление о поставке некачественной продукции).

4.2.13 В претензии указываются:

- наименование трубного подразделения, предъявляющего претензию, поставщик, дата предъявления и номер претензии;
- обстоятельства, послужившие основанием для предъявления претензии, прямые доказательства несоответствия по качеству или количеству поставленных труб, ссылки на соответствующие стандарты и нормативные акты;
- перечень прилагаемых к претензии документов, а также других доказательств.

Претензия подписывается руководителем компании заказчика и отправляется письмом. К претензии прилагаются подлинные документы, подтверждающие требования заявителя, или заверенные копии.

Срок предъявления претензий за поставку некачественной продукции необходимо оговаривать в договоре на поставку. Если в договоре он не указан, действуют в соответствии с законодательством РК или с законодательством страны потребителя продукции согласно договора поставки.

Порядок и сроки предъявления претензии организациям, осуществляющим доставку продукции, производят в соответствии с положениями договора по организации перевозки грузов.

Предъявление иска в суд или иной орган, которому подведомственен спор, без претензии к поставщику не действительно.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 10 из 35
		Редакция 2.0

4.3 Требования к подготовке труб к эксплуатации

4.3.1 В производство допускают трубы только при наличии сертификатов, паспортов или других сопроводительных документов от завода-производителя. При неполных сертификатных данных или отсутствии сертификатов трубы можно применять только после проведения испытаний и исследований, подтверждающих их соответствие требованиям стандартов или технических условий.

4.3.2 При этом осуществляется входной контроль труб, поступающих для строительства трубопровода, в объеме, установленном стандартом/техническими условиями.

4.3.3 Визуальный контроль

4.3.3.1 Проверяется наличие и содержание маркировки требованиям сертификатных данных.

4.3.3.2 Визуальный контроль наружной поверхности производится путем тщательного осмотра всей поверхности трубы, перекатываемой по направляющим инспекционного стола, без применения увеличительных приборов.

4.3.3.3 Визуальный контроль внутренней поверхности производится путем тщательного осмотра ее с концов труб на видимую длину с помощью подсвечивания внутренней поверхности с обоих концов одновременно.

4.3.3.4 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.

Глубина дефектов на внутренней поверхности не определяется.

Допустимость дефекта определяется требованиями нормативной документации на продукцию.

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

4.3.4 Измерительный контроль

4.3.4.1 Измерительный контроль геометрических размеров и кривизны производится средствами измерений, предусмотренными действующей нормативной и технической документацией.

Перед проведением измерения персонал, осуществляющий контроль, должен убедиться в исправности средств измерений, проверить наличие маркировки, документа (сертификат о калибровке, свидетельство о проверке, аттестат, паспорт, протокол), подтверждающего проведение проверки.

4.3.4.2 Контроль толщины стенки и покрытий производится 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, в том числе покрытия.

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

4.3.4.3 Контроль наружного диаметра производится не менее чем двумя измерениями на концах трубы с определением максимального и минимального размера на расстоянии 5...20 мм от торца трубы. Для определения фактического диаметра по длине труб, измерение производится через каждые 500 мм.

4.3.4.4 Контроль длины производится 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.

4.3.4.5 Контроль угла фаски производится путем приложения измерительной поверхности угломера к контролируемой поверхности и отсчета измерительного угла по шкале и нониусу.

4.3.4.6 Контроль ширины торцевого кольца производится 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.

4.3.4.7 Измерения общей кривизны трубы производится двумя лицами при помощи струны (лески), натянутой с двух концов строго на одной оси трубы. В месте наибольшего отклонения струны (лески) от тела трубы произвести замер шупом либо штангенциркулем (Рисунок 1). Кривизна трубы по всей длине не должна превышать:

а) 0,2 % от общей длины для труб для трубопроводов уровня PSL-1 по API 5L (действующая редакция);

б) не более 0,15 % от общей длины трубы для труб уровня PSL-2, эксплуатируемых в морских средах, по API 5L (действующая редакция).

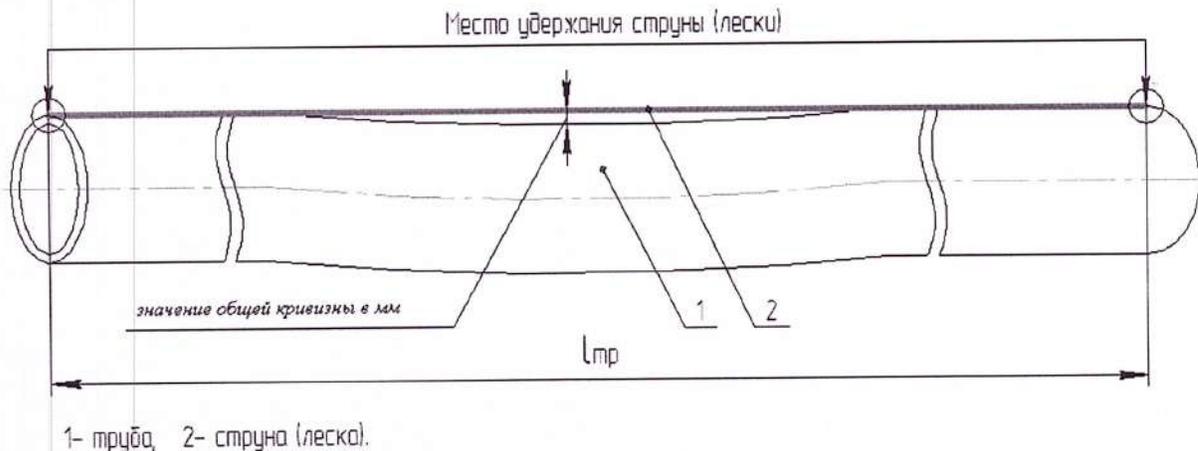


Рисунок 1 – Схема проведения измерений общей прямолинейности труб

4.3.4.8 Измерение изогнутости на концевых участках труб. Для измерения изогнутости на концевых участках трубы изготовленных по API 5L (действующая редакция) применяют линейку длиной не менее 1,8 м и набор шупов. На выбранном участке конца трубы с максимальной кривизной (по диаметру) измерения проводятся согласно рисунку 2, при этом линейка на длине 1,5 м не должна касаться трубы, оставшаяся часть линейки плотно прижимается к образующей трубы.

Отклонение на концевых участках длиной 1,5 м для труб не должно превышать 3,2 мм, для труб PSL-2, эксплуатируемых в морских средах, - не более 3,0 мм.

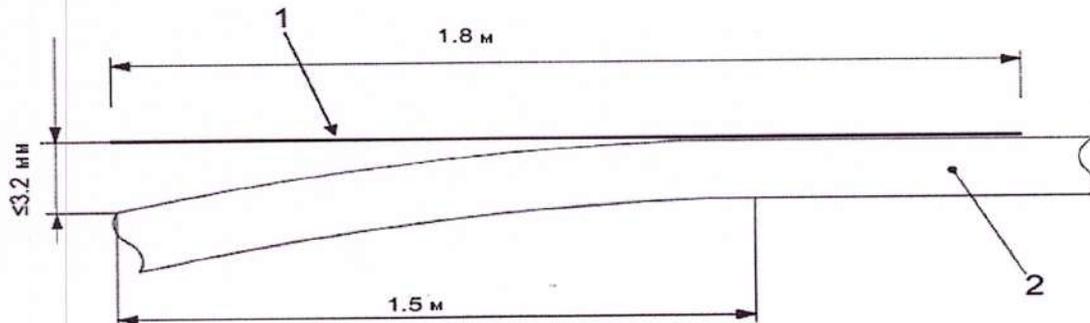


Рисунок 2 – Схема проведения измерений на концевых участках труб по API 5L:
1 – линейка; 2 – труба

4.3.4.9 Измерение кривизны любого участка трубы на 1 м длины по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78 и ТУ на линейные трубы производить согласно рисунку 3.

На выбранный участок трубы с максимальной кривизной прикладывается поверочная линейка, которая должна опираться на вогнутую образующую поверхность трубы своими концевыми участками. Зазор между измерительной поверхностью поверочной линейки и

вогнутой образующей поверхности трубы (кривизна на 1 м длины) измеряют с помощью набора щупов.

Максимальное допустимое значение кривизны по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78, ТУ 1317-006.1-593377520-2003, ТУ 1317-005-96380705-2009, ТУ 1317-008-78827746-2015, ГОСТ 32528-2013, ТУ 14-3Р-1128-2007, ТУ 14-3-1128-2000, ТУ 14-3-1618-89, ТУ 14-3Р-77-2004, ТУ 24.20.13.110-001-070140004107-2020, ТУ 1317-009-78827746-2019, ТУ 1317-010-78827746-2019, ТУ 1317-011-78827746-2019, ТУ 1317-009.1-78827746-2019, ТУ 1317-010.1-78827746-2019, ТУ 1317-011.1-78827746-2019 составляет:

- ≤ 1,5 мм для труб с толщиной стенки $t \leq 20,0$ мм
- ≤ 2,0 мм для труб с толщиной стенки $20,0 < t \leq 30,0$ мм
- ≤ 4,0 мм для труб с толщиной стенки $t > 30,0$ мм

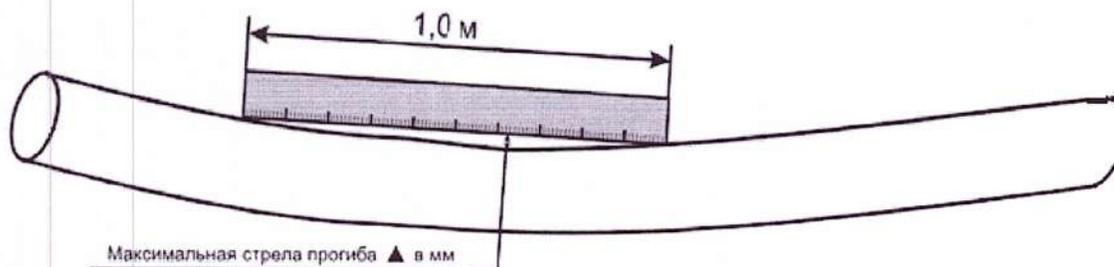


Рисунок 3 – Схема проведения измерений кривизны труб по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78, ТУ 1317-006.1-593377520-2003, ТУ 1317-005-96380705-2009, ТУ 1317-008-78827746-2015, ГОСТ 32528-2013, ТУ 14-3Р-1128-2007, ТУ 14-3-1128-2000, ТУ 14-3-1618-89, ТУ 14-3Р-77-2004, ТУ 24.20.13.110-001-070140004107-2020, ТУ 1317-009-78827746-2019, ТУ 1317-010-78827746-2019, ТУ 1317-011-78827746-2019, ТУ 1317-009.1-78827746-2019, ТУ 1317-010.1-78827746-2019, ТУ 1317-011.1-78827746-2019

4.3.4.10 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 – пригодный для использования в газонефтепроводном строительстве;

Р – требующие ремонта для дальнейшего использования в газонефтепроводном строительстве;

У – пригодные для использования в других отраслях хозяйства;

Б – непригодные к дальнейшему использованию.

4.3.4.11 По результатам проверки комиссия составляет акт, в котором указывается число освидетельствованных труб и число труб с различными индексами категории.

4.3.4.12 В акте должны быть указаны причины, в результате которых трубы требуют ремонта или пришли в негодность.

Материалы проверки труб и предложения о привлечении к ответственности лиц, допустивших нарушения в их хранении и использовании, представляются владельцу.

4.4 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений трубопроводов

4.4.1 Сборку, сварку и контроль качества сварных соединений трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с СП 86.13330.2014 и с учетом рекомендации настоящего Руководства.

4.4.2 Перед сборкой и сваркой труб необходимо:

- произвести визуальный осмотр поверхности труб (при этом трубы не должны иметь недопустимых дефектов, регламентированных техническими условиями на поставку труб);
- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;
- выправить или обрезать деформированные концы и повреждения поверхности труб;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

При стыковой сварке оплавлением следует дополнительно зачищать торец труб и пояс под контактные башмаки сварочной машины.

4.4.3 Допускается правка плавных вмятин на торцах труб глубиной до 3,5 % диаметра труб и деформированных концов труб безударными разжимными устройствами. При этом на трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кгс/мм²) допускается правка вмятин и деформированных концов труб при положительных температурах без подогрева. При отрицательных температурах окружающего воздуха необходим подогрев на 100-150⁰С. На трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кгс/мм²) и более – с местным подогревом на 150-200⁰С при любых температурах окружающего воздуха.

Участки и торцы труб с вмятиной глубиной более 3,5 % диаметра трубы или имеющие надрывы необходимо вырезать.

Допускается ремонт сваркой забоин и задиоров фасок глубиной до 5 мм.

Концы труб с забоинами и задирами фасок глубиной более 5 мм следует обрезать.

4.4.4 Трубы диаметром менее 500 мм можно собирать с использованием внутренних и наружных центраторов. Независимо от диаметра труб сборка захлестов и других стыков, где применение внутренних центраторов невозможно, производится с применением наружных центраторов.

4.4.5 При сборке труб с одинаковой нормативной толщиной стенки смещение кромок допускается на величину до 20 % толщины стенки трубы, но не более 3 мм при дуговых методах сварки и не более 2 мм при стыковой сварке оплавлением.

4.4.6 Непосредственное соединение на трассе разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями (тройниками, переходами, днищами, отводами) допускается при следующих условиях:

- если разность толщин стенок стыкуемых труб или труб с деталями (максимальная из которых 12 мм и менее) не превышает 2,5 мм;
- если разность толщин стенок стыкуемых труб или труб с деталями (максимальная из которых более 12 мм) не превышает 3 мм.

Соединение труб или труб с деталями с большей разностенностью толщин стенок осуществляется путем вварки между стыкуемыми трубами или трубами с деталями переходников или вставок промежуточной толщины, длина которых должна быть не менее 250 мм.

При разнотолщинности до 1,5мм толщины стенки опускаются непосредственная сборка и сварка труб при специальной разделке кромок более толстой стенки трубы или детали. Конструктивные размеры разделки кромок и сварных швов должны соответствовать указанным на рисунке 4.

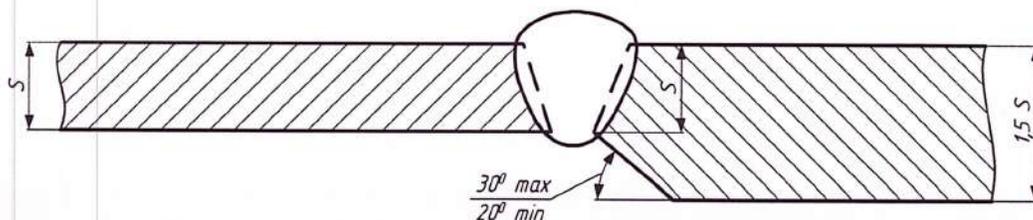


Рисунок 4 – Конструктивные размеры разделки кромок и сварных швов

разнотолщинных труб (до 1,5 мм толщины стенки)

Смещение кромок при сварке разнотенных труб, измеряемое по наружной поверхности, не должно превышать допусков, установленных требованиями п. 4.4.6 настоящего раздела.

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

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

4.4.8 Приварка каких-либо элементов, кроме катодных выводов, в местах расположения поперечных кольцевых, спиральных и продольных заводских сварных 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.

4.4.9 Непосредственное соединение труб с запорной и распределительной арматурой разрешается при условии, что толщина свариваемой кромки патрубка арматуры не превышает 1,5 мм толщины стенки стыкуемой с ней трубы в случае специальной подготовки кромок патрубка арматуры в заводских условиях согласно рисунку 5.

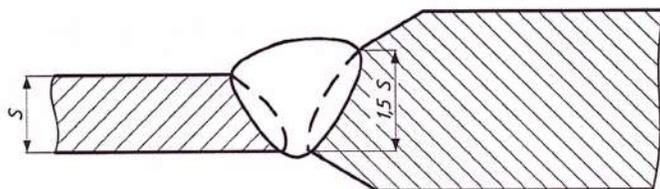


Рисунок 5 – Подготовка кромок патрубков арматуры при непосредственном соединении их с трубами

Во всех случаях, когда специальная разделка кромок патрубка арматуры выполнена не в заводских условиях, а также когда толщина свариваемой кромки патрубка превышает 1,5 мм толщины стенки стыкуемой с ней трубы, соединение следует производить путем сварки между стыкуемой трубой и арматурой специального переходника или переходного кольца.

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

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

4.4.12 Кольцевые стыки стальных магистральных трубопроводов могут свариваться дугowymi методами сварки или стыковой сваркой оплавлением.

4.4.13 Допускается выполнение сварочных работ при температуре воздуха до минус 50°C .

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

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

4.4.15 К сварке магистральных трубопроводов допускаются сварщики, сдавшие экзамены в соответствии с Правилами аттестации сварщиков государственного технического надзора.

4.4.16 Контроль поперечных сварных соединений трубопроводов

4.4.16.1 Контроль сварных стыков трубопроводов производится:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопроводов;
- визуальным осмотром и обмером сварных соединений;

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 15 из 35
		Редакция 2.0

- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;
- по результатам механических испытаний сварных соединений.

4.4.16.2 Операционный контроль должен выполняться производителями работ и мастерами, а самоконтроль исполнителями работ.

При операционном контроле должно проверяться соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, требованиям настоящего раздела, государственным стандартам и инструкциям, утвержденным в установленном порядке.

4.4.16.3 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.

4.4.16.4 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.

Смещение кромок после сварки не должно превышать 25 % толщины стенки, но не более 3 мм. Допускаются местные смещения на 20 % периметра стыка, величина которых не превышает 30 % толщины стенки, но не более 4 мм. непровара по кромкам и между слоями в неповоротных стыках труб, выполненных автоматической дуговой сваркой, не должна превышать 50 мм на участке шва длиной 350 мм.

4.4.16.5 Исправление дефектов в стыках, выполненных дуговыми методами сварки, допускается в следующих случаях:

- если суммарная длина дефектных участков не превышает 1/6 периметра стыка;
- если длина выявленных в стыке трещин не превышает 50 мм.
- При наличии трещин суммарной длиной более 50 мм стыки подлежат удалению.

4.4.16.6 Исправление дефектов в стыках, выполненных дуговыми методами сварки, следует производить следующими способами:

- подваркой изнутри трубы дефектных участков в корне шва;
- наплавкой ниточных валиков высотой не более 3 мм при ремонте наружных и внутренних подрезов;
- вышлифовкой и последующей заваркой участков швов со шлаковыми включениями и порами;
- при ремонте стыка с трещиной длиной до 50 мм засверливаются два отверстия на расстоянии не менее 30 мм от краев трещины с каждой стороны, дефектный участок вышлифовывается полностью и заваривается вновь в несколько слоев;
- обнаруженные при внешнем осмотре недопустимые дефекты должны устраняться до проведения контроля неразрушающими методами.

4.4.16.7 Все исправленные участки стыков должны быть подвергнуты внешнему осмотру, радиографическому контролю. Повторный ремонт стыков не допускается.

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

4.5 Сварка кольцевых стыков труб с двухсторонней изоляцией

4.5.1 Общие принципы организации и технологии производства сварочно-монтажных работ при строительстве трубопроводов из труб с двухсторонней изоляцией должны соответствовать требованиям следующих НД: РД 39-132-94, СП 34-116-97, СНиП 2.05.06-85*, СП 86.13330.2014, ВСН 005-88, ВСН 006-88, ВСН 011-88 и ВСН 012-88. При этом необходимо дополнительно руководствоваться положениями, изложенными в данном разделе настоящего Руководства.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 16 из 35
		Редакция 2.0

4.5.2 Трубы, в зависимости от принятых условий поставки могут передаваться строительной организации, либо в виде отдельных изделий, либо в виде сваренных (с заизолированными с обеих сторон кольцевыми стыками) двухтрубных секций длиной до 24 м. В данном документе вопросы, связанные с укрупнительной сборкой и сваркой труб в заводских условиях подробно не рассматриваются, технология выполнения этих операций должна соответствовать требованиям перечисленных выше нормативов и положений, изложенных в регламенте трубозаготовительного завода.

4.5.3 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.

4.5.4 При выборе сварочных материалов необходимо руководствоваться требованиями СНиП 2.05.06-85* и технологических инструкций, регламентирующих порядок их назначения, исходя из свойств и характеристик самого металла труб, при этом каких-либо специальных ограничений, связанных с наличием на трубах двухсторонней изоляции, не предусматривается.

4.5.5 Трубы и соединительные детали для защиты внутреннего покрытия, поступающие на сборку и сварку трубопровода, не должны иметь отклонений и дефектов, превышающих по своим значениям тех величин, которые регламентированы НД на изготовление и поставку.

4.5.6 Сварка поворотных кольцевых стыков в полевых условиях должна производиться с использованием стандартизованных трубосварочных стенов и установок, дооборудованных, при необходимости, эластичными накладками на покатах, отсекателях и накопителях.

Приводные ролики вращателей не должны иметь повреждений по периметру контактных поверхностей. При обнаружении дефектов на эластичных бандажах их необходимо заменить новыми.

4.5.7 Кромки труб перед сваркой необходимо проверить визуально для выявления возможных задиров, забоин, вмятин. Непосредственно перед осмотром необходимо демонтировать торцевые заглушки.

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

4.5.9 Основные особенности процессов сборки и сварки труб, имеющих двухстороннее изоляционное покрытие, обусловлены принятым типом изолирующей конструкции зоны сварного стыка изнутри.

Применительно к использованию для этих целей защитных втулок, специфика производства сварочно-монтажных работ становится обусловленной, в основном, принятой технологией монтажа этих втулок, которая регламентирована соответствующими НД на эти изделия.

4.5.10 С учетом особенностей применения внутритрубных изолирующих втулок, включая необходимость использования при их монтаже клеевых композиций, представляется целесообразным, по возможности, ограничить выбор типа исходных труб (как по толщине стенки, так и по эквиваленту углерода) с тем, чтобы при заданных температурных условиях строительства исключить необходимость предварительного подогрева кромок труб перед их сваркой.

4.5.11 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.

4.5.12 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 не сваренный 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.

4.5.13 При использовании иных технологических решений по обеспечению газообмена в скрытом пространстве (например, при использовании дополнительных сверлений возле кромок труб с последующей установкой в них резьбовых заглушек) необходимо при производстве работ руководствоваться специальной технологической картой на выполнение этих процедур.

4.5.14 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. Металл неизолированных концевых участков, прилегающий к покрытию и под ним, не должен нагреваться более 100° С во время проведения сварочно-монтажных работ, а продолжительность нагрева не должна превышать 30 минут;
- 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 брусев);
- 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.

4.5.15 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 перекладке отдельных участков плети перед ее опуском в траншею.

4.5.16 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.

4.5.17 При необходимости осуществлять резку труб в полевых условиях (с целью замены «катушек» с дефектными стыками, для ликвидации технологических разрывов, при вварке 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.

4.5.18 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).

4.5.19 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

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 18 из 35
		Редакция 2.0

процессе аттестации принимаемой технологии сварки (резки) с учетом типоразмеров труб, марки стали и конкретного вида изоляционного покрытия.

4.5.20 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.

4.5.21 Разработка технологических решений по монтажу захлесточных стыков должна производиться 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).

4.5.22 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.

4.5.23 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 и требует особой тщательности исполнения.

4.5.24 Важным условием эффективного использования труб с двухсторонней изоляцией

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 19 из 35
		Редакция 2.0

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).

4.5.25 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).

4.5.26 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.

4.5.27 Контроль качества сварки должен осуществляться в соответствии с требованиями действующих НД СП.86.13330. 2014, ВСН 006-88 и ВСН 012-88) 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.

4.5.28 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.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 20 из 35
		Редакция 2.0

4.5.29 Для обеспечения безопасных условий труда при производстве сварочно-монтажных работ необходимо строго руководствоваться требованиями действующих НД (СП86.13330.2014, СНиП 12-03-99, СНиП 3.01.01-85*), 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.

4.6 Внутренняя и наружная изоляция сварных соединений труб

4.6.1 Для защиты от коррозии зоны сварного кольцевого шва применяются внутритрубные изолирующие втулки, выпускаемые специально для использования на строительстве трубопроводов из труб, имеющих внутреннее изоляционное покрытие на основе эпоксидных композиций.

Применительно к выпуску на трубозаготовительном заводе укрупненных (двухтрубных) секций, где процесс их изготовления включает в себя операции по нанесению внутренней изоляции в зоне сварных стыков, в данном Руководстве каких-либо дополнительных требований не содержится. При этом предполагается, что в заводских условиях существующий для этих целей производственный регламент достаточно полно отработан и на данном этапе не требует своего пересмотра.

4.6.2 При выполнении работ по созданию внутренней антикоррозионной защиты стыков в трассовых условиях необходимо руководствоваться основополагающими требованиями действующих общегосударственных и ведомственных НД документов (ГОСТ Р 51164-98, ВСН 008-88, СП 34-116-97, ВСН 012-88), а также положениями, изложенными в специальных разработках предприятий, осуществляющих выпуск труб с двухсторонним покрытием и изолирующих втулок.

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

4.6.4 Втулки, предназначенные для внутренней изоляции зон сварных стыков, являются комплектующими 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.

4.6.5 Существующие типоразмеры втулок предназначены для использования при строительстве трубопроводов диаметром от 57 до 1020 мм (в соответствии со стандартизованной градацией размеров труб).

Корпус втулки выполнен из углеродистой стали, он имеет форму пустотелого цилиндра, на внешней поверхности которого предусмотрены две симметрично расположенные канавки (под установку уплотнительных манжет).

В средней части корпуса втулки имеется ограничительный выступ, позволяющий обеспечивать заданное положение втулки относительно стыкуемых труб.

Фаски, расположенные на внутренней стороне втулки, выполнены с очертаниями, обеспечивающими плавное ее обтекание жидкостью в процессе эксплуатации трубопровода.

4.6.6 Уплотнительные манжеты, устанавливаемые в соответствующие канавки, выполнены из специальной бензостойкой резины. Конструктивно профили манжет для труб разных групп диаметров имеют некоторые отличия, выраженные в неодинаковом направлении отбортовки. Для труб диаметром до 168 мм отбортовка отгибается к середине втулки, а для всех остальных диаметров - наоборот, от середины втулки.

4.6.7 Заблаговременно (не менее чем за 24 часа) перед использованием втулки в полость

одной из канавок, расположенных на корпусе втулки, вносят герметизирующий состав, затем в эту канавку помещают уплотнительное кольцо, располагая его в строго заданной ориентации (с учетом принятого для данного диаметра труб направления отбортовки).

Непосредственно перед установкой втулки покрывают изнутри слоем герметика одну из труб (обычно ту, которой заканчивается наращиваемая плеть), при этом необходимо тщательно следить за соблюдением ряда специальных требований, о которых будет сказано ниже.

Подготовленные изделия собирают вместе, при этом втулка должна войти в трубу ровно настолько, насколько это позволяет ограничительный кольцевой выступ. Необходимо следить, чтобы по всему периметру трубы этот выступ плотно был прижат к кромке.

4.6.8 Достигнутое положение втулки фиксируют с помощью сварочных прихваток. Затем аналогичные операции по подготовке и установке втулки выполняют на другом ее конце; при этом подачу (надвижку) трубы следует производить с помощью трубоукладчика, контролируя при этом правильность сборки (отсутствие перекосов, заеданий и т.п.).

4.6.9 Для обеспечения качественных и беспрепятственных действий в процессе установки втулок целесообразно на предварительной стадии произвести контрольную сборку стыка (без нанесения клея на трубу) с тем, чтобы убедиться в возможности выполнения окончательной сборки без затруднений.

4.6.10 После завершения работ по установке изолирующей втулки на собранный стык монтируют наружный центратор и производят регулировку требуемого сварочного зазора. Затем осуществляют прихватку кромок труб, обеспечивая тем самым полную фиксацию достигнутых результатов. Обычно бывает достаточно осуществить прихватку в трех точках.

4.6.11 Если в конструкции изолирующего узла предусмотрена теплоизолирующая прокладка (в виде ленты из жаропрочной технической ткани), то ее следует наносить путем намотки в 3-4 слоя непосредственно перед размещением втулки в полости трубы.

4.6.12 Особые требования предъявляются к приготовлению и использованию клеевого состава (герметика).

Как правило, в качестве герметика используется двухкомпонентный эпоксидный состав (в соотношении смолы и отвердителя 1:1).

Расфасовка составляющих должна производиться при положительной температуре окружающего воздуха.

«Посудное» время регламентировано сроком 60 минут (не менее).

4.6.13 Составляющие герметика должны быть тщательно перемешаны (до получения однородной массы).

Поверхности, на которые должен наноситься герметик, необходимо очистить от посторонних наслоений, обезжирить органическими растворителями и протереть насухо хлопчатобумажной салфеткой.

Содержать приготовленный герметик необходимо в температурных условиях, соответствующих установленному производителем регламенту.

При производстве работ в условиях низких температур требуется произвести предварительный подогрев концов труб до температуры $+20 \div +50^{\circ}\text{C}$.

4.6.14 При нанесении герметика на втулки необходимо следить за тем, чтобы покрытием заполнились только концевые канавки. В целом же поверхность втулки должна оставаться в непокрытом виде, то есть покрытая только заводской краской.

При нанесении герметика на внутреннюю поверхность труб необходимо строго обеспечивать заданные границы покрываемых им зон. Эти границы определяются в форме пояска шириной 60 или 105 мм. Нижнее значение этого параметра относится к трубам диаметром до 168 мм, а верхнее к трубам диаметром более 219 мм.

Во всех случаях крайняя граница кольцевого пояска (т.е. та, которая находится ближе к кромке трубы) должна находиться на удалении 12-15 мм от этой кромки.

4.6.15 Герметик не должен попадать на те места труб и втулок, которые не входят в обозначенные границы. Ни в коем случае не допускается присутствие герметика на кромках труб.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 22 из 35
		Редакция 2.0

Для равномерного нанесения герметика следует пользоваться деревянным или металлическим шпателем. Толщина слоя герметика должна находиться в пределах 2-3 мм.

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

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

4.6.18 Наружное изоляционное покрытие в зоне кольцевого сварного стыка должно наноситься согласно требованиям ВСН 008-88 с учетом положений, изложенных в ГОСТ Р 51164-98, а также в инструкции завода-изготовителя изоляционных материалов.

4.6.19 Трубные секции, изготавливаемые на заводе, должны иметь внешнее изоляционное покрытие на стыках, которое наносят в условиях заводского поточного производства (на трубозаготовительной линии после завершения работ по контролю качества сварных соединений).

Технологический регламент, используемый при нанесении наружной изоляции на стыки в заводских условиях, определяется в соответствии с нормами, действующими на конкретном трубном предприятии, и в данном документе не рассматривается.

4.6.20 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.

4.6.21 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).

4.6.22 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.

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

4.6.24 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.

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

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

4.6.26 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 мере, как правило, отпадает.

4.6.27 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.

4.6.28 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.

4.6.29 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.

Данные для определения длины ленты (L), необходимой для изоляции зон сварных стыков; применительно к трубам различных диаметров (D) указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Определения длины ленты

D, мм	114	159	168	219	273
L, мм	460	605	635	790	965

Исходя из данных, приведенных в этой таблице, можно, кроме того, предусмотреть возможность экономного расхода ленты стандартного рулона (длиной 10 м) с учетом одновременного строительства трубопроводов разных диаметров.

4.6.30 Ширина ленты, используемой для изоляции зон сварных стыков, должна выбираться из расчета того, что нахлест на основное (заводское) покрытие должен быть не менее чем 50 мм.

4.6.31 Перед установкой ленты (манжеты) на стык необходимо произвести предварительный подогрев очищенной зоны до температуры в пределах +60 ÷ +100°C.

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

Контроль за 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.

4.6.32 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.

4.6.33 Нанесение термоусаживающей 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 одинаковой;
- замковая часть изоляционного изделия должна находиться в пределах верхней полуокружности трубы.

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

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 24 из 35
		Редакция 2.0

4.6.35 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).

4.6.36 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).

4.6.37 В случаях, когда в рабочем проекте предусмотрено использовать при изоляции стыков липкие полимерные ленты, технология их нанесения должна соответствовать требованиям, изложенным в выше перечисленных по тексту НД. Специальных ограничений, обусловленных наличием у рассматриваемых труб внутреннего изоляционного покрытия, в данном Руководстве не предусматривается.

4.6.38 Вопросы, касающиеся контроля качества изоляционных работ, подробно освещены в соответствующих разделах НД.

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

4.6.40 В местах установки на трубопровод утяжелителей (особенно это касается железобетонных изделий) необходимо применять эластичные подкладки, выполненные из нескольких слоев прочных и долговечных рулонных материалов.

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

4.6.42 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.

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.

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

4.7 Укладка трубопроводов в траншею

4.7.1 Трубопровод следует укладывать в траншею 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 отдельном способе производства работ);
- продольным протаскиванием ранее подготовленных плетей вдоль траншеи на плаву с последующим их погружением на дно.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 25 из 35
		Редакция 2.0

4.7.2 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.

4.7.3 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 полотенца.

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

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

4.8 Испытания трубопроводов

4.8.1 Испытание трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует производить 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).

4.8.2 Испытание трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует производить гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями) или пневматическим (воздухом, природным газом) способом для газопроводов и гидравлическим способом для нефте- и нефтепродуктопроводов.

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

Гидравлическое испытание трубопроводов водой при отрицательной температуре воздуха допускается только при условии предохранения трубопровода, линейной арматуры и приборов от замораживания.

4.8.3 Способы испытания, границы участков, величин испытательных давлений и схема проведения испытания, в которой указаны места забора и слива воды, согласованные с заинтересованными организациями, а также пункты подачи газа и обустройство временных коммуникаций определяются проектом.

Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания и комбинированного способа, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления.

4.8.4 Подвергаемый испытанию на прочность и проверке на герметичность трубопровод 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.

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

4.8.6 При пневматическом испытании заполнение трубопровода и подъем давления в нем до испытательного ($P_{исп}$) должны вестись через полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 26 из 35
		Редакция 2.0

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

4.8.8 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.

4.8.9 При подъеме давления от 0,3 Р_{исп} до Р_{исп} 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.

4.8.10 При заполнении трубопроводов 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.

4.8.11 Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

При пневматическом испытании трубопровода на прочность допускается снижение давления на 2 % за 12 ч.

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

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

4.8.14 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.

4.8.15 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.

4.8.16 Полное удаление воды из нефте- и нефтепродуктопровода 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.

4.8.17 Способ удаления воды из нефте- и нефтепродуктопроводов устанавливается заказчиком, который обеспечивает своевременную подачу нефти или нефтепродукта.

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

4.8.18 При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 и сопредельной шкалой на давление около 4/3 испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 27 из 35
		Редакция 2.0

4.8.19 Способы, технология, режимы и параметры очистки полости, испытания и удаления воды устанавливаются ведомственными строительными нормами.

4.9 Приемка в эксплуатацию трубопроводов

4.9.1 Ввод в эксплуатацию осуществляется после приема трубопровода в соответствии с требованиями СНиП 3.01.04, ВСН 012, СП 126.13330 и/или других государственных нормативных документов.

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

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

4.9.4 Эксплуатация трубопровода, не принятого государственной приемочной комиссией, не допускается. Датой ввода в эксплуатацию трубопровода считается дата подписания акта государственной приемочной комиссией.

4.10 Основные требования по надзору за эксплуатацией и контролем технического состояния трубопроводов

4.10.1 Степень охвата, глубина и периодичность контроля и диагностики должны формироваться в зависимости от категории участков. Базой наблюдения за состоянием трассы должно являться плано-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.

4.10.2 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 передвижными лабораториями при периодическом обследовании. Периодическая диагностика должна включать в себя приборное обследование участков трубопровода в процессе его эксплуатации. Периодичность и объем обследования каждого из участков зависит от категории.

4.10.3 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;

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 28 из 35
		Редакция 2.0

- определение фактических напряжений на участках трубопровода;
- определение физико-химических свойств транспортируемой жидкости.

4.10.4 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.

4.10.5 Типы дефектов и повреждений

4.10.5.1 Дефекты и повреждения основного металла:

- коррозионные повреждения с разграничением по виду:
 - равномерная коррозия (коррозия охватывает всю поверхность металла);
 - местная (при охвате отдельных участков поверхности);
 - язвенная, точечная и пятнистая в виде отдельных точечных и пятнистых язвенных поражений, в том числе сквозных;
 - канавочная коррозия (коррозионные поражения имеют специфический вид канавки (ручейка).

- задиры, трещины, прожоги, оплавления, царапины, расслоения, неметаллические включения, закаты;

- старение материала, изменение физико-механических свойств;

- общие и местные деформации, вмятины, выпучены.

4.10.5.2 Дефекты и повреждения сварных швов:

- несоответствия размеров швов требованиям проекта, СНиП и стандартов;
- трещины всех видов и направлений;
- наплывы, подрезы, прожоги, незаваренные кратеры, непровары, пористость и другие технологические дефекты;
- отсутствие плавных переходов от одного сечения к другому;
- несоответствие общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

Несоответствие линии укладки трубопровода требованиям нормативной документации.

4.10.6 Основные нагрузки и факторы, влияющие на техническое состояние трубопроводов в процессе эксплуатации.

4.10.6.1 Эксплуатационные нагрузки.

Эксплуатационными нагрузками являются:

- рабочее давление среды в трубопроводе;
- температурная нагрузка;
- весовая нагрузка в местах переходов.

4.10.6.2 Эксплуатационными факторами, влияющими на техническое состояние и нагрузку, являются:

- коррозия металла;
- эрозионное стирание стенок рабочей средой;
- изменение физико-механических свойств металлов.

4.11 Содержание и периодичность контроля трубопроводов

4.11.1 Наружный осмотр.

4.11.1.1 Наружный осмотр (плановый).

Наблюдение за состоянием трассы трубопроводов, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли с целью выявления нелегальных переездов, размывов, деформаций, визуальный контроль утечек.

4.11.1.2 Наружный осмотр (внеочередной).

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 29 из 35
		Редакция 2.0

Проводится после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечек нефти, газа и воды, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводе, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

4.11.1.3 Периодичность наружного осмотра устанавливается руководством Предприятия в зависимости от местных условий, сложности рельефа, трассы, времени года и срока эксплуатации. Результаты осмотров должны фиксироваться в эксплуатационном журнале.

4.11.2 Контрольный осмотр

4.11.2.1 При контрольном осмотре особое внимание должно быть уделено:

- состоянию зон выхода трубопроводов из земли;
- состоянию сварных швов;
- состоянию зон возможного скопления пластовой воды, конденсата, твердых осадков;
- состоянию фланцевых соединений;
- правильность работы опор;
- состоянию и работе компенсирующих устройств;
- состоянию уплотнений арматуры;
- вибрации трубопроводов;
- состоянию изоляции и антикоррозионных покрытий;
- состоянию гнутых отводов, сварных тройников, переходов и других фасонных деталей.

4.11.2.2 Контрольный осмотр проводится специально назначенными лицами не реже 1 раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Трубопроводы подверженные вибрации – не реже одного раза в три месяца.

4.11.2.3 Дополнительный осмотр (определяется по результатам контрольного осмотра).

4.11.2.4 Дополнительному досрочному осмотру подвергаются трубопроводы при обнаружении повышенной скорости коррозии по образцам-свидетелям или с помощью зонда – коррозиметра.

4.11.2.5 Результаты контрольных осмотров и замеров толщин стенок всех трубопроводов должны фиксироваться в документах соответствующих служб технического надзора и вноситься в паспорт трубопровода.

4.11.3 Ревизия выборочная

Выбор участков для ревизии осуществляет служба технического надзора и утверждает главный инженер предприятия.

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

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов необходимо производить не позднее чем через 1 год.

4.11.3.1 При ревизии намеченного участка трубопровода необходимо:

- освободить трубопровод от рабочей среды, промыть водой и в случае необходимости очистить от отложений и грязи;
- провести тщательный наружный осмотр;
- провести (по возможности) внутренний осмотр трубопровода (демонтаж трубы для внутреннего осмотра при наличии фланцевых и других разъемных соединений осуществляется посредством разборки этих соединений; при цельносварном трубопроводе производят вырезку участка трубопровода 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;

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 30 из 35
		Редакция 2.0

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

- разобрать (выборочно, по указанию представителя технадзора) резьбовые соединения на трубопроводе, осмотреть их и измерить резьбовыми калибрами;

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

- испытать трубопровод в случаях производства на нем ремонтных работ.

Объемы работ при ревизии трубопроводов определяет служба технического надзора.

4.11.3.2 Механические свойства металла труб проверяются, если коррозионное действие среды может вызвать их изменение. Вопрос о механических испытаниях решает отдел технического надзора.

4.11.3.3 Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода 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.

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

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

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

4.11.3.7 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.

4.11.3.8 Все трубопроводы и их участки, подвергавшиеся в процессе ревизии разборке, резке, сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

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

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

Испытания должны проводиться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

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.

3) 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.

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

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 31 из 35
		Редакция 2.0

4) Выявленные при испытаниях повреждения трубопровода должны немедленно устраняться.

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

5) Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки.

После окончания испытаний должен быть оформлен акт установленной формы.

4.11.3.9 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.

4.11.3.10 Сроки проведения ревизии нефтегазосборных трубопроводов устанавливаются администрацией предприятия в зависимости от скорости коррозионно-эрозийных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов между ревизиями.

4.12 Ремонт трубопроводов (ремонтные работы на объектах трубопроводов)

4.12.1 Определение вида ремонтных работ.

4.12.1.1 На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта или реконструкции трубопровода:

а) ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб;

б) выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции;

в) ремонт протяженных участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов и заменой изоляции (сплошная замена изоляции по действующим технологиям);

г) ремонт трубопровода с заменой отдельных участков или всего трубопровода.

Каждому виду ремонта должен соответствовать метод (технология) ремонта, который устанавливается нормативным документом.

4.12.1.2 Планирование очередности работ по ремонту и предотвращению возможных разрушений трубопровода проводится в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом технического состояния нефтепровода.

4.12.2 Оценка технического состояния оборудования и сооружений трубопроводов

4.12.2.1 Оценка технического состояния линейной части трубопровода, выбор вида и способа ремонта должны проводиться на основе результатов комплексных обследований.

В состав комплексных обследований входит:

- диагностическое обследование линейной части трубопроводов;
- дефектоскопия стенки трубопровода или сварных стыков с применением акустико-эмиссионных, ультразвуковых методов;
- анализ изменений защитного потенциала трубопровода за период эксплуатации;
- определение технического состояния изоляции;
- анализ статистических данных аварийности;
- оценка загруженности трубопровода.

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 32 из 35
		Редакция 2.0

4.12.2.2 По результатам анализа комплексных обследований и обработки данных производится:

- уточнение местоположения дефектного участка нефтепровода;
- планирование мероприятий по предотвращению возможного разрушения трубопровода;
- выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков их проведения в зависимости от характера дефектов с учетом загруженности МН на рассматриваемый период и в перспективе.

5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ И СЕКЦИЙ

5.1 Транспортирование труб

5.1.1 Транспортирование труб должно проводиться железнодорожным (на открытом подвижном составе), автомобильным или водным транспортом в соответствии с нормами, установленными Таможенной Конвенцией о международной перевозке грузов с применением книжки МДП (Конвенция МДП), Конвенцией о договоре международной дорожной перевозке грузов (СМР), Европейским соглашением о дорожной перевозке опасных грузов (ДОПОГ), ГК РК, ГК РФ, Уставом автомобильного транспорта и городского наземного электрического транспорта, Закон по транспорту ж/д РК, ФЗ РФ «О транспортно - экспедиционной деятельности», Правилами перевозки грузов и Технических условий погрузки грузов.

5.1.2 При транспортировании штабели труб или пакеты разделяют прокладками. На пол вагона или кузова автомашины должны быть уложены подкладки или пакеты труб должны иметь транспортные хомуты.

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

5.1.3 Для погрузки и разгрузки труб кранами и трубоукладчиками следует применять траверсы, мягкие канаты и стропы; погрузка и разгрузка труб увеличенной длины должны производиться с применением специальной оснастки.

5.1.4 При погрузке труб в вагоны, автомашины и т.д. и/или наоборот не допускаются удары труб или пакетов о металлические части транспортных средств или друг о друга.

5.1.5 Категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ транспортировать трубы, пакеты волоком или сбрасывать на землю.

5.1.6 Разгрузка труб из вагонов.

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.

Разгруженные трубы укладывают на прирельсовые стеллажи, 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 2,8 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.

5.1.7 Разгрузка труб с трубовозов.

Разгрузку на стеллажи, а также погрузку со стеллажей производят имеющимися грузоподъемными механизмами или при помощи специальных накатов. При этом порядок погрузочно-разгрузочных работ и нормы складирования на стеллажах не отличаются от описанных выше. При накатывании труб на стеллажи вручную высота штабеля не должна превышать 1,5 м.

5.1.8 Выбор вида транспорта и транспортных средств для перевозки 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 труб.

5.1.9 Перемещение труб и трубных секций волоком запрещается.

5.1.10 Необходимая ширина дороги в зоне поворота, исходя из вписываемости транспортных машин в прямоугольный поворот, определяется по таблице 3.

Таблица 3 – Необходимая ширина дороги в зоне поворота

Ширина входного проезда, м	Длина автопоезда, м				
	12	16	20	24	28
	Ширина дороги в зоне поворота, м				
5	15	18	22	26	28
10	11,5	14	17,5	20	23
15	8	12	14	17	19
20	7,5	9	12	14	17
25	7	8	11	13	15

5.1.11 Доставка секций и труб должна осуществляться на транспортных средствах (платформах), исключающих возникновение изгибающих нагрузок на тело трубы.

5.1.9 Транспортирование трубных секций длиной до 24 м в горных условиях на участках с уклонами 10-15⁰ следует выполнять трубовозами на колесном ходу. На участках с уклонами более 15⁰ следует применять машины на гусеничном ходу.

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

5.1.11 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.

5.1.12 Пункты перегрузки должны быть обеспечены погрузочно-разгрузочными средствами.

5.2 Хранение труб

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

5.2.2 Трубы должны храниться на стеллажах или площадках открытого хранения, при этом они должны иметь консервационное покрытие для категорий условий транспортирования и хранения С, Ж, ОЖ по ГОСТ 9.014, дополнительное хранение труб без прокладок на специальных стеллаж, исключающих перекачивание и контакт труб. Предельный срок консервационной защиты не менее 6 месяцев.

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

5.2.4 Условия хранения труб не должны приводить к нарушению сплошности покрытия. Трубы с покрытием следует хранить в штабелях, рассортированными по диаметрам. 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

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 34 из 35
		Редакция 2.0

необходимости размещают прокладки из эластичного материала (резиновый жгут, резиновая или резинотканевая лента). При складировании прямошовных труб шов должен быть ориентирован в зазор между трубами. Трубы диаметром до 600 мм складываются в 3-4 ряда от 700 до 1200 мм – не более чем в 2 ряда. Трубы следует складывать на предварительно выровненную площадку горизонтальными рядами с соблюдением мер предосторожности, исключающие повреждение труб и их раскатывание. Допускается хранение труб на открытом воздухе.

5.2.5 Трубы с заводским полиэтиленовым покрытием наружной поверхности с периодом хранения более 6 месяцев, должны быть защищены от ультрафиолетового излучения с использованием навесов, укрытий или других защитных устройств

6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 Трубопроводные объекты относятся к категории опасных производственных объектов.

6.2 Организация работ по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации магистрального нефтепровода осуществляется на основании Закона Республика Казахстан «О гражданской защите» от 11.04.2014 года № 188-V» или иной законодательной документации.

6.3 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 ЧС;
- взаимодействие с органами государственного надзора и контроля;
- обязательное страхование рисков ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасных производственных объектов;
- разработку деклараций безопасности объектов трубопроводов.

6.4 Трасса трубопровода должна патрулироваться с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации трубопровода.

6.5 Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, должны быть оборудованы запорными устройствами, перекрывающими поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации нефтегазопровода.

7 УСТАНОВЛЕННЫЙ РЕСУРС И ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Изготовитель гарантирует соответствие нефтегазопроводных труб требованиям нормативно-технической документации в течение срока, оговоренного в контракте (договоре на поставку) при условии соблюдения потребителем процедур по эксплуатации и хранению труб, но не менее 12 месяцев со дня Поставки

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные.	Страница 35 из 36
	Руководство по эксплуатации	Редакция 2.0

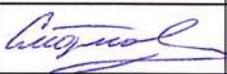
8 ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ РУКОВОДСТВА

API Spec 5L (действующая редакция)	Трубы для трубопроводов. Технические условия
ГОСТ 380-94	Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки
ГОСТ 3845-75	Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением
ГОСТ 10694-80	Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
ГОСТ Р 51164-98	Трубы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
ВСН 011-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть II. Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки
ВСН 2.38-85 МНП	Проектирование промысловых стальных трубопроводов
СНиП 2.01.07-85	Нагрузки и воздействия
СП 86.13330.2014	Магистральные трубопроводы
СП 126.13330.2012	Геодезические работы в строительстве. Свод правил
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемки работ
ГОСТ 10692-2015	Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Прием, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
СНиП II-7-81	Строительство в сейсмических районах
СНиП III-42-80	Магистральные трубопроводы
СП 34-116-97	Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов
РД 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
РД 39-132-94	Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов

ТОО «KSP Steel»	Трубы нефтегазопроводные. Руководство по эксплуатации	Страница 36 из 36
		Редакция 2.0

Лист согласования

**Трубы нефтегазопроводные
Руководство по эксплуатации
Редакция 2.0**

Должностные лица	Фамилия инициалы	Подпись	Дата
Разработано:			
Начальник технологического отдела трубопрокатного производства	Оспантаев М.К.		19.08.2020
Согласовано:			
Директор по трубопрокатному производству	Дюсупов Д.Ж.		20.08.2020
Заместитель директора трубопрокатного производства по технологии	Еремин И.Ю.		20.08.2020