

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)

ОТТ-23.040.00-КТН-135-15

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ТРУБЫ ДИАМЕТРОМ ОТ 530 ДО 1220 мм

Общие технические требования

ОЗНАКОМИТЕЛЬНАЯ РЕДАКЦИЯ

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Настоящий документ представляет собой специальную ознакомительную редакцию ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

По вопросу получения полноформатной копии ОТТ-23.040.00-КТН-135-15, а также других корпоративных стандартов ПАО «Транснефть» обращайтесь в организацию, уполномоченную на их распространение – ООО «НИИ Транснефть» (117186, г. Москва, Севастопольский проспект, 47А, тел. (495) 950-82-96, ntd@niitnn.transneft.ru; <http://niitnn.transneft.ru>).

Исключительные права на настоящий документ принадлежат ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть».

® ПАО «Транснефть», 2019 г.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

Содержание

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | Область применения | 1 |
| 2 | Нормативные ссылки..... | 1 |
| 3 | Термины и определения | 4 |
| 4 | Сокращения | 7 |
| 5 | Общие требования..... | 7 |
| 6 | Основные параметры и характеристики (свойства)..... | 10 |
| 6.1 | Геометрические параметры | 10 |
| 6.2 | Требования к прочностным характеристикам труб..... | 13 |
| 6.3 | Характеристики металла | 15 |
| 6.4 | Ударная вязкость основного металла и сварных соединений..... | 18 |
| 6.5 | Качество поверхности | 20 |
| 6.6 | Оценка качества сварных соединений и металла труб методами неразрушающего контроля | 21 |
| 7 | Требования безопасности..... | 24 |
| 8 | Требования охраны окружающей среды | 24 |
| 9 | Требования к сырью, материалам, покупным изделиям..... | 24 |
| 10 | Комплектность | 25 |
| 11 | Маркировка..... | 25 |
| 12 | Упаковка..... | 26 |
| 13 | Правила приемки..... | 26 |
| 14 | Методы контроля..... | 29 |
| 15 | Транспортирование и хранение | 35 |
| 16 | Указания по эксплуатации..... | 35 |
| 17 | Гарантии изготовителя | 35 |
| | Приложение А (обязательное) Требования к рентгеновскому контролю | 36 |
| | Приложение Б (обязательное) Требования к ультразвуковому контролю..... | 41 |
| | Приложение В (обязательное) Требования к магнитопорошковому и капиллярному контролю | 45 |
| | Приложение Г (обязательное) Измерение геометрических параметров труб | 46 |
| | Приложение Д (обязательное) Требования к проведению погрузочно-разгрузочных работ, складированию и транспортированию | 59 |
| | Библиография..... | 63 |

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

Введение

Настоящий документ разработан на основе межгосударственных и национальных стандартов Российской Федерации, сводов правил, технических условий, устанавливающих требования к трубам, методам их испытаний и контроля, включая ГОСТ 20295, ГОСТ 31447, ГОСТ Р 56403, ГОСТ ISO 3183, СП 36.13330.2012.

При разработке настоящего документа учтен опыт производства труб, практика сооружения и эксплуатации магистральных трубопроводов, результаты анализа отказов и аварий магистральных трубопроводов, существующие и перспективные требования по надежности, безопасности и рискам при эксплуатации магистральных трубопроводов.

При разработке настоящего документа учтены положения API SPEC 5L.

Требования настоящего документа ориентированы на современные технологии производства проката и изготовления труб.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

1 Область применения

1.1 Настоящий документ устанавливает требования к стальным трубам, поставляемым для строительства, ремонта и реконструкции объектов магистральных трубопроводов.

1.2 Настоящий документ распространяется на трубы, сваренные дуговой сваркой под флюсом (далее – трубы), диаметром от 530 до 1220 мм для магистральных трубопроводов, транспортирующих нефть по ГОСТ Р 51858 при рабочем давлении до 11,8 МПа включительно и нефтепродукты по ГОСТ 2084, ГОСТ Р 51105, ГОСТ Р 51866, ГОСТ 305, ГОСТ Р 52368, ГОСТ 10227 при рабочем давлении до 9,8 МПа включительно, в том числе для подводных переходов.

1.3 Настоящий документ предназначен для применения ОАО «АК «Транснефть», организациями системы «Транснефть» и сторонними организациями, изготавливающими трубы и осуществляющими проектирование, комплектацию, монтаж и эксплуатацию объектов организаций системы «Транснефть».

2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда. Биологическая безопасность. Общие требования

ГОСТ 162-90 Штангенглубиномеры. Технические условия

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

ГОСТ 305-2013 Топливо дизельное. Технические условия

ГОСТ 427-75 Линейки измерительные металлические. Технические условия

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

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

ГОСТ 1778-70 Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений

ГОСТ 2084-77 Бензины автомобильные. Технические условия

ГОСТ 2999-75 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу

ГОСТ 3749-77 Угольники поверочные 90°. Технические условия

ГОСТ 3845-75 Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением

ГОСТ 5378-88 Угломеры с нониусом. Технические условия

ГОСТ 5639-82 Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна

ГОСТ 5640-68 Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты

ГОСТ 6507-90 Микрометры. Технические условия

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

Методы определения механических свойств

ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия

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

ГОСТ 8026-92 Линейки поверочные. Технические условия

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

ГОСТ 10227-86 Топлива для реактивных двигателей. Технические условия

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

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

ГОСТ 18895-97 Сталь. Метод фотоэлектрического спектрального анализа

ГОСТ 19903-74 Прокат листовой горячекатаный. Сортамент

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

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод

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

ГОСТ 30456-97 Металлопродукция. Прокат листовой и трубы стальные. Методы испытания на ударный изгиб

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия

ГОСТ ISO 3183-2012 Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия

ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

ГОСТ Р 8.568-97 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения

ГОСТ Р 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности труда. Основные положения

ГОСТ Р 51105-97 Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. Технические условия

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228-2004) Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия

ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2004) Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия

ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ Р 56403-2015 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы стальные сварные. Технические условия

ГОСТ Р ИСО 6520-1-2012 Сварка и родственные процессы. Классификация дефектов геометрии и сплошности в металлических материалах. Часть 1. Сварка плавлением

СП 36.13330.2012 Свод правил «СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»

ПБ 03-273-99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства

ПБ 03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля

ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля

СДА-24-2009 Правила аттестации (сертификации) персонала испытательных лабораторий

РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства

РД 03-613-03 Порядок применения сварочных материалов при изготовлении,

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов

РД 03-614-03 Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов

РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов

ISO 8503-4:2012 Подготовка стальной поверхности перед нанесением краски или родственных продуктов. Испытания характеристики шероховатости стальной поверхности после струйной очистки. Часть 4. Метод калибровки компараторов ISO для сравнения профилей поверхности и метод определения профиля поверхности. Метод с применением прибора с измерительной иглой (Preparation of steel substrates before application of paints and related products – Surface roughness characteristics of blast-cleaned steel substrates – Part 4: Method for the calibration of ISO surface profile comparators and for the determination of surface profile – Stylus instrument procedure)

API SPEC 5L Specification for Line Pipe (Трубы для трубопроводов. Технические условия)

СТ СЭВ 543-77 Числа. Правила записи и округления

Примечание – При пользовании настоящим документом целесообразно проверить действие ссылочных документов в соответствии с действующим «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативным документом следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 вкатанная окалина: Дефект поверхности в виде вкраплений остатков окалины, вдавленной в поверхность металла при деформации.

3.2 вмятина: Дефект в виде углубления произвольной формы, приводящий к локальному изменению проходного сечения трубы.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

3.3 задир: Дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образовавшееся в результате механических повреждений металла проката, труб.

3.4 зарез: Уменьшение толщины стенки, образующееся при снятии и доводке выпуклости сварных швов на концах труб до нормативных значений с помощью режущего инструмента.

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

3.6 наплыв: Дефект в виде натека металла шва на поверхность основного металла без сплавления с ним.

3.7 непровар: Дефект в виде несплавления в сварном соединении вследствие неполного расплавления кромок основного металла или поверхностей валиков сварного шва.

3.8 несплавление: Отсутствие соединения между металлом шва и основным металлом либо между валиками сварного шва.

3.9 организации системы «Транснефть»: Организации, осуществляющие на основании устава и/или гражданско-правового договора деятельность, связанную с: транспортировкой по магистральным трубопроводам нефти и нефтепродуктов; производством оборудования, насосов, электродвигателей и/или иных технологических устройств для объектов магистрального трубопроводного транспорта; обеспечением работоспособности (эксплуатации), финансовой стабильности, безопасности, социального, информационного и/или иным обеспечением деятельности объектов/предприятий магистрального трубопроводного транспорта, если в таких организациях ОАО «АК «Транснефть» и/или его дочерние общества являются учредителями, либо участниками (акционерами), владеющими в совокупности более чем 20 процентами долей (акций и т. п.).

3.10 план технологического контроля: План технологического контроля изготовления продукции, инспекции ее качества и отгрузки, в котором изложены очередность технологических или контрольных операций, нормативные документы, контролируемые характеристики, места проведения контроля, объемы контроля службой контроля качества завода-изготовителя и ООО «Транснефть Надзор», оборудование и средства контроля.

3.11 плена: Дефект поверхности в виде отслоения языкообразной формы, частично соединенного с основным металлом.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

3.12 **подрез:** Дефект в виде углубления по линии сплавления сварного шва с основным металлом.

3.13 **пора:** Газовая полость практически сферической формы.

3.14 **прожог:** Вытекание металла сварочной ванны, в результате которого образуется сквозное отверстие в сварном шве.

3.15 **раковина:** Дефект поверхности листа в виде одиночного углубления, образовавшегося при выпадении или вытравливании вкатанной инородной частицы.

3.16 **раскатанная корочка:** Дефект поверхности, представляющий собой частичное отслоение или разрыв металла, образовавшееся в результате раскатки завернувшихся корочек, имевшихся на поверхности заготовок и представляющих собой окисленный металл.

3.17 **раскатанный пригар:** Дефект поверхности в виде темного пятна неправильной формы, образовавшегося от раската куска металла, приварившегося к заготовке, из-за нарушения технологии разлива.

3.18 **расслоение:** Дефект сплошности металла в виде трещин, параллельных поверхности проката, образовавшихся из-за повышенной загрязненности металла неметаллическими включениями.

3.19 **рванина:** Дефект технологического происхождения в виде раскрытого разрыва, расположенного перпендикулярно или под углом к кромкам заготовки.

3.20 **резкое сужение:** Изменение ширины продольного сварного шва труб более чем на 10 мм на базе 150 мм.

3.21 **риска:** Дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образовавшееся в результате механических воздействий, в том числе при складировании и транспортировании металла проката, труб.

3.22 **риска прокатная:** Дефект поверхности в виде канавки без выступа кромок с закругленным или плоским дном, образовавшейся от царапания поверхности металла изношенной прокатной арматурой.

3.23 **свариваемость:** Способность материала свариваться в указанных производственных условиях с образованием спроектированной конструкции, а также удовлетворительно работать в предназначенных условиях.

3.24 **свищ:** Трубчатая полость в металле сварного шва, вызванная выделением газа.

3.25 **твердое включение:** Твердое инородное вещество в металле шва (по ГОСТ Р ИСО 6520-1).

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

3.26 царапина: Дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образовавшееся в результате механических воздействий, в том числе при складировании и транспортировании металла проката, труб.

4 Сокращения

В настоящем документе применены следующие сокращения:

- АУЗК – автоматический ультразвуковой контроль;
- ВИК – визуальный и измерительный контроль;
- ИПГ – испытание падающим грузом;
- МПК – магнитопорошковый контроль;
- НД – нормативный документ;
- ОАО «РЖД» – открытое акционерное общество «Российские железные дороги»;
- ООО «Транснефть Надзор» – общество с ограниченной ответственностью «Транснефть Надзор»;
- ПЭП – пьезоэлектрические преобразователи;
- РГК – радиографический контроль;
- Реестр ОВП – Реестр основных видов продукции, закупаемой ОАО «АК «Транснефть»;
- РТК – рентгентелевизионный контроль;
- РУЗК – ручной ультразвуковой контроль;
- СОП – стандартный образец предприятия;
- ТУ – технические условия;
- УЗК – ультразвуковой контроль.

5 Общие требования

5.1 Устанавливаются три уровня качества труб:

- первый уровень – трубы в обычном исполнении;
- второй уровень – трубы в хладостойком исполнении;
- третий уровень – трубы повышенной эксплуатационной надежности.

5.2 Трубы изготавливают из листового проката по НД заводов-изготовителей проката и техническим требованиям заводов-изготовителей труб.

5.3 Трубы изготавливают прямошовными с одним или двумя продольными швами, сваренными дуговой сваркой под флюсом (холодная формовка трубных заготовок

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

из листовой стали с последующей автоматической двухсторонней дуговой сваркой продольных швов).

Двухшовные трубы изготавливают из:

- двух листов одной плавки и одного состояния поставки (вида термообработки);
- двух листов различных плавок и одного состояния поставки, разница фактических значений механических свойств (временное сопротивление разрыву, предел текучести) которых по данным сертификатов качества составляет не более 50 МПа.

Применение двухшовных труб на рабочее давление более 9,8 МПа должно быть согласовано с заказчиком.

5.4 Дуговая сварка труб выполняется с применением керамического флюса.

Сварочное оборудование и сварочные технологии, применяемые при производстве труб, подлежат аттестации в соответствии с требованиями РД 03-614-03, РД 03-615-03.

К выполнению сварочных работ при изготовлении труб допускаются сварщики/операторы сварочных установок и специалисты сварочного производства, аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-273-99, РД 03-495-02.

5.5 Лаборатория разрушающего контроля завода-изготовителя труб должна быть аккредитована в соответствии с требованиями ГОСТ ИСО/МЭК 17025 или СДА-15-2009 [1].

5.6 Персонал лаборатории разрушающего контроля завода-изготовителя труб должен быть аттестован в соответствии с требованиями ГОСТ ИСО/МЭК 17025 или СДА-24-2009 в соответствующей области.

5.7 Лаборатория неразрушающего контроля завода-изготовителя труб должна быть аттестована в соответствии с требованиями ПБ 03-372-00.

5.8 К работам по неразрушающему контролю допускаются специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 на соответствующий метод неразрушающего контроля. К оценке результатов неразрушающего контроля допускаются специалисты 2 или 3 уровня квалификации по ПБ 03-440-02 в соответствующей области. Методика по неразрушающему контролю должна быть согласована специалистом 3 уровня квалификации по ПБ 03-440-02.

5.9 Завод-изготовитель труб должен разработать техническую инструкцию по проведению верификации (входного контроля) закупаемых для изготовления труб материалов и осуществлять проверку основных параметров данных материалов.

5.10 В ТУ и отчетных документах на поставку проката должны учитываться требования настоящего документа.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

5.11 При изготовлении труб по заказам ОАО «АК «Транснефть» осуществляется технический надзор за производством труб специализированной организацией по планам технологического контроля, согласованным с ОАО «АК «Транснефть» и с заводом-изготовителем труб.

5.12 Трубы, производимые по ТУ завода-изготовителя труб, соответствующим настоящему документу, должны быть включены в Реестр ОВП. Информация по включению в Реестр ОВП размещена на сайте ООО «НИИ Транснефть» в разделе «Деятельность».

5.13 При закупке труб номинальная масса трубы M , т, определяется по формуле

$$M = 1,01 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot L \cdot (D_{\text{ном}} - S_{\text{ном}}) \cdot S_{\text{ном}} \cdot \gamma, \quad (1)$$

где π – числовой коэффициент, принимаемый равным 3,1416;

L – фактическая длина трубы, м;

$D_{\text{ном}}$ – номинальный наружный диаметр трубы, мм;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная толщина стенки трубы, мм;

γ – плотность стали, принимаемая равной 7,85 г/см³.

Примечание – 1,01 – коэффициент, учитывающий увеличение массы труб, за счет усиления шва (швов).

5.14 При заказе труб должна быть указана следующая информация:

- номинальный наружный диаметр и номинальная толщина стенки;
- класс прочности;
- требуемый уровень качества труб;
- температура испытаний на ударный изгиб труб надземной прокладки (при необходимости);
- указание об использовании труб для строительства подводного перехода магистрального трубопровода (при необходимости);
- обозначение НД на трубы.

Примечание – Температуру испытаний на ударный изгиб труб надземной прокладки выбирают из ряда: минус 5 °С, минус 20 °С, минус 30 °С, минус 40 °С, минус 50 °С.

5.15 Примеры записи при заказе

5.15.1 Труба сварная прямошовная номинальным наружным диаметром 820 мм с номинальной толщиной стенки 11,0 мм, класса прочности К52, первого уровня качества, обозначение НД на трубы:

«Труба 820×11,0-К52-1, _____».
обозначение НД

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

5.15.2 Труба сварная прямошовная номинальным наружным диаметром 1220 мм с номинальной толщиной стенки 22,0 мм, класса прочности К60, третьего уровня качества, предназначенная для строительства подводного перехода магистрального нефтепровода, обозначение НД на трубы:

«Труба 1220×22,0-К60-3, (ПП) _____».

обозначение НД

5.15.3 Труба сварная прямошовная номинальным наружным диаметром 1067 мм с номинальной толщиной стенки 16,0 мм, класса прочности К56, второго уровня качества, для надземной прокладки, температура испытаний на ударный изгиб – минус 40 °С, обозначение НД на трубы:

«Труба 1067×16,0-К56-2, КСV⁻⁴⁰ _____».

обозначение НД

6 Основные параметры и характеристики (свойства)

6.1 Геометрические параметры

6.1.1 Длина поставляемых труб должна находиться в пределах от 10,00 до 12,20 м. Количество труб длиной менее 10,50 м должно быть не более 10 % от их общего количества в партии по позиции спецификации.

По согласованию с заказчиком поставляются трубы длиной от 15,50 до 18,30 м. Количество труб длиной менее 16,50 м должно быть не более 10 % от их общего количества в партии по позиции спецификации.

По согласованию с заказчиком поставляются двухтрубные секции длиной до 24,00 м, изготовленные сваркой встык двух труб, при этом требования к сварке кольцевого сварного шва устанавливает заказчик.

6.1.2 Предельные отклонения по толщине стенки труб должны соответствовать следующим значениям:

- плюсовой допуск должен соответствовать допуску по ГОСТ 19903 для максимальной ширины проката нормальной точности;
- минусовой допуск не должен превышать 5 % от номинальной толщины стенки, но не более 0,8 мм.

6.1.3 Отклонение профиля наружной поверхности трубы от окружности по телу трубы и в зоне сварного соединения на концевых участках длиной 200 мм должно быть не более 0,15 % от номинального наружного диаметра.

Измерение проводится на дуге длиной 200 мм.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

При контроле отклонения профиля наружной поверхности трубы от окружности по телу трубы измерения проводятся в срединном по длине трубы сечении и в местах, вызывающих сомнение в части соответствия профиля наружной поверхности трубы требованиям настоящего документа.

6.1.4 Отклонение от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косина реза) должно быть не более 1,6 мм.

6.1.5 Кривизна труб должна быть не более 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более 0,2 % длины трубы.

6.1.6 Предельные отклонения от номинального наружного диаметра на концах труб на длине не менее 200 мм от торца должны быть не более, мм:

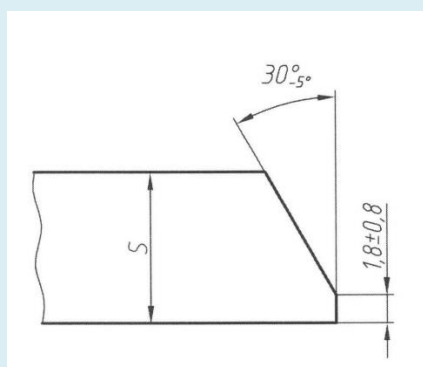
- $\pm 1,5$ – для труб номинальным наружным диаметром менее 1020 мм;
- $\pm 1,6$ – для труб номинальным наружным диаметром 1020 мм и более.

Предельные отклонения от номинального наружного диаметра по телу труб должны быть не более $\pm 3,0$ мм.

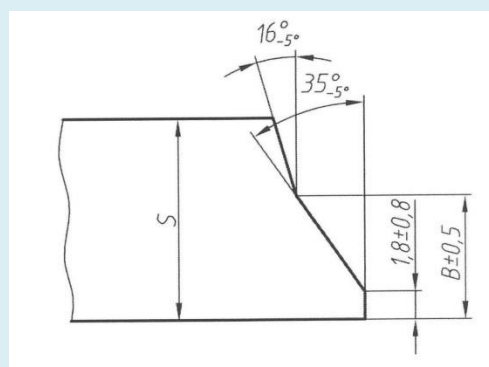
6.1.7 Овальность по концам труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами к номинальному наружному диаметру) должна быть не более, %:

- 1,0 – для труб с номинальной толщиной стенки менее 20 мм;
- 0,8 – для труб с номинальной толщиной стенки 20 мм и более.

6.1.8 Форма и размеры разделки кромок торцов труб под сварку в зависимости от номинальной толщины стенки должны соответствовать параметрам, приведенным на рисунке 1, и их значениям, указанным в таблице 1.



а) при S до 15,0 мм включительно



б) при S более 15,0 мм

Рисунок 1 – Форма и размеры разделки торцов труб

Таблица 1 – Значения величины B

| № п/п | Номинальная толщина стенки трубы S , мм | Величина B , мм |
|-------|---|-------------------|
| 1 | 2 | 3 |

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

| | | |
|--|-------------------------|----|
| 1 | Св. 15,0 до 19,0 включ. | 9 |
| 2 | Св. 19,0 до 21,5 включ. | 10 |
| 3 | Св. 21,5 до 32,0 включ. | 12 |
| 4 | Св. 32,0 | 16 |
| Примечание – Допуск на размер <i>B</i> в зоне сварного шва (40 мм по обе стороны от оси шва) – $\pm 1,5$ мм. | | |

6.1.9 В зоне заводского сварного шва (40 мм по обе стороны от оси шва) ширина притупления должна быть в пределах от 1,0 до 4,0 мм.

6.1.10 Высота усиления наружных и внутренних швов должна находиться в пределах от 0,5 до 2,5 мм для труб со стенкой толщиной до 10 мм включительно и от 0,5 до 3,0 мм для труб со стенкой толщиной свыше 10 мм.

На концах труб на длине не менее 150 мм, но не более 200 мм от торцов усиление внутреннего сварного шва должно быть удалено до остаточной высоты от 0 до 0,5 мм.

На концах труб на длине не менее 150 мм, но не более 200 мм от торцов усиление наружного сварного шва должно быть удалено до остаточной высоты от 0 до 0,5 мм.

Зарез тела трубы при снятии усиления сварных швов не допускается.

Допускаются следы от абразивного инструмента на основном металле, образующиеся при доводке высоты усиления сварного шва на концах труб до нормативного значения, глубиной не более 0,2 мм по отношению к прилегающим участкам.

Снятие усиления сварных швов должно выполняться до проведения гидроиспытания и неразрушающего контроля сварного шва на концах труб.

6.1.11 Смещение осей наружного и внутреннего швов на торцах труб должно быть не более 3,0 мм для толщины стенки до 10,0 мм включительно с перекрытием не менее 1,5 мм, а при толщине стенки более 10,0 мм смещение должно быть не более 4,0 мм с перекрытием швов не менее 2,0 мм.

6.1.12 Сварные соединения должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов, несплавлений, непроваров, утяжин и осевой рыхлости.

6.1.13 Относительное смещение кромок в сварном соединении должно быть не более:

- 1,0 мм – для труб с номинальной толщиной стенки до 10,0 мм;
 - 10 % от номинальной толщины стенки – для труб с номинальной толщиной стенки от 10,0 до 20,0 мм включительно;
 - 2,0 мм – для труб с номинальной толщиной стенки более 20,0 мм.
- 6.1.14 Ширина усиления сварных швов должна быть не более, мм:
- 20,0 – для номинальной толщины стенки трубы до 10,0 мм включительно;

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

- 25,0 – для номинальной толщины свыше 10,0 до 16,0 мм включительно;
- 30,0 – для номинальной толщины свыше 16,0 до 27,0 мм включительно;
- 35,0 – для номинальной толщины свыше 27,0 мм.

Шлифовка усиления с целью приведения ширины сварных швов к требуемым размерам не допускается.

6.1.15 Ширина усиления в местах ремонта сварных швов с применением сварки должна быть не более, мм:

- 23,0 – для номинальной толщины стенки трубы до 10,0 мм включительно;
- 29,0 – для номинальной толщины стенки свыше 10,0 до 16,0 мм включительно;
- 34,0 – для номинальной толщины стенки свыше 16,0 до 27,0 мм;
- 39,0 – для номинальной толщины стенки свыше 27,0 мм.

Шлифовка усиления с целью приведения ширины сварных швов к требуемым размерам не допускается.

6.2 Требования к прочностным характеристикам труб

6.2.1 Трубы должны изготавливаться следующих классов прочности: K50, K52, K54, K55, K56, K60.

Примечание – Трубы второго и третьего уровней качества классов прочности K50, K52 не изготавливают.

Нормативные механические свойства основного металла при испытании поперечных образцов на растяжение должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Механические свойства металла труб

| № п/п | Класс прочности | Временное сопротивление разрыву σ_b , МПа | Предел текучести σ_t , МПа | Относительное удлинение δ_5 , % |
|-------|-----------------|--|-----------------------------------|--|
| | | не менее | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | K50 | 490 | 345 | 20 |
| 2 | K52 | 510 | 355 | 20 |
| 3 | K54 | 530 | 380 | 20 |
| 4 | K55 | 540 | 390 | 20 |
| 5 | K56 | 550 | 410 | 20 |
| 6 | K60 | 590 | 460 | 20 |

Фактические значения временного сопротивления разрыву должны быть не более нормативных на:

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

- 108 МПа – для классов прочности до K55;
- 98 МПа – для классов прочности K55 и более.

Величина снижения временного сопротивления разрыву основного металла труб из стали контролируемой прокатки класса прочности K52 и выше в продольном направлении должна быть не более 5 % от установленной нормы. Механические свойства металла труб в продольном направлении гарантируются заводом-изготовителем без проведения испытаний.

Относительное равномерное удлинение основного металла труб третьего уровня качества должно быть не менее 6 %.

6.2.2 Отношение фактических значений предела текучести к временному сопротивлению разрыву (σ_T/σ_B) основного металла труб, определяемых на поперечных образцах, должно быть не более:

- 0,87 – для труб классов прочности K50, K52;
- 0,90 – для труб классов прочности K54 – K60.

6.2.3 Временное сопротивление разрыву сварных соединений труб при испытании плоских поперечных образцов со снятыми усилениями швов должно быть не ниже нормативного значения, установленного для основного металла.

6.2.4 Сварные соединения труб должны выдерживать испытания на статический изгиб.

Плоские поперечные образцы сварных соединений со снятыми усилениями швов должны выдерживать изгиб без образования трещин и протяженных надрывов. Одиночные надрывы должны быть длиной не более 3,0 мм и глубиной не более 12,5 % от толщины образца.

6.2.5 Твердость основного металла труб должна быть не более 250 HV10. Твердость зоны термического влияния и металла сварного шва должна быть не более 260 HV10.

6.2.6 Трубы должны подвергаться гидромеханическому экспандированию по всей длине. Пластическая деформация по периметру трубы в любом сечении должна быть не более 1,2 %.

6.2.7 Каждая труба должна пройти испытание на гидропрессе. Параметры гидравлического испытания записывают на диаграмму.

Испытательное давление $P_{и}$, МПа, определяется по формуле

$$P_{и} = \frac{2 \cdot S_{\min} \cdot R}{D_{вн}}, \quad (2)$$

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

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

R – расчетное значение окружных напряжений в стенке, принимаемое равным 95 % от нормативного предела текучести (см. таблицу 2), МПа;

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

Внутренний диаметр трубы $D_{\text{вн}}$, мм, определяется по формуле

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{ном}} - 2 \cdot S_{\min}, \quad (3)$$

где $D_{\text{ном}}$ – номинальный наружный диаметр трубы, мм;

S_{\min} – минимальная (с учетом минусового допуска) толщина стенки, мм.

При определении $P_{\text{и}}$ допускается учитывать влияние осевого подпора, рассчитываемого согласно ГОСТ 3845.

Трубы, при гидравлических испытаниях которых выявлены течи, потения, изменения формы или вздутия, считают не соответствующими настоящему документу.

6.3 Характеристики металла

6.3.1 Для изготовления труб должны использоваться спокойные стали полностью раскисленные, прошедшие десульфурацию, продувку инертным газом. Сталь должна иметь требуемую чистоту по неметаллическим включениям. Вид внепечной обработки указывают в сертификате качества.

6.3.2 Химический состав металла труб должен соответствовать требованиям таблицы 3.

Т а б л и ц а 3 – Массовая доля химических элементов в стали

| № п/п | Уровень качества | Массовая доля химических элементов, %, не более | | | | | | | | | | | | | |
|--|------------------|---|------|------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | C | Mn | Si | S | P | N | Al | Nb | V | Ti | Mo | Ni | Cu | Cr |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 1 | 0,15 | 1,70 | 0,60 | 0,010 | 0,018 | 0,012 | 0,05 | 0,08 | 0,08 | 0,05 | 0,30 | 0,30 | 0,30 | 0,30 |
| 2 | 2 | 0,12 | 1,80 | 0,45 | 0,008 | 0,015 | 0,010 | 0,05 | 0,08 | 0,08 | 0,05 | 0,30 | 0,30 | 0,30 | 0,30 |
| 3 | 3 | 0,08 | 1,65 | 0,35 | 0,005 | 0,012 | 0,009 | 0,05 | 0,08 | 0,08 | 0,05 | 0,30 | 0,30 | 0,30 | 0,30 |
| <p>Примечания</p> <p>1 Минимальная массовая доля алюминия в металле труб всех уровней качества составляет не менее 0,01 %.</p> <p>2 Допускается суммарная массовая доля ниобия, ванадия и титана в металле труб всех уровней качества не более 0,15 %.</p> <p>3 Допускается суммарная массовая доля хрома, никеля и меди в металле труб всех уровней качества не более 0,70 %.</p> | | | | | | | | | | | | | | | |

6.3.3 Значения $C_{\text{экв}}$ и $P_{\text{см}}$, характеризующие свариваемость стали, для металла труб различного уровня качества приведены в таблице 4.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Таблица 4 – Значения $C_{\text{экв}}$ и $P_{\text{см}}$

| № п/п | Уровень качества | $C_{\text{экв}}$, не более | $P_{\text{см}}$, не более |
|----------|------------------|-----------------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 1 | 0,43 | 0,24 |
| 2 | 2 | 0,42 | 0,23 |
| 3 | 3 | 0,41 | 0,21 |

6.3.4 Параметры свариваемости $C_{\text{экв}}$ и $P_{\text{см}}$ определяются по формулам

$$C_{\text{экв}} = C + \frac{\text{Mn}}{6} + \frac{\text{Cr} + \text{Mo} + \text{V}}{5} + \frac{\text{Cu} + \text{Ni}}{15}, \quad (4)$$

$$P_{\text{см}} = C + \frac{\text{Mn} + \text{Cr} + \text{Cu}}{20} + \frac{\text{Si}}{30} + \frac{\text{Ni}}{60} + \frac{\text{Mo}}{15} + \frac{\text{V}}{10} + 5 \cdot \text{B}, \quad (5)$$

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

Параметр $P_{\text{см}}$ определяется для сталей с содержанием углерода до 0,12 % включительно.

Медь, никель, хром, содержащиеся в сталях как примеси, при расчете $C_{\text{экв}}$ и $P_{\text{см}}$ не учитывают, если их суммарное содержание не превышает 0,20 %.

Бор при расчете $P_{\text{см}}$ не учитывают, если его содержание менее 0,0005 %.

6.3.5 Загрязненность металла труб первого и второго уровней качества неметаллическими включениями по ГОСТ 1778 должна быть не более:

а) по среднему баллу:

- сульфиды – балл 2,5 – для металла труб первого уровня качества и балл 2,0 – для металла труб второго уровня качества;
- оксиды (оксиды строчечные ОС, оксиды точечные ОТ), силикаты (силикаты хрупкие СХ, силикаты пластичные СП, силикаты недеформирующиеся СН) – балл 3,0 – для металла труб первого уровня качества и балл 2,5 – для металла труб второго уровня качества;

б) по максимальному баллу:

- сульфиды – балл 3,0;
- оксиды (ОС, ОТ), силикаты (СХ, СП, СН) – балл 4,0.

Загрязненность металла труб третьего уровня качества неметаллическими включениями должна быть не более значений, приведенных в таблице 5.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

6.3.6 Полосчатость структуры металла по ГОСТ 5640 должна быть не более, балл:

3 – для труб первого и второго уровней качества;

2 – для труб третьего уровня качества.

6.3.7 Величина действительного зерна металла по ГОСТ 5639 должна соответствовать номеру, не ниже:

- 7 – для труб первого уровня качества;
- 8 – для труб второго уровня качества;
- 9 – для труб третьего уровня качества.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Таблица 5 – Неметаллические включения в основном металле труб третьего уровня качества

| № п/п | Вид включений | | По среднему баллу | По максимальному баллу |
|-------|---------------|------------------------|-------------------|------------------------|
| 1 | 2 | | 3 | 4 |
| 1 | Сульфиды | | 1,0 | 1,5 |
| 2 | Оксиды | строчечные (ОС) | 2,0 | 2,5 |
| | | точечные (ОТ) | 2,0 | 2,5 |
| 3 | Силикаты | хрупкие (СХ) | 2,0 | 2,5 |
| | | пластичные (СП) | 2,0 | 2,5 |
| | | недеформирующиеся (СН) | 2,5 | 3,0 |

6.4 Ударная вязкость основного металла и сварных соединений

6.4.1 Ударная вязкость основного металла и сварных соединений труб первого и второго уровней качества, оцениваемая на образцах с V-образным надрезом, KCV должна удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 6.

Таблица 6 – Ударная вязкость основного металла и сварного соединения труб первого и второго уровней качества на образцах с V-образным надрезом

| № п/п | Номинальный наружный диаметр труб, мм | Ударная вязкость KCV, Дж/см ² , не менее | | | |
|---|---------------------------------------|---|-------------------------|---------------------------|------------------|
| | | Основной металл труб | Сварное соединение труб | | |
| | | | Центр шва | Зона термического влияния | Линия сплавления |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | От 530 до 630 | 69 | 39 | 39 | 39 |
| 2 | От 720 до 920 | 78 | 44 | 44 | 44 |
| 3 | 1020, 1067 | 83 | 44 | 44 | 44 |
| 4 | 1220 | 88 | 49 | 49 | 49 |
| <p>Примечания</p> <p>1 Температура испытаний для труб первого уровня качества – минус 5 °С, для труб второго уровня качества – минус 20 °С.</p> <p>2 По требованию заказчика испытания на ударный изгиб проводятся при более низкой температуре, указываемой в спецификации.</p> <p>3 Результаты испытаний на ударный изгиб сварных швов с надрезом по линии сплавления являются факультативными (не являются браковочными), но должны быть указаны в сертификате качества. Периодичность испытания – каждая десятая партия.</p> <p>4 Завод-изготовитель может гарантировать соответствие труб требованиям к ударной вязкости KCV без проведения дополнительных испытаний на основании удовлетворительных результатов испытаний ударной вязкости KCV при более низкой температуре.</p> | | | | | |

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

6.4.2 По требованию заказчика ударная вязкость основного металла и сварного соединения труб первого и второго уровней качества дополнительно оценивается на образцах с U-образным надрезом. Ударная вязкость основного металла и сварного соединения труб первого и второго уровней качества, оцениваемая на образцах с U-образным надрезом, КСУ должна удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 7.

Таблица 7 – Ударная вязкость основного металла и сварного соединения труб первого и второго уровней качества на образцах с U-образным надрезом

| № п/п | Номинальная толщина стенки труб, мм | Ударная вязкость КСУ, Дж/см ² , не менее | | | |
|---|---|---|--------------------|---------------------------------|---------------------|
| | | Основной металл труб | Сварное соединение | | |
| | | | Центр шва | Зона термического влияния | Линия сплавления |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | До 10 включ. | 44 | 39 | 39 | 39 |
| 2 | Св. 10 до 25 включ. | 64 | 44 | 44 | 44 |
| 3 | Св. 25 | 74 | 49 | 49 | 49 |
| <p>Примечания</p> <p>1 Температура испытаний для труб первого уровня качества – минус 40 °С, для труб второго уровня качества – минус 60 °С.</p> <p>2 Результаты испытаний на ударный изгиб сварных швов с надрезом по линии сплавления являются факультативными (не являются браковочными), но должны быть указаны в сертификате качества. Периодичность испытания – каждая десятая партия.</p> <p>3 Завод-изготовитель может гарантировать соответствие труб требованиям к ударной вязкости КСУ без проведения дополнительных испытаний на основании удовлетворительных результатов испытаний ударной вязкости КСУ при более низкой температуре.</p> | | | | | |

6.4.3 Ударная вязкость основного металла и сварного соединения труб третьего уровня качества оценивается на образцах с V-образным надрезом. Значения ударной вязкости должны быть не менее:

- 83,5 Дж/см² – для основного металла;
- 49,0 Дж/см² – для сварного соединения (центр шва, зона термического влияния и линия сплавления).

Испытания проводят при температуре минус 40 °С.

Примечания

- 1 По требованию заказчика испытания на ударный изгиб проводятся при более низкой температуре, указываемой в спецификации.
- 2 Результаты испытаний на ударный изгиб сварных швов с надрезом по линии сплавления являются факультативными (не являются браковочными), но должны быть указаны в сертификате качества. Периодичность испытания – каждая десятая партия.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

6.4.4 Основной металл труб должен быть испытан падающим грузом. ИПП проводят при температуре:

- минус 5 °С – для труб первого уровня качества;
- минус 20 °С – для труб второго и третьего уровней качества.

Процент вязкого волокна в изломе должен быть не менее:

- 60 % – для труб номинальным наружным диаметром до 1020 мм;
- 80 % – для труб номинальным наружным диаметром 1020 мм и более.

6.5 Качество поверхности

6.5.1 На наружной и внутренней поверхностях основного металла не должно быть рванин, плен, раскатанных пригаров и корочек, трещин, вкатанной окалины и иных загрязнений. Глубина рисок, царапин, рисок прокатных, раковин, задигов не должна превышать 0,2 мм. Не допускаются расслоения, выходящие на внешние и внутренние поверхности и торцевые участки труб.

Каждая труба должна подвергаться дробеметной очистке наружной и внутренней поверхностей в объеме 100 %. Степень очистки должна быть не менее Sa 2 ½ по ISO 8501-1 [2]. Шероховатость наружной поверхности должна быть от Rz 40 до Rz 100 мкм, а шероховатость внутренней поверхности – от Rz 35 до Rz 60 мкм.

Контроль качества поверхности должен проводиться после дробеметной очистки наружной и внутренней поверхностей труб в соответствии с планом технологического контроля, согласованным с ОАО «АК «Транснефть» и заводом-изготовителем.

Допускается дробеметная очистка поверхности листа с обязательным визуальным контролем внешней и внутренней поверхностей трубы. Степень очистки и шероховатость поверхностей листа должны соответствовать требованиям к степени очистки и шероховатости внутренней поверхности трубы.

6.5.2 Устранение поверхностных дефектов выполняется зачисткой абразивным инструментом. Места зачисток не должны выводить толщину стенки за пределы минусового допуска.

Суммарная площадь всех зачищенных участков на наружной поверхности трубы – не более 10 % от площади наружной поверхности.

Суммарная площадь всех зачищенных участков на внутренней поверхности трубы – не более 10 % от площади внутренней поверхности.

6.5.3 На поверхности труб не допускаются вмятины глубиной более 3,2 мм.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Глубина вмятин на продольных сварных швах, в зонах термического влияния шириной 40 мм, примыкающих к линиям сплавления продольных швов, а также на концах труб длиной 40 мм от торцов не должна превышать 1,5 мм.

Длина вмятин не должна превышать половины номинального наружного диаметра труб.

Глубина вмятины измеряется как зазор между самой глубокой точкой вмятины и продолжением контура трубы.

Не допускаются вмятины любых размеров с механическими повреждениями поверхности металла.

Исправление вмятин и шлифовка механических повреждений во вмятинах не допускаются.

6.5.4 Ремонт основного металла труб сваркой не допускается.

6.6 Оценка качества сварных соединений и металла труб методами неразрушающего контроля

6.6.1 Трубы должны быть подвергнуты неразрушающему контролю следующими методами:

а) при технологическом контроле сварных соединений труб (после сварки):

- АУЗК сварных швов с подтверждением РУЗК участков швов, отмеченных АУЗК. Участки швов, признанные дефектными по результатам РУЗК, подлежат расшифровке РГК или РТК;
- РГК или РТК и РУЗК участков сварного соединения, отремонтированных сваркой;

б) при сдаточном контроле (после гидроиспытаний труб):

- АУЗК сварных швов с подтверждением РУЗК участков швов, отмеченных АУЗК. Участки швов, признанные дефектными по результатам РУЗК, подлежат расшифровке РГК или РТК;
- АУЗК основного металла концов труб шириной не менее 40 мм на наличие расслоений и дефектов продольной ориентации с подтверждением РУЗК участков, отмеченных АУЗК;
- АУЗК основного металла шириной не менее 40 мм с каждой стороны от сварного шва на наличие расслоений с подтверждением РУЗК участков, отмеченных АУЗК;
- РУЗК сварных швов концов труб, не контролируемых АУЗК;

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

- РГК или РТК концевых участков сварных швов на длине не менее 200 мм;
- РТК или РГК сварных швов труб, предназначенных для сооружения подводных переходов (допускается проведение на этапе технологического контроля);
- МПК или капиллярный контроль скошенной поверхности (фаски) труб.

6.6.2 Неразрушающий контроль и оценка качества труб по результатам неразрушающего контроля должны проводиться по установленным нормам дефектности, в соответствии с приложениями А – В и следующими положениями настоящего раздела.

6.6.3 Сварные швы должны быть плотными, без непроваров, трещин, свищей, пор, наплывов и резких сужений. Начальные участки швов и концевые кратеры должны быть полностью удалены.

6.6.4 Глубина одиночных подрезов в одном сечении шва должна быть не более, мм:

- 0,4 – для труб первого и второго уровней качества;
- 0,2 – для труб третьего уровня качества и для труб, предназначенных для сооружения подводных переходов, независимо от уровня качества.

Длина подрезов должна быть не более 50 мм. Суммарная длина подрезов должна быть не более 100 мм на любом участке сварного шва длиной 300 мм.

Не допускаются неотремонтированные подрезы в одном сечении трубы с наружной и внутренней поверхности швов.

Глубина подрезов не должна выводить толщину стенки за пределы минусового допуска.

Подрезы глубиной от 0,4 до 0,8 мм включительно для труб первого и второго уровней качества и глубиной от 0,2 до 0,8 мм включительно для труб третьего уровня качества ремонтируют зачисткой. Подрезы глубиной более 0,8 мм и подрезы, выводящие толщину стенки за пределы минусового допуска, ремонтируют сваркой с последующей зачисткой.

Следы усадки металла по оси сварного шва не должны выводить высоту усиления за пределы минимальной высоты сварного шва.

Ремонт сваркой дефектов на расстоянии до 300 мм от торцов труб не допускается.

Заварка кратеров, получающихся при прекращении и возобновлении сварки, должна выполняться по аттестованной технологии сварки. Заварка кратеров на расстоянии до 300 мм от торцов труб, ремонт данных участков и предварительная подварка не допускаются.

Для ремонта сварных соединений должны применяться полуавтоматическая сварка в среде защитных газов или ручная дуговая сварка покрытыми электродами.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Расстояние между ремонтными участками на сварном шве должно быть не менее двух номинальных наружных диаметров трубы.

Ремонтный участок должен быть длиной не менее 50 мм и не более 300 мм. Максимально допустимое количество ремонтных участков сварных швов на трубе длиной от 10,00 до 12,20 м – два, на трубе длиной от 15,50 до 18,30 м – три.

Участки сварного соединения, подвергшиеся ремонту с применением сварки, подвергают повторному контролю неразрушающими методами (УЗК и РТК или РГК).

6.6.5 Повторный ремонт сваркой и ремонт сваркой с обеих сторон сварного соединения в одном сечении не допускается.

Не допускается ремонт сваркой трещин, прожогов, а также ремонт сварных соединений после экспандирования труб.

Не допускается заварка кратеров и ремонт сваркой сварных соединений труб, предназначенных для сооружения подводных переходов.

6.6.6 При выявлении после экспандирования и гидроиспытаний на концах труб остаточной высоты усиления более 0,5 мм выполняется его дошлифовка до значений от 0 до 0,5 мм с обязательным проведением ВИК.

6.6.7 Остаточная магнитная индукция на торцах труб должна быть не более 3 мТл.

6.6.8 Листовой прокат, предназначенный для изготовления труб, должен пройти УЗК. Должно быть обеспечено сканирование всей поверхности каждого листа и прикромочных зон.

В теле листового проката не допускаются расслоения, максимальная площадь S_2 которых превышает 2500 мм^2 , либо длина в любом направлении превышает 55 мм. Площадь минимально учитываемого расслоения S_1 – не более 500 мм^2 . Каждое расслоение длиной более 25 мм должно отстоять от следующего более чем на 500 мм.

Скопление расслоений, каждое из которых имеет условную площадь меньше учитываемой S_1 при расстоянии между ними 25 мм и менее, объединяются в зону расслоений. Условная площадь зоны расслоений S_3 равна площади части единицы листового проката, находящейся в пределах контура, охватывающего все входящие в нее расслоения. Относительная условная площадь S , определяемая долей площади, занимаемой расслоениями всех видов (S_1 , S_2 , S_3), на любом квадратном участке поверхности единицы листового проката площадью 1 м^2 , не должна превышать 1 %. При этом доля площади, занимаемой расслоениями всех видов на всей площади единицы листового проката не должна превышать 0,5 %.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

6.6.9 Методики по неразрушающему контролю, применяемые на заводах-изготовителях, должны быть согласованы с ОАО «АК «Транснефть» и отражены в планах технологического контроля.

6.6.10 Результаты неразрушающего контроля (журналы, радиографические снимки, дефектограммы по результатам АУЗК и др.) должны храниться в течение гарантийного срока на трубы. Заводом-изготовителем должна быть разработана письменная процедура по организации хранения результатов неразрушающего контроля, определены должностные лица, ответственные за сохранность результатов.

7 Требования безопасности

7.1 Трубы, соответствующие требованиям настоящего документа, не являются опасными для людей и окружающей среды: не угрожают здоровью человека, не вызывают возгорание.

7.2 При производстве труб должны соблюдаться требования ГОСТ Р 12.0.001, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.008.

8 Требования охраны окружающей среды

8.1 Специальных мероприятий для предупреждения вреда окружающей среде при производстве, испытаниях, хранении, транспортировании и эксплуатации труб не требуется.

8.2 Материалы, применяемые для изготовления труб, не должны причинять вреда окружающей среде и здоровью человека. При использовании и обработке этих материалов не должны выделяться вредные вещества.

9 Требования к сырью, материалам, покупным изделиям

9.1 Листовой прокат и сварочные материалы, применяемые для изготовления труб, должны соответствовать требованиям НД, ТУ, а также требованиям настоящего документа.

9.2 Листовой прокат и сварочные материалы, используемые при производстве труб, должны иметь сертификаты качества/паспорта. Материалы без сертификатов качества/паспортов для изготовления труб не допускаются.

9.3 Прокат поставляется в горячекатаном, нормализованном состоянии, после термического упрочнения (заковки с последующим отпуском), контролируемой прокатки или после контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением, в том числе с отпуском.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Листовой прокат должен подвергаться УЗК со 100 % покрытием площади каждого листа.

9.4 По требованию заказчика листовой прокат, предназначенный для изготовления труб, должен пройти технический надзор на заводе-изготовителе и иметь соответствующую отметку в сертификатах качества.

9.5 Все сварочные материалы должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-613-03.

10 Комплектность

10.1 В комплект поставки входят:

- партия труб;
- сертификат качества на каждую отгруженную трубу.

10.2 При поставке на концах труб должны быть установлены защитные стальные кольца для предохранения фаски.

10.3 По требованию заказчика трубы должны поставляться с торцевыми заглушками.

10.4 По требованию заказчика на трубы должно наноситься антикоррозионное покрытие.

11 Маркировка

11.1 На внутренней поверхности каждой трубы на расстоянии от 100 до 500 мм от одного из торцов должна быть четкая маркировка, которая содержит:

- товарный знак завода-изготовителя труб;
- обозначение ТУ;
- класс прочности и уровень качества труб;
- параметры свариваемости $C_{э\kappa\text{в}}$, $P_{\text{см}}$ ($P_{\text{см}}$ – для труб с содержанием углерода в металле до 0,12 % включительно);
- месяц и год изготовления;
- номер партии;
- номер трубы;
- номинальный наружный диаметр, номинальную толщину стенки и фактическую длину трубы.

Трубы, предназначенные для строительства подводных переходов магистральных трубопроводов, дополнительно маркируются отметкой «ПП».

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

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

Маркировка должна наноситься белой несмываемой краской.

По согласованию между заводом-изготовителем и заказчиком на трубы наносится маркировка в виде самоклеящихся этикеток.

11.2 На наружной поверхности каждой трубы на расстоянии от 60 до 100 мм от одного из торцов и на расстоянии от 200 до 300 мм от оси сварного шва наносится клеймо с ее номером и товарным знаком завода-изготовителя труб. Глубина отпечатка клейма должна быть не более 0,2 мм.

11.3 При поставке труб с антикоррозионными покрытиями выполняется дополнительная маркировка в соответствии с требованиями НД на трубы с покрытием.

12 Упаковка

Требования к упаковке труб не предъявляются.

13 Правила приемки

13.1 Приемка труб проводится в соответствии с настоящим документом.

13.2 Заводская партия труб, на которую распространяются правила приемосдаточных испытаний, должна состоять из труб одного размера (номинального наружного диаметра и номинальной толщины стенки), одного класса прочности, одного уровня качества, изготовленных из листового проката одной или нескольких плавков.

Количество труб в заводской партии, не более:

- 100 шт. – для труб номинальным наружным диаметром до 1020 мм;
- 50 шт. – для труб номинальным наружным диаметром 1020 мм и более.

13.3 На каждую отгруженную трубу завод-изготовитель должен выдавать сертификат качества.

В сертификате качества должны содержаться следующие основные сведения:

- наименование и товарный знак завода-изготовителя;
- наименование организации-грузополучателя;
- номер заказа или контракта;
- дата выписки сертификата качества;
- обозначение НД на трубы;
- наименование завода-изготовителя листового проката и обозначение НД на прокат;

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

- тип (прямошовные с одним или двумя швами), номинальный наружный диаметр, номинальная толщина стенки;
- класс прочности, уровень качества;
- номер партии и плавки, способ производства листового проката;
- номера труб;
- химический состав металла труб, параметры $C_{экв}$ и $P_{см}$ для каждой плавки ($P_{см}$ – для труб с содержанием углерода в металле до 0,12 % включительно);
- результаты контроля микроструктуры металла (бальность по неметаллическим включениям, полосчатость структуры металла, величина действительного зерна);
- результаты механических испытаний основного металла труб;
- результаты механических испытаний сварного соединения;
- расчетное давление гидравлического испытания без учета осевого подпора;
- результаты проведения неразрушающего контроля (включая результаты РТК или РГК сварных швов труб, предназначенных для сооружения подводных переходов);
- сведения о проведении ремонта сварного соединения (да/нет);
- сведения о назначении труб для строительства подводного перехода магистрального трубопровода (если указано в заказе);
- теоретическая масса (с точностью до 1 кг) и фактическая длина (с точностью до 1 см) каждой трубы;
- общая теоретическая масса, кг, и общая длина отгружаемых труб в партии, м.

Каждый сертификат качества должен быть подписан уполномоченным лицом и заверен штампом отдела/службы технического контроля завода-изготовителя труб, а также подписан и заверен штампом представителя службы технического надзора заказчика.

13.4 Приемо-сдаточные испытания по контролю показателей качества труб должны проводиться на каждой трубе или на отдельных трубах из партии согласно таблице 8.

Таблица 8 – Приемо-сдаточные испытания

| № п/п | Наименование показателей качества труб | Количество контролируемых труб в партии |
|-------|--|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Показатели, контролируемые визуальным осмотром (качество наружной и внутренней поверхностей основного металла и сварного соединения, торцов, маркировки) | Каждая труба |

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Окончание таблицы 8

| № п/п | Наименование показателей качества труб | Количество контролируемых труб в партии |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 2 | Размеры труб, определяемые измерением (длина, толщина стенки, диаметр на концах и по телу труб, овальность, кривизна, отклонение профиля от окружности, разделка торцов, высота и ширина усиления швов, смещение кромок, смещение осей и перекрытие швов) | Каждая труба ¹⁾ |
| 3 | Показатели сплошности, определяемые неразрушающими методами контроля (расслоения, трещины, непровары и другие внутренние дефекты основного металла и сварного соединения) | Сварные соединения, основной металл по концам труб и в околошовных зонах – каждая труба, основной металл – по результатам контроля заводом-изготовителем листового проката |
| 4 | Химический состав, структура основного металла и параметры $C_{экв}$ и $P_{ст}$, принимаемые по сертификату качества поставщика металла и по результатам испытаний | Каждая плавка по данным сертификата качества на прокат/ каждая десятая плавка по результатам анализа основного металла ²⁾ |
| 5 | Герметичность и прочность при гидравлическом испытании | Каждая труба |
| 6 | Механические свойства основного металла (испытания на растяжение, ударный изгиб, ИПГ, оценка твердости) | Две трубы (одношовные) или одна труба (двухшовная) от плавки |
| 7 | Механические свойства сварного соединения (испытания на растяжение, ударный изгиб, статический изгиб, оценка твердости), смещение и перекрытие сварных швов | Две трубы (одношовные) или одна труба (двухшовная) от партии труб номинальным наружным диаметром до 1020 мм. Для партии труб номинальным наружным диаметром 1020 мм и более – одна труба от партии труб |
| 8 | Остаточная магнитная индукция | Две трубы от партии труб |
| ¹⁾ Измерение отклонения профиля наружной поверхности трубы от окружности по телу трубы проводится на каждой десятой трубе. При выявлении трубы с отклонением, превышающим допускаемое значение, выполняют контроль отклонения профиля наружной поверхности трубы от окружности по телу для девяти предшествующих труб. ²⁾ Допускается принимать химический состав металла каждой десятой плавки по результатам анализа химического состава проката при входном контроле. | | |

13.5 При получении отрицательных результатов приемо-сдаточных испытаний хотя бы по одному из показателей приемка партии труб осуществляется на основании повторных испытаний на удвоенной выборке труб. Трубы, на образцах которых были получены отрицательные результаты испытаний, бракуются.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

При получении отрицательных результатов испытаний сварного соединения или основного металла, трубы для повторных испытаний отбирают по согласованию с представителем технического надзора заказчика, от труб с наименьшим результатом по пределу текучести в партии листового проката, согласно сертификату качества на лист.

Результаты всех повторных испытаний должны удовлетворять требованиям настоящего документа.

При получении неудовлетворительных результатов повторных испытаний основного металла бракуют трубы из испытанной плавки.

При получении неудовлетворительных результатов повторных испытаний сварного соединения бракуют трубы из испытанной партии.

Заводу-изготовителю предоставляется право приемки труб на основании испытаний каждой трубы по показателю, имеющему неудовлетворительные результаты.

13.6 Трубы должны подвергаться испытаниям в соответствии с типовой программой и методикой периодических испытаний труб, утвержденной ОАО «АК «Транснефть» в установленном порядке.

13.7 Все средства измерений, в том числе автоматизированные, используемые для контроля геометрических параметров труб, должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке.

14 Методы контроля

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

От каждой одношовной трубы, выбранной для контроля механических свойств основного металла и сварного соединения, отбирают:

а) пробу основного металла для изготовления:

- одного образца для испытаний на растяжение;
- трех образцов – на ударный изгиб для каждой температуры испытания;
- двух образцов для ИПГ;

б) пробу сварного соединения для изготовления:

- одного образца для испытаний на растяжение;
- двух образцов – на статический изгиб;
- трех образцов – на ударный изгиб для каждой зоны сварного соединения и температуры испытания;

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

- одного образца – для измерения твердости сварного соединения и основного металла.

От двухшовных труб, выбранных для контроля механических свойств основного металла и сварного соединения, отбирают пробы от каждого полуцилиндра и каждого сварного соединения в количестве, равном пробам, вырезаемым из одношовных труб.

Правка темплетов для изготовления образцов должна осуществляться только с применением статической нагрузки.

14.2 Испытание на растяжение основного металла труб проводят по ГОСТ 1497 на поперечных относительно оси трубы пропорциональных плоских образцах типа I. По согласованию с заказчиком испытания на растяжение проводятся на поперечных относительно оси трубы пропорциональных цилиндрических образцах типа III по ГОСТ 1497.

По согласованию с заказчиком испытания на растяжение металла труб иностранного производства проводятся на плоских поперечных образцах в соответствии с требованиями API SPEC 5L (10.2.3.2, 10.2.4.2), при этом относительное удлинение должно быть не менее 30 %.

14.3 Испытания на ударный изгиб основного металла проводят по ГОСТ 9454 на вырезанных перпендикулярно к оси трубы образцах:

- типов 3 и 13 – для труб с номинальной толщиной стенки не более 10,0 мм;
- типов 2 и 12 – для труб с номинальной толщиной стенки от 10,0 до 11,9 мм;
- типов 1 и 11 – для труб с номинальной толщиной стенки 12,0 мм и более.

Надрез на образцах выполняют перпендикулярно к прокатной поверхности металла.

Ударную вязкость определяют как среднее арифметическое значение по результатам испытаний трех образцов. Снижение значения ударной вязкости на одном образце от установленных норм должно быть не более 10 %.

14.4 ИПГ основного металла проводят по ГОСТ 30456.

Доля вязкой составляющей при ИПГ определяется как среднее арифметическое значение по результатам испытаний двух образцов. Индивидуальное значение для одного из образцов должно быть не менее 55 % для металла труб диаметром до 1020 мм и не менее 75 % для металла труб диаметром 1020 мм и более.

14.5 Испытание на растяжение сварного соединения труб проводят по ГОСТ 6996 на плоских поперечных образцах типа XIII со снятыми усилениями наружного и внутреннего швов механическим способом до уровня основного металла.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

По согласованию с заказчиком испытания на растяжение сварных соединений труб иностранного производства проводятся на плоских образцах со снятыми усилениями наружного и внутреннего швов в соответствии с требованиями API SPEC 5L (10.2.3.2, 10.2.4.2).

14.6 Испытание на ударный изгиб сварного соединения проводят по ГОСТ 6996 на образцах:

- типов VII и X – для труб с номинальной толщиной стенки не более 12 мм;
- типов VI и IX – для труб с номинальной толщиной стенки 12 мм и более.

Надрез на ударных образцах выполняют перпендикулярно к поверхности исходного проката по центру шва, по линии сплавления и по зоне термического влияния сварного шва, сваренного последним. Образцы должны располагаться на расстоянии 2,0 мм от поверхности трубы.

При этом для линии сплавления одна половина длины надреза должна проходить по сварному шву, а другая половина по зоне термического влияния (образец должен включать в себя 50 % шва и 50 % зоны термического влияния). Разметка образцов осуществляется по методикам завода-изготовителя, согласованных с ОАО «АК «Транснефть».

Ударную вязкость определяют как среднее арифметическое значение по результатам испытаний трех образцов. Снижение значения ударной вязкости на одном образце от установленных норм должно быть не более 5,0 Дж/см².

14.7 Испытания сварных соединений на статический изгиб проводят на угол до 120° в соответствии с ГОСТ 6996 на двух образцах со снятыми усилениями наружного и внутреннего швов. Один образец располагают внутренним швом в растягиваемой зоне, а другой – наружным швом в растягиваемой зоне.

14.8 Измерение твердости проводят по ГОСТ 2999 на одном образце, включающем основной металл и сварное соединение.

Измерения проводят на расстоянии от 1,5 до 2,0 мм от наружной и внутренней поверхностей труб и в центре по толщине стенки в каждой зоне (основной металл, зона термического влияния, сварной шов). Схема с указанием мест измерений приведена на рисунке 2.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

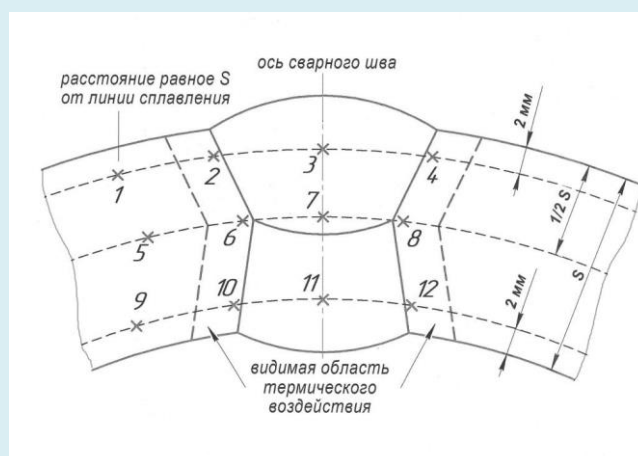


Рисунок 2 – Места измерения твердости

14.9 Контроль геометрических параметров труб проводят с помощью ручных измерений или автоматизированных измерительных комплексов.

При ручных измерениях геометрических параметров труб контролируют:

- периметр и длину – рулеткой по ГОСТ 7502;
- толщину стенки – микрометром по ГОСТ 6507, стенкомером по ГОСТ 11358, ультразвуковым толщиномером. Измерение толщины стенки труб проводится по концам и посередине трубы не менее чем в четырех равномерно расположенных точках каждого сечения;
- отклонение профиля наружной поверхности трубы от окружности – специальным приспособлением (шаблоном), изготовленным по технической документации;
- отклонение от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косину реза) – обеспечивается конструкцией оборудования;
- кривизну на 1 м длины и общую кривизну – по наибольшему расстоянию между поверхностью трубы и линейкой по ГОСТ 8026 типа ШП или ШД, установленной на ребро, или струной, натянутой на призмы;
- наружный диаметр труб D , мм, определяется по формуле

$$D = \frac{\Pi}{\pi} - 2 \cdot \Delta_p - 0,2, \quad (6)$$

где Π – периметр трубы в поперечном сечении, измеренный металлической рулеткой, мм;

Δ_p – толщина измерительной ленты рулетки, мм;

0,2 – погрешность при измерении периметра трубы за счет перекоса ленты, мм;

π – числовой коэффициент, принимаемый равным 3,1416;

- овальность концов труб – штангенциркулем по ГОСТ 166, металлической линейкой по ГОСТ 427, рулеткой по ГОСТ 7502 или приспособлением, изготовленным

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

по технической документации, измерением внутреннего диаметра. В зоне сварного соединения (100 мм по обе стороны от оси сварного шва) контроль овальности не проводят;

- форму фаски на торцах труб – шаблонами, изготовленными по технической документации;

- угол фаски – угломером по ГОСТ 5378 или шаблоном, изготовленным по технической документации;

- ширину торцевого притупления на концах труб – штангенглубиномером по ГОСТ 162 или шаблонами, изготовленными по технической документации;

- высоту усиления наружных и внутренних сварных швов – измерительными инструментами, оснащенными индикаторным устройством часового типа, или шкалой с нониусом, или электронным цифровым отсчетным устройством, с ценой деления не более 0,1 мм, изготовленными по технической документации;

- относительное смещение кромок – измерительными инструментами, оснащенными индикаторным устройством часового типа, или шкалой с нониусом, или электронным цифровым отсчетным устройством, с ценой деления не более 0,1 мм, изготовленными по технической документации;

- смещение и перекрытие сварных швов – на микрошлифе с использованием инструментального микроскопа и на торцах труб после обработки фаски и травления визуально;

- ширину усиления сварных швов – штангенциркулем по ГОСТ 166.

14.10 Глубину поверхностных дефектов измеряют с помощью измерительного инструмента, оснащенного индикаторным устройством часового типа или электронным цифровым отсчетным устройством с игловым наконечником и ценой деления не более 0,1 мм, изготовленного по технической документации.

14.11 Измерение наружного диаметра, овальности, общей кривизны, отклонения от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косины реза), смещения кромок рекомендуется проводить автоматизированными измерительными комплексами.

14.12 Площадь зачищенных участков наружной и внутренней поверхностей труб определяется по размерам прямоугольника (прямоугольников), включающего место зачистки. Размеры данных прямоугольников измеряют с помощью металлической линейки по ГОСТ 427 или рулетки по ГОСТ 7502.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

14.13 Измерения геометрических параметров труб, проводимые на заводах-изготовителях и при входном контроле труб на трассе, должны проводиться в соответствии с приложением Г.

14.14 Определение химического состава проводят по ГОСТ 17745 [3], ГОСТ 18895, ГОСТ 28033 [4], ГОСТ Р 54153 [5].

14.15 Образцы для оценки загрязненности стали неметаллическими включениями, полосчатости и величины действительного зерна основного металла одношовной трубы отбираются из сектора по диаметру трубы, противоположному продольному сварному шву (180° от сварного шва), от одного из ее концов.

Образцы для оценки загрязненности стали неметаллическими включениями, полосчатости и величины действительного зерна основного металла двухшовной трубы отбираются из средней части полудиаметра трубы между сварными швами (90° от сварного шва) от одного из ее концов.

14.16 Оценку загрязненности стали неметаллическими включениями проводят по ГОСТ 1778 (метод Ш 6) не менее чем на шести образцах от плавки.

14.17 Оценку полосчатости структуры металла труб проводят по ГОСТ 5640 (шкала 3) на одном продольном и одном поперечном образцах. Полосчатость должна оцениваться не менее чем в трех участках шлифа на расстоянии 1/4 толщины стенки от поверхности.

14.18 Оценку величины действительного зерна металла труб проводят по ГОСТ 5639 (шкала 1) на одном поперечном образце. Величина действительного зерна должна оцениваться на расстоянии 1/4 толщины стенки от поверхности.

14.19 Гидроиспытания труб проводят по ГОСТ 3845. Время выдержки при испытательном давлении должно быть не менее 20 с.

14.20 Качество поверхности труб проверяют с помощью ВИК.

Контроль качества внутренней поверхности труб номинальным наружным диаметром 720 мм и более должен осуществляться непосредственным осмотром изнутри каждой трубы по всей длине.

Контроль качества внутренней поверхности труб номинальным наружным диаметром менее 720 мм выполняется «на просвет» с размещением источника света на одном конце трубы.

14.21 Степень очистки оценивается с помощью сравнения поверхности каждой трубы/листа после дробеметной очистки с эталонами, приведенными в ISO 8501-1 [2].

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

14.22 Шероховатость должна контролироваться не реже чем 1 раз в 4 ч на одной трубе/листе в двух местах с каждой стороны трубы/листа. Измерения шероховатости должны проводиться с помощью электронных измерителей шероховатости в соответствии с требованиями ISO 8503-4.

15 Транспортирование и хранение

15.1 При транспортировании и хранении должна обеспечиваться сохраняемость труб.

15.2 Складирование труб, погрузочно-разгрузочные работы и транспортирование должны осуществляться в соответствии с приложением Д.

16 Указания по эксплуатации

Трубы применяются для эксплуатации в составе магистральных трубопроводов диаметром от 530 до 1220 мм, предназначенных для транспортирования нефти и нефтепродуктов при рабочем давлении до 11,8 МПа включительно.

Монтаж трубопровода из труб осуществляется путем их сварки встык.

17 Гарантии изготовителя

17.1 Завод-изготовитель должен гарантировать соответствие труб требованиям настоящего документа при соблюдении условий хранения и транспортирования.

17.2 Гарантийный срок хранения и эксплуатации труб должен составлять не менее 5 лет с даты поставки.

17.3 В течение гарантийного срока хранения и эксплуатации труб завод-изготовитель должен:

- хранить результаты неразрушающего контроля металла и сварных соединений труб;
- устранять дефекты производства, а при невозможности устранения дефектов – выполнить замену поставленной продукции.

17.4 При наличии отрицательных отзывов организаций системы «Транснефть» о трубах, изготовленных по ТУ, соответствующим настоящему документу, в течение гарантийного периода, но не менее чем через 1 год после начала эксплуатации, трубы подлежат исключению из Реестра ОВП.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Приложение А

(обязательное)

Требования к рентгеновскому контролю

А.1 При рентгеновском контроле качества швов применяется РГК (с помощью пленок) или РТК (с проектированием изображения на экран).

А.2 РГК должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512.

Для определения контрастной чувствительности рентгеновского контроля необходимо использовать проволоочные эталоны чувствительности W1 FE, W6 FE или W10 FE по ISO 19232-5 [6].

Требования к контрастной чувствительности и нерезкости изображения при проведении рентгеновского контроля сварных швов труб приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 – Требования к контрастной чувствительности и нерезкости изображения при проведении рентгеновского контроля сварных швов труб

| № п/п | Радиационная толщина ¹⁾ , мм | Номер проволоки (диаметр проволоки), мм | |
|---|---|---|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | От 8,0 до 12,0 включ. | W14 (0,16) | D8 (0,32) ²⁾ |
| 2 | Св. 12,0 до 20,0 включ. | W13 (0,20) | |
| 3 | Св. 20,0 до 30,0 включ. | W12 (0,25) | |
| 4 | Св. 30,0 | W11 (0,32) | |
| Примечания | | | |
| 1 Радиационная толщина определяется как сумма толщины стенки трубы и усиления сварного шва. | | | |
| 2 Двухпроволочный эталон – в соответствии с ISO 19232-5 [6]. | | | |

А.3 Статическую проверку оборудования РТК необходимо проводить с использованием проволоочного и двухпроволочного эталонов перед началом производства, не реже чем каждые 4 ч, по окончании производства и при возникновении сомнений в работоспособности оборудования.

Проволоочный эталон чувствительности, используемый для определения контрастной чувствительности, необходимо размещать со стороны источника излучения на сварной шов с направлением проволок поперек сварного шва. Допускается устанавливать проволоочный эталон чувствительности со стороны приемника излучения при условии проведения положительных сравнительных испытаний на образце трубы с расположением проволоочного эталона со стороны приемника и со стороны излучателя.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

При установке эталона чувствительности со стороны приемника излучения рядом с эталоном необходимо разместить литеру «F» с последующей фиксацией данного изменения в протоколе контроля.

Двухпроводочный эталон, используемый для определения нерезкости изображения, необходимо располагать со стороны источника на основном металле трубы.

При статической проверке оборудования необходимо определять контрастную чувствительность и нерезкость изображения, значения которых должны удовлетворять требованиям, указанным в таблице А.1. При неудовлетворительной калибровке все участки сварного шва, проконтролированные с момента последней удовлетворительной калибровки, подлежат повторному контролю.

Динамическая калибровка проводится в одинаковых условиях, что и РТК сварных соединений труб, предназначенных для сооружения подводных переходов, при этом контрастная чувствительность должна быть не хуже 2 %.

А.4 При РГК с использованием пленки эталон чувствительности должен располагаться на каждой пленке. При РГК трубу следует удерживать в неподвижном положении. Для обеспечения нерезкости изображения и требуемой чувствительности контроля должны быть четко различимы проволоочки эталона чувствительности.

А.5 При РТК для определения нерезкости изображения дефектов на рабочих скоростях контроля необходимо использовать отрезок трубы с минимальной толщиной стенки. В центре шва такой трубы должны быть просверлены сквозные отверстия диаметром 0,8 мм. Необходимо выполнить не менее четырех серий таких отверстий на расстоянии 300 мм друг от друга. По усмотрению завода-изготовителя труб вместо описанного отрезка трубы для этих же целей могут быть использованы эталоны чувствительности, указанные в таблице А.1.

Скорость контроля должна быть выбрана такой, чтобы обеспечить четкое визуальное определение оператором отверстий в отрезке трубы, либо отдельных проволоочек эталонов чувствительности.

А.6 Рентгеновский контроль должен обеспечивать выявление дефектов, указанных в А.7 и А.8.

А.7 Максимально допустимые размеры и распределение дефектов типа твердых включений и/или пор в сварных соединениях приведены в таблицах А.2 и А.3 и на рисунках А.1 и А.2.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

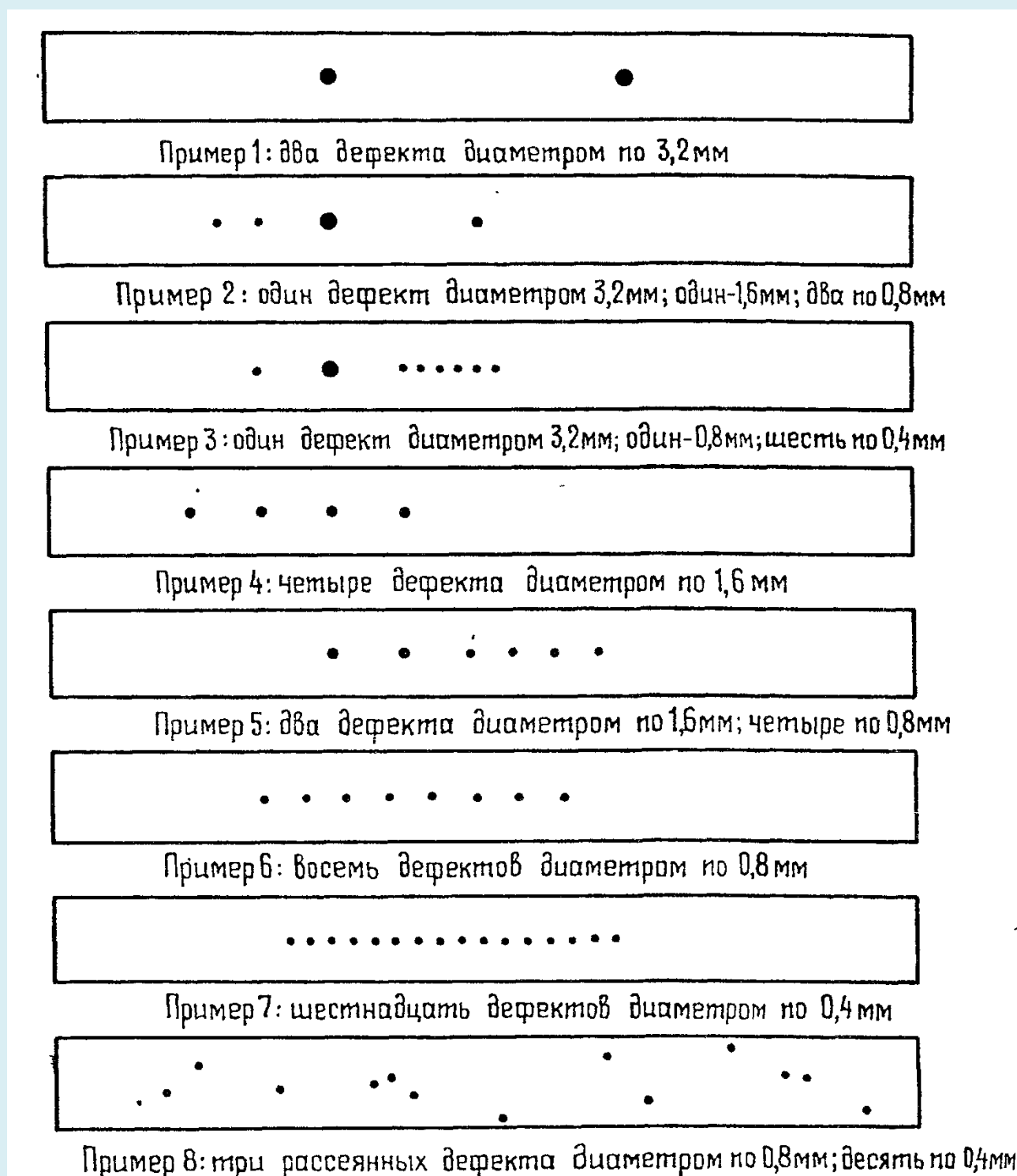


Рисунок А.1 – Примеры максимально допустимого распределения в швах дефектов типа круглых твердых включений и пор

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Таблица А.2 – Дефекты типа удлиненных твердых включений

| № п/п | Максимальные размеры, мм | Минимальное расстояние между дефектами, мм | Максимальное количество дефектов на длине 150 мм |
|---|--------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 1,6×13,0 | 150,0 | 1 |
| 2 | 1,6×6,4 | 75,0 | 2 |
| 3 | 1,6×3,2 | 50,0 | 3 |
| Примечание – Максимальная суммарная длина дефектов на любом участке, равном 150 мм, – не более 13,0 мм (см. рисунок А.2). | | | |

Таблица А.3 – Дефекты типа круглых твердых включений и пор

| № п/п | Диаметр дефекта, не более, мм | Диаметр смежного дефекта, не более, мм | Минимальное расстояние между смежными дефектами, мм | Максимальное количество дефектов на длине 150 мм |
|---|-------------------------------|--|---|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | 3,2 | 3,2 | 50,0 | 2 |
| 2 | 3,2 | 1,6 | 25,0 | Различное |
| 3 | 3,2 | 0,8 | 13,0 | Различное |
| 4 | 3,2 | 0,4 | 9,5 | Различное |
| 5 | 1,6 | 1,6 | 13,0 | 4 |
| 6 | 1,6 | 0,8 | 9,5 | Различное |
| 7 | 1,6 | 0,4 | 6,4 | Различное |
| 8 | 0,8 | 0,8 | 6,4 | 8 |
| 9 | 0,8 | 0,4 | 4,8 | Различное |
| 10 | 0,4 | 0,4 | 3,2 | 16 |
| <p>Примечания</p> <p>1 Два дефекта диаметром 0,8 мм и менее могут располагаться на расстоянии до одного диаметра друг от друга при условии, что они находятся на расстоянии 13,0 мм от всех других дефектов (см. рисунок А.1).</p> <p>2 Максимальная суммарная длина дефектов на любом участке, равном 150 мм, – не более 6,4 мм (см. рисунок А.1).</p> | | | | |

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

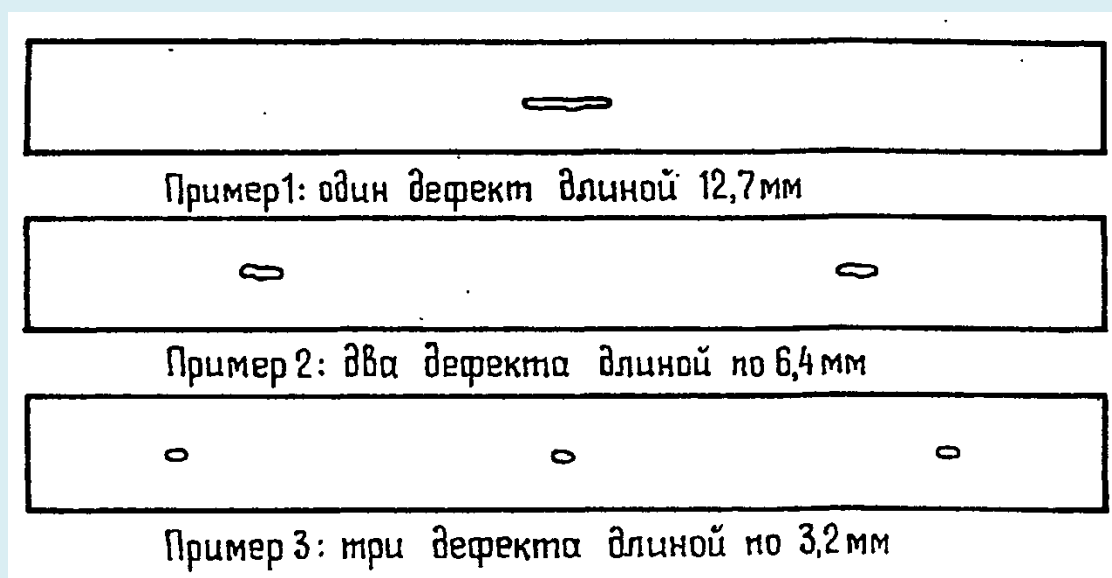


Рисунок А.2 – Примеры максимально допустимого распределения в швах дефектов типа удлиненных твердых включений

При определении допустимости дефектов необходимо учитывать размер дефектов, их размещение относительно друг друга, а также сумму диаметров дефектов на заданной длине шва. В общем случае это расстояние принимается равным 150 мм.

А.8 Недопустимыми дефектами при РК являются трещины, непровары или несплавления, а также дефекты типа твердых включений и пор, размеры и/или распределение которых превышают указанные в таблицах А.2 и А.3 и на рисунках А.1 и А.2.

А.9 При контроле сварного шва на концах труб должны быть отбракованы трубы с дефектами размером более 1,6 мм на расстоянии до 150 мм от торцов.

А.10 На получаемых рентгентелевизионных (радиографических) изображениях концов труб должен быть идентифицируем край трубы (начало контроля) и полнота проконтролированного участка.

А.11 СОП и рентгеновские установки как испытательное оборудование должны пройти аттестацию согласно ГОСТ 8.315 и ГОСТ Р 8.568 соответственно.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Приложение Б

(обязательное)

Требования к ультразвуковому контролю

Б.1 УЗК должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55724.

Б.2 Оборудование, используемое для УЗК, должно обеспечивать возможность длительного и непрерывного контроля листового проката, а также основного металла и сварных соединений труб. Проверка надежности и эффективности контроля должна осуществляться перед началом работы, не реже чем каждые 4 ч, по окончании работы и при возникновении сомнений в работоспособности оборудования. Проверку настройки оборудования с использованием СОП необходимо выполнять в динамическом режиме, используя методы, аналогичные применяемым при контроле изделия и при той же относительной скорости трубы, что и при контроле.

Проведение РУЗК должно осуществляться с применением дефектоскопов, обеспечивающих определение значения амплитуды сигнала, расстояния до несплошности и глубины залегания дефектов.

Б.3 Фактическая толщина стенки СОП должна находиться в пределах допустимых отклонений толщины стенки контролируемых труб. Радиус СОП должен быть в пределах от 0,9 до 1,1 от радиуса проверяемого изделия. Необходимая длина СОП определяется заводом-изготовителем изделий.

СОП должен содержать контрольные отражатели для настройки чувствительности, настройки зоны контроля (строба), подтверждения контролируемой с помощью АУЗК длины сварного шва (контрольные отражатели в сварном шве на концах трубы-СОП, определяющие длину неконтролируемых концевых участков сварных швов).

Б.4 Применительно к контролю сварного соединения труб СОП должен содержать радиальные отверстия диаметром 1,6 мм в центре сварного шва, радиальные отверстия диаметром 1,6 мм или продольные пазы глубиной 5 % от номинальной толщины стенки трубы на границе сварного шва и основного металла. Отверстия диаметром $(1,6 \pm 0,1)$ мм просверливаются сквозь стенку перпендикулярно поверхности контрольного образца. Продольные пазы глубиной 5 % от номинальной толщины стенки, но не более 1,5 мм изготавливаются протяженностью не более $15,0^{+1,0}$ мм и шириной не более $1,0^{+0,1}$ мм.

Удаление усиления в зоне расположения контрольных отражателей не допускается. При необходимости выполняется локальное устранение неровностей валика усиления сварного шва в зоне расположения контрольных отражателей с помощью шлифовки.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Для труб с номинальной толщиной стенки 14 мм и более середина сварного соединения на установках АУЗК должна контролироваться с использованием пары преобразователей, работающих по схеме «тандем». Для настройки чувствительности СОП должны иметь боковое сверление диаметром $3,0^{+0,2}$ мм, расположенное в центре сварного соединения параллельно оси трубы.

В процессе АУЗК сварных швов на концах трубы остаются зоны, не охваченные контролем. Для определения концевых зон труб, не контролируемых при АУЗК, необходимо иметь трубу с выполненными на ее концах по оси шва сквозными отверстиями, диаметром не более $5,0^{+0,2}$ мм. Расстояние от торца до данного отверстия определяет величину неконтролируемой зоны. Данные контрольные отражатели, используемые для определения неконтролируемых зон на концах труб, и контрольные отражатели, используемые для настройки чувствительности, могут быть объединены на одном СОП.

Применительно к контролю основного металла околошовной зоны на наличие расслоений в СОП выполняют плоскостное отверстие диаметром $6,0^{+0,4}$ мм и глубиной, равной половине номинальной толщины стенки.

Применительно к контролю основного металла по концам труб на наличие расслоений в СОП выполняют плоскостное отверстие диаметром $6,0^{+0,4}$ мм и глубиной, равной половине номинальной толщины стенки трубы, а на наличие продольных дефектов – пазы глубиной 5 % от номинальной толщины стенки и шириной не более $1,0^{+0,1}$ мм внутри и снаружи трубы.

Б.5 При выборе схем контроля, количества используемых ПЭП, частот ПЭП, углов ввода, скорости контроля (сканирования), частоты следования импульсов необходимо руководствоваться соображениями достижения требуемой чувствительности контроля, озвучивания всего объема сварного шва или основного металла с целью выявления различных типов дефектов.

Чувствительность контроля по всему объему сварного шва должна быть не ниже чувствительности, определяемой амплитудой отраженного сигнала от контрольного отражателя.

В процессе проведения АУЗК необходимо контролировать качество акустического контакта под каждым преобразователем.

При настройке ПЭП на продольные дефекты необходимо акустическую ось наклонных преобразователей нацеливать на угол, образованный поверхностью сварного шва и сквозным радиальным сверлением диаметром 1,6 мм, выполненным в центре шва,

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

а чувствительность настраивать по отраженному сигналу от угла, образованного поверхностью трубы и сквозным радиальным сверлением диаметром 1,6 мм или продольным пазом глубиной 5 %, выполненным на ближней к ПЭП границе сварного шва и основного металла. Ширину зоны контроля (строб) необходимо настраивать по радиальному сверлению диаметром 1,6 мм, расположенному в центре сварного шва и радиальным сверлениям диаметром 1,6 мм или продольным пазами глубиной 5 %, расположенным на границе сварного шва и основного металла. Настройку чувствительности схем контроля «по шву», в целях достижения полноты озвучивания сварного шва по ширине, необходимо проводить по радиальным сквозным сверлениям диаметром 1,6 мм, расположенным в центре сварного шва и на границах сварного шва и основного металла. Настройку чувствительности «Х-схем» необходимо проводить по сквозному радиальному отверстию диаметром 1,6 мм, расположенному в центре сварного шва. При падении амплитуды сигнала акустического контакта на каком-либо участке более чем на 15 дБ относительно максимального сигнала, определенного на СОП на бездефектном участке, допускается проведение повторного АУЗК. При падении амплитуды сигнала акустического контакта на каком-либо участке более чем на 15 дБ при повторном контроле, непосредственно в области срабатывания ставится отметка краской и участок расценивается как дефектный.

Б.6 АУЗК сварных швов труб в процессе производства необходимо проводить на повышенной чувствительности. Необходимо перед началом проведения производственного контроля по каждому каналу увеличивать чувствительность на 2 дБ.

Дополнительное увеличение чувствительности на 2 дБ необходимо убирать перед проведением динамической проверки оборудования. Динамическую проверку оборудования необходимо проводить на той же скорости контроля (сканирования), что и при производственном контроле труб. В процессе проведения проверки оборудования должны выявляться (превышать уровень срабатывания) контрольные отражатели, используемые для настройки чувствительности, зоны контроля и должны быть определены неконтролируемые зоны на концах труб. Если сигнал, отраженный от искусственного дефекта, используемого для настройки чувствительности, не превышает уровень срабатывания, однократно допускается увеличить чувствительность по данному каналу на 2 дБ и повторно провести динамическую проверку оборудования. Если при повторной динамической проверке с увеличенной на 2 дБ чувствительностью сигнал, отраженный от контрольного отражателя, не превышает уровень срабатывания, то проверка считается неудовлетворительной. При неудовлетворительной калибровке все трубы,

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

проконтролированные с момента последней удовлетворительной калибровки, подлежат повторному контролю.

Б.7 РУЗК подлежат непроконтролированные и отмеченные по результатам АУЗК участки труб.

Настройку чувствительности при проведении РУЗК необходимо проводить по сквозному отверстию диаметром $(1,6 \pm 0,1)$ мм, выполненному в центре сварного соединения по двум точкам (первая точка – сигнал, полученный от сквозного отверстия диаметром 1,6 мм на прямом луче, вторая точка – сигнал, полученный от сквозного отверстия диаметром 1,6 мм на однократно отраженном луче). Производственный контроль необходимо проводить на поисковой чувствительности. Поисковый уровень должен быть на 6 дБ выше браковочного уровня. Скорость сканирования (скорость перемещения ПЭП по контролируемой поверхности) при РУЗК должна быть не более 150 мм/с. Необходимо фиксировать все индикации, уровень эхо-сигнала от которых равен или превышает 50 % браковочного уровня.

Проверку оборудования необходимо проводить с использованием СОП перед началом производства, не реже чем каждые 4 ч, по окончании производства и при возникновении сомнений в работоспособности оборудования.

При неудовлетворительной проверке сдаточного РУЗК, когда уровень эхо-сигнала от искусственного дефекта, используемого для настройки чувствительности ниже браковочного уровня, все участки (в том числе индикации АУЗК), проконтролированные с момента последней удовлетворительной калибровки, подлежат повторному контролю.

Б.8 Предельно допустимый уровень сигнала, отраженного от дефекта, выявленного при контроле, не должен превышать 100 % от уровня сигнала от контрольного отражателя.

Б.9 Дефект, от которого уровень отраженного сигнала превышает 100 % от уровня сигнала от контрольного отражателя, классифицируется как недопустимый, если только завод-изготовитель не докажет по результатам РТК/РГК, что его размеры не превышают размеров дефектов, указанных в приложении А. Если подтвержденный РУЗК дефект не обнаруживается по результатам РТК/РГК, то оценка допустимости дефекта проводится по результатам РУЗК.

Б.10 СОП должны пройти аттестацию в соответствии с ГОСТ 8.315, установки АУЗК должны пройти аттестацию в соответствии с ГОСТ Р 8.568, либо поверку в установленном порядке.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Приложение В

(обязательное)

Требования к магнитопорошковому и капиллярному контролю

В.1 МПК должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 21105.

В.2 СОП должен содержать дефекты длиной $(3,2 \pm 0,1)$ мм и шириной раскрытия $(0,05 \pm 0,01)$ мм, ориентированные в кольцевом и радиальном направлениях. Проверка работоспособности оборудования осуществляется по ГОСТ 21105.

В.3 СОП и магнитные установки как испытательное оборудование должны пройти аттестацию согласно ГОСТ 8.315 и ГОСТ Р 8.568 соответственно.

В.4 Оборудование МПК должно обеспечивать выявление на фаске труб дефектов, ориентированных вдоль и поперек радиуса трубы. Условия проведения контроля – по ГОСТ 21105.

В.5 Перед началом проведения проверки необходимо убедиться в том, что на выявление искусственных дефектов СОП не повлияет остаточная магнитная индукция. В затемненной кабине в ультрафиолетовом свете полить суспензией СОП без приложения магнитного поля – дефект на СОП выявляться не должен. Проверку оборудования МПК необходимо проводить в динамическом режиме не реже, чем каждые 4 ч, в начале и конце производства труб и при возникновении сомнений в работоспособности оборудования. Искусственные дефекты, выявляемые при проведении проверки оборудования МПК, должны быть выполнены на фаске трубы-СОП. Допускается использовать СОП, закрепляемый на фаске поточной трубы. Выявление искусственных дефектов при проведении динамической калибровки должно проводиться в одинаковых условиях, что и контроль поточной трубы.

Чувствительность оборудования должна обеспечивать выявление искусственных дефектов в СОП длиной $(3,2 \pm 0,1)$ мм и шириной раскрытия $(0,05 \pm 0,01)$ мм, ориентированных в кольцевом и радиальном направлениях.

В.6 Капиллярный контроль должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 18442 с чувствительностью не ниже класса 2.

В.7 Проверка чувствительности капиллярного контроля должна проводиться по стандартному образцу с искусственным дефектом не реже 1 раза в смену, а также при замене пенетранта и/или ультрафиолетового облучателя.

В.8 На скошенной поверхности (фаске) труб не допускаются несплошности, индикаторный след которых превышает 3,2 мм.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

Приложение Г (обязательное)

Измерение геометрических параметров труб

Г.1 Средства измерений, применяемые для контроля геометрических параметров труб, должны быть поверены/калиброваны в установленном порядке.

Применение средств измерений с истекшим сроком поверки/калибровки не допускается.

Г.2 Температура окружающего воздуха при контроле геометрических параметров труб должна быть от минус 30 °С до 35 °С.

Г.3 Освещенность при проведении контроля должна быть не менее 500 лк.

Г.4 Измерения труб должны выполняться в положении, исключающем их произвольное качение.

Г.5 Измерение длины труб

Г.5.1 Для измерения длины труб L должны применяться рулетки измерительные металлические Р20Н2К и Р20У2К по ГОСТ 7502.

Г.5.2 Контроль осуществляют путем измерения длины труб с учетом торцевых фасок.

Рулетку натягивают с усилием, поверхность фасок ни на одном из торцов не огибают. «0» выставляют по плоскости торцового кольца на одном торце трубы, а показания измерений снимаются с другого торца по плоскости торцового кольца.

Схема измерения приведена на рисунке Г.1.

Г.5.3 Фактическую длину труб измеряют с точностью до 1 см.

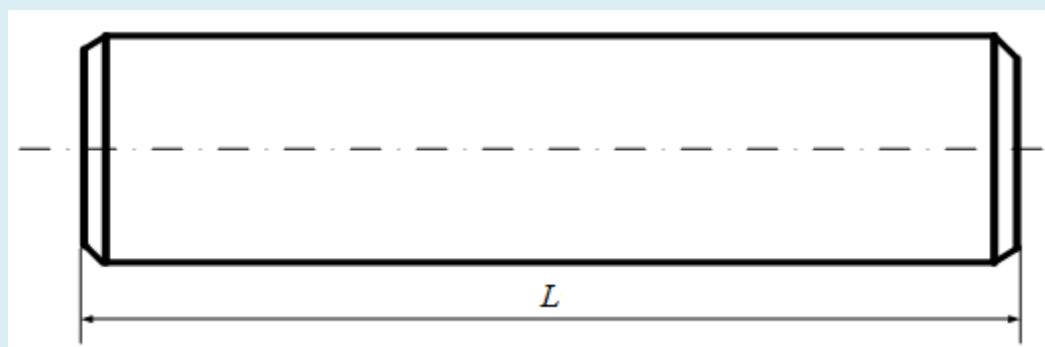


Рисунок Г.1 – Схема измерения длины труб

Г.6 Измерение предельного отклонения по толщине стенки труб

Г.6.1 Контроль толщины стенки выполняют по торцам труб и посередине трубы не менее чем в четырех равномерно расположенных по периметру точках каждого сечения.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

Схема измерения (измерение толщины на торцах труб) приведена на рисунке Г.2.



Рисунок Г.2 – Схема измерения толщины стенки труб

Г.6.2 Для измерения толщины стенки труб по торцам используют:

- микрометр трубный МТ 25, МТ Ц25 по ГОСТ 6507 – для труб с толщиной стенки от 7 до 25 мм;
- стенкомер С-50 по ГОСТ 11358 – для труб с толщиной стенки 25 мм и более.

Примечание – Прибор для контроля стенок с номинальной толщиной 24 и 25 мм выбирается с учетом плюсовых допусков на толщину стенки по ГОСТ 19903 (фактических значений толщины стенки).

Г.6.3 Для контроля толщины стенки по корпусу труб используют ультразвуковой толщиномер.

Г.6.4 Фактическую толщину стенки измеряют с точностью до 0,1 мм.

Г.6.5 Отклонение по толщине стенки определяется как разница значений номинальной толщины стенки и фактической толщины стенки.

Г.7 Измерение отклонения профиля наружной поверхности трубы от окружности по телу трубы и в зоне сварного соединения на концевых участках

Г.7.1 Величину отклонения фактического профиля от теоретической окружности по телу трубы и в зоне сварного соединения определяют путем измерения величины наружного или внутреннего (максимального) зазора между профилем трубы и профилем «номинального» шаблона в соответствии с рисунком Г.3.

Г.7.2 Максимальное значение зазора не должно превышать 0,15 % от номинального наружного диаметра трубы. Величину зазора измеряют щупом.

Г.7.3 Если при контроле отклонения фактического профиля от теоретической окружности в зоне сварного соединения величина зазора выше допустимого значения, необходимо произвести измерение смещения кромок. Фактическую величину отклонения от теоретической окружности вычисляют как разность между максимальным значением зазора и величиной смещения кромок.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

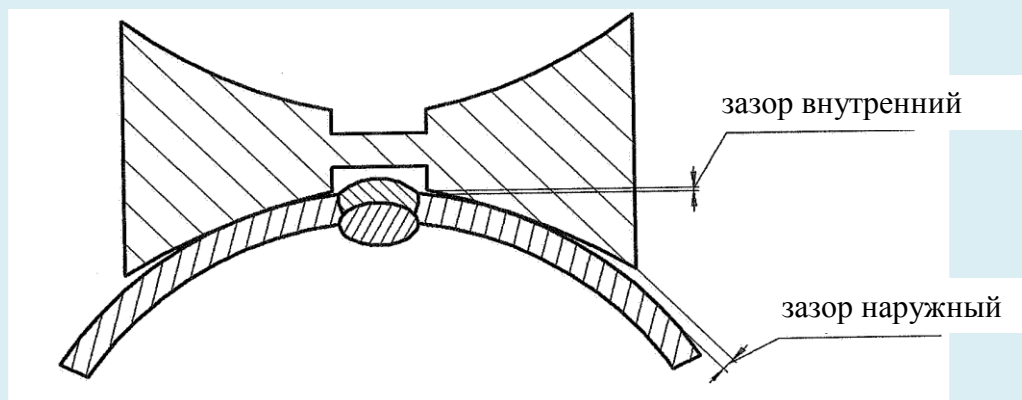


Рисунок Г.3 – Схема измерения отклонения профиля наружной поверхности трубы от окружности

Г.8 Измерение отклонения от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косина реза)

Отклонение от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косина реза) определяется путем наложения угольника УШ по ГОСТ 3749 одной стороной на горизонтальную поверхность, другой стороной на торец трубы. Схема измерения отклонения от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косины реза) приведена на рисунке Г.4. Зазор А между угольником и торцом трубы измеряется при помощи набора щупов.

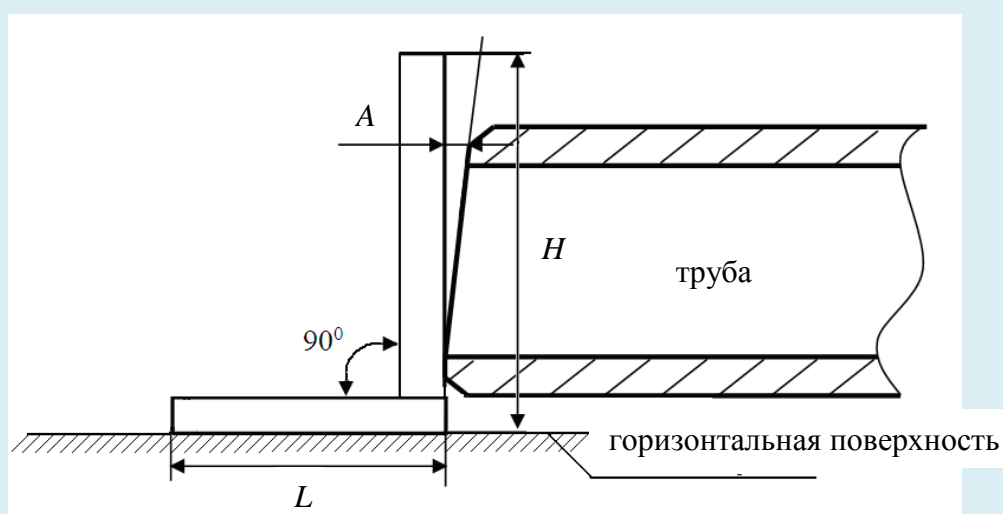


Рисунок Г.4 – Схема измерения отклонения от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косина реза)

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Г.9 Измерение кривизны труб

Г.9.1 Контроль выполняется методом измерения зазора между струной/леской и поверхностью трубы.

Для этого визуально определяют максимально изогнутую образующую трубы. Трубу ориентируют изогнутой образующей на 3 ч или 9 ч. Вдоль этой образующей растягивают струну/леску и линейкой измеряют наибольший зазор ΔL между струной/леской и поверхностью трубы. Измерения проводят с точностью до 1 мм.

Г.9.2 При затруднении визуального определения кривизны по всей длине, ее определяют прикладыванием струны/лески не менее чем по четырем образующим и измерением зазора линейкой.

Г.9.3 При измерении зазора применяют следующие измерительные металлические линейки по ГОСТ 427: Линейка – 150, Линейка – 150 д, Линейка – 300, Линейка – 300 д.

Г.9.4 Схема измерений приведена на рисунке Г.5.

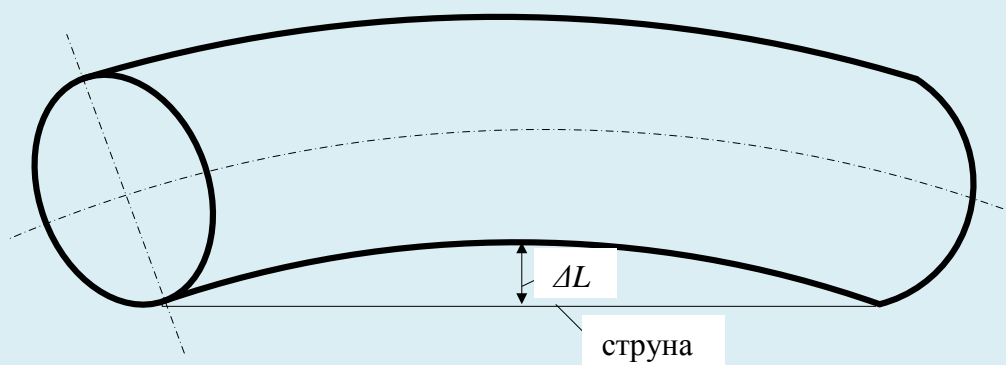


Рисунок Г.5 – Схема измерения кривизны труб

Г.10 Измерение отклонения от номинального наружного диаметра на концах труб

Г.10.1 Измерение отклонения от номинального наружного диаметра на концах труб выполняют на расстоянии не более 200 мм от торцов.

Г.10.2 Контроль отклонения от номинального наружного диаметра труб выполняют методом измерения периметра с последующим пересчетом по формуле (6).

Г.10.3 Замеры периметра выполняются обхватом измерительной рулеткой трубы по наружной поверхности.

Измерительная рулетка должна плотно обхватывать тело трубы без отклонений и перекосов, параллельно торцам трубы.

Г.10.4 При измерении необходимо совместить нулевую отметку на измерительной рулетке с ее измерительной шкалой.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Г.10.5 Для измерений следует использовать рулетки измерительные металлические по ГОСТ 7502 типов Р5УЗД, Р5НЗД, Р5УЗК, Р5НЗК. Измерение периметра выполняют с точностью до 1 мм.

Г.10.6 Фактический диаметр труб, рассчитанный по формуле (6), округляют до 0,1 мм.

Г.10.7 Отклонение от номинального наружного диаметра определяется как разница значений номинального наружного диаметра и фактического диаметра труб.

Г.11 Измерение овальности труб

Г.11.1 Величину овальности O , %, концов труб определяют по формуле

$$O = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (\text{Г.1})$$

где D_{\max} – максимальное значение диаметра конца трубы, мм;

D_{\min} – минимальное значение диаметра конца трубы, мм;

$D_{\text{ном}}$ – номинальное значение диаметра трубы, мм.

Г.11.2 Диаметры по торцам измеряют с помощью измерительных рулеток Р5УЗД, Р5НЗД по ГОСТ 7502, штангенциркуля ШЦ-IV-500-1250-0,1-1 или линеек по ГОСТ 427. Измерение диаметра проводят с точностью до 1 мм.

При использовании рулеток и линеек измеряют внутренний диаметр торцов труб. В этом случае в знаменатель формулы (Г.1) подставляют значение $D_{\text{ном. вн}}$, определяемое по формуле

$$D_{\text{ном. вн}} = D_{\text{ном}} - 2 \cdot S_{\text{ном}}, \quad (\text{Г.2})$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная толщина стенки трубы, мм.

Г.11.3 Расстояние от сварных швов труб при измерении диаметров не должно быть менее 100 мм. Схема измерения приведена на рисунке Г.6.

Г.11.4 Фактическую овальность труб, рассчитанную по формуле (Г.1), округляют до 0,1 %.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

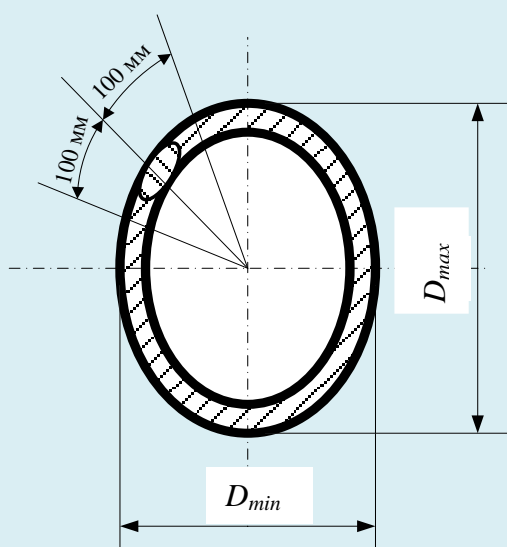


Рисунок Г.6 – Схема измерения овальности

Г.12 Измерение формы и размеров разделки кромок торцов труб

Г.12.1 Контроль углов разделки кромок проводят с помощью специально изготовленных комплектов шаблонов. Углы на шаблонах должны быть равны минимальным и максимальным допускаемым углам, установленным для разделки торцов труб. Контроль углов проводят, прикладывая шаблоны к торцу трубы. База, на которую устанавливается шаблон на поверхности труб, должна быть не менее 100 мм.

Шаблоны для односкосой разделки (номинальная толщина стенки труб до 15,0 мм включительно) должны выполняться с углами: 25° – минимальный (обозначение шаблона \min_1), 30° – максимальный (обозначение шаблона \max_1). При контроле шаблоны \min_1 и \max_1 базируются по внешней поверхности трубы.

Шаблоны для двухскосой разделки (номинальная толщина стенки труб более 15,0 мм) должны выполняться с углами: 11° и 30° – минимальные (обозначение шаблона \min_2), 16° и 35° – максимальные (обозначение шаблона \max_2). При контроле шаблоны \min_2 и \max_2 базируются по внутренней поверхности трубы.

Г.12.2 При контроле минимального угла односкосой разделки используют шаблон \min_1 . Схема измерения угла скоса односкосой разделки приведена на рисунке Г.7.

Если зазор отсутствует, то угол фаски соответствует минимально допустимому значению (см. рисунок Г.7а)).

Если имеется зазор в нижней части шаблона (см. рисунок Г.7б)), то угол фаски меньше минимально допустимого и фаска бракуется.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

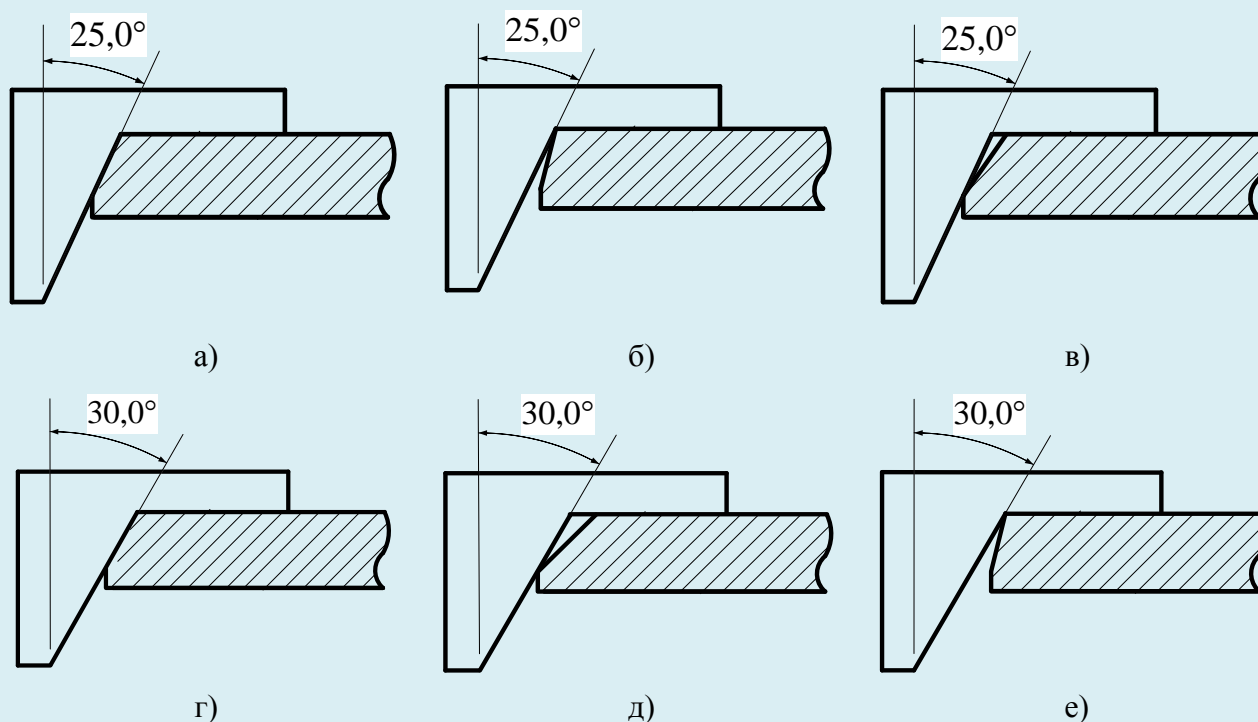


Рисунок Г.7 – Схема измерения угла скоса односкосой разделки

Если имеется зазор между шаблоном и фаской во внутренней части шаблона (см. рисунок Г.7в)), то угол фаски больше минимально допустимого и необходимо провести проверку угла с помощью шаблона \max_1 .

Г.12.3 При контроле максимального угла односкосой разделки используют шаблон \max_1 .

Если зазор отсутствует, то угол фаски соответствует максимально допустимому значению (см. рисунок Г.7г)).

Если имеется зазор между шаблоном и фаской во внутренней части шаблона (см. рисунок Г.7д)), то угол фаски больше максимально допустимого и фаска бракуется.

Если имеется зазор в нижней части шаблона (см. рисунок Г.7е)), то угол фаски меньше максимально допустимого, то есть параметры фаски соответствуют требованиям нормативной и технической документации.

Г.12.4 При контроле минимальных углов двухскосой разделки используют шаблон \min_2 . Схема измерения углов скоса двухскосой разделки приведена на рисунке Г.8.

Если зазор отсутствует (см. рисунок Г.8а)), то углы фаски соответствуют минимально допустимому значению.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

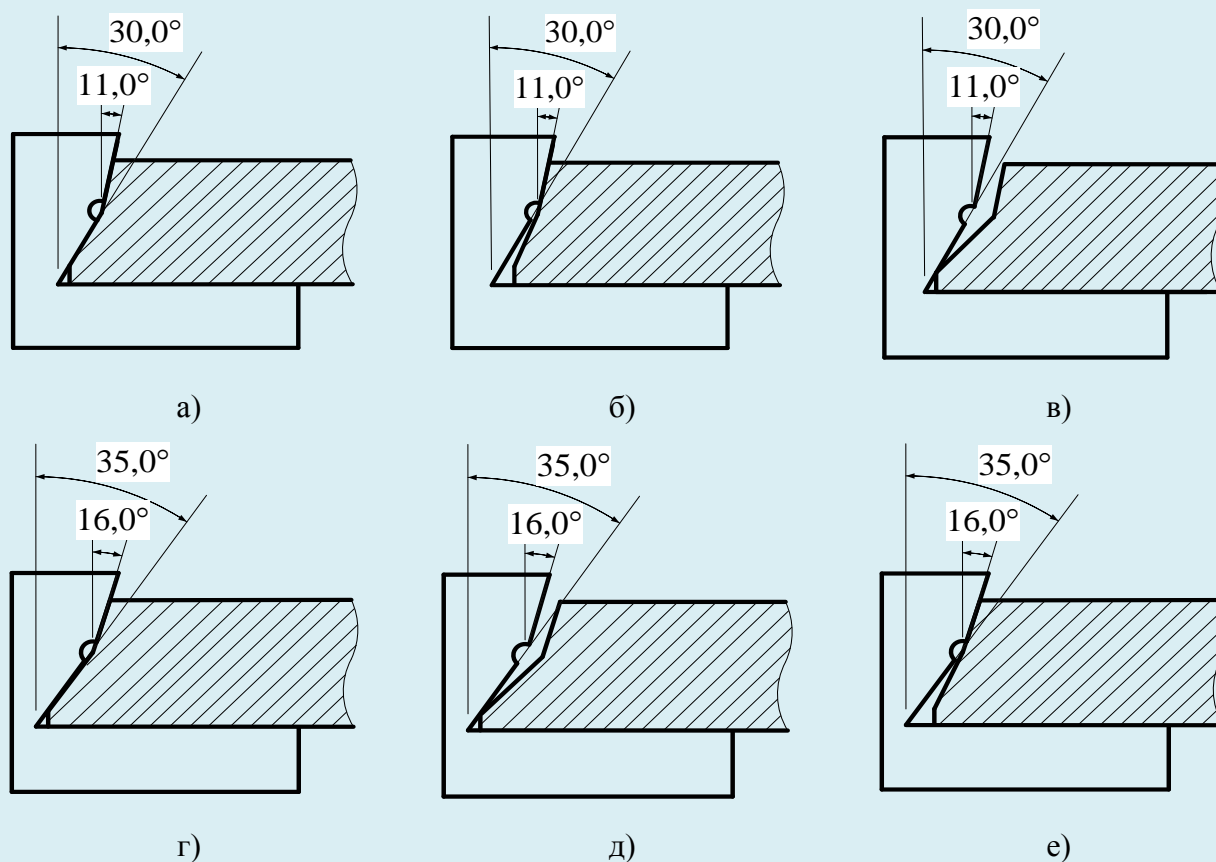


Рисунок Г.8 – Схема измерения углов скоса двускосой разделки

Если шаблон касается скоса фаски, а в зоне притупления имеется зазор (см. рисунок Г.8б)), то углы скоса фаски меньше минимально допустимых значений и фаска бракуется.

Если шаблон касается торца трубы в зоне притупления, а между скосом торца и шаблоном имеется зазор (см. рисунок Г.8в)), то углы фаски больше минимально допустимых значений и необходимо провести контроль с помощью шаблона тах₂.

Г.12.5 При контроле максимальных углов двухскосой разделки используют шаблон тах₂.

Если зазор отсутствует (см. рисунок Г.8г)), то углы фаски соответствуют максимально допустимым значениям.

Если шаблон касается скоса фаски в зоне притупления, а между скосом торца и шаблоном имеется зазор (см. рисунок Г.8д)), то углы скоса фаски больше допустимых значений и фаска бракуется.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Если шаблон касается скоса фаски, а в зоне притупления имеется зазор между скосом торца и шаблоном (см. рисунок Г.8е)), то углы скоса меньше допустимых значений, т. е. фаска соответствует требованиям нормативной и технической документации.

Г.12.6 Непосредственное значение угла односкосой разделки измеряют угломерами типов 1 – 5 и типа 4 по ГОСТ 5378.

Одну измерительную поверхность угломера прикладывают к образующей наружной поверхности трубы, а другую к поверхности фаски и по шкале определяют угол, из которого вычитают угол 90° и получают действительное значение угла α .

Фактический угол скоса измеряют с точностью до 1° .

Схема измерения угла односкосой разделки приведена на рисунке Г.9.

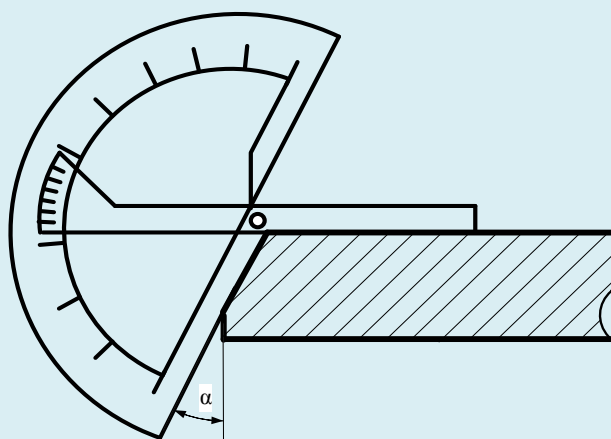


Рисунок Г.9 – Схема измерения угла односкосой разделки

Г.12.7 Контроль притупления фаски проводят шаблонами минимальным и максимальным в соответствии с рисунками Г.10 и Г.11.



Рисунок Г.10

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

Не допускается

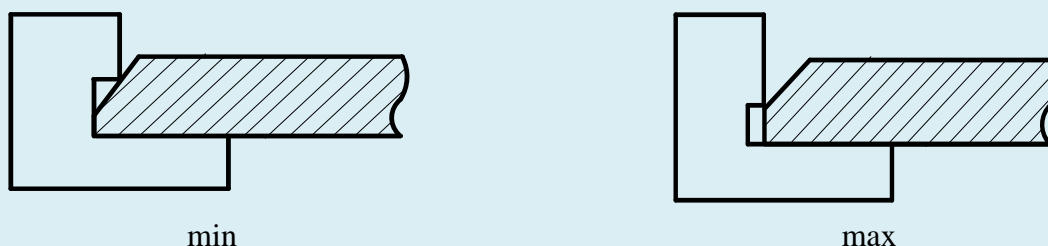


Рисунок Г.11

Г.13 Измерение высоты усиления наружных и внутренних швов и глубины поверхностных дефектов

Г.13.1 Высоту усиления сварных швов, в том числе остаточную высоту усиления на торцах труб, и глубину поверхностных дефектов определяют с помощью измерительного устройства, оснащенного индикаторным устройством часового типа или электронным цифровым отсчетным устройством с игловым наконечником и ценой деления не более 0,1 мм, изготовленного по технической документации.

Г.13.2 При выполнении контроля измерительное устройство устанавливают перпендикулярно поверхности трубы рядом со сварным швом (дефектом) так, чтобы его ножки плотно прилегали к поверхности трубы, а игла находилась на расстоянии от 1,0 до 2,0 мм от края усиления сварного шва (дефекта). Шкалу индикатора часового типа (электронного цифрового отсчетного устройства) выставляют на «0».

Г.13.3 Перемещают иглу в сторону сварного шва (дефекта). При измерении усиления сварных швов игла должна попасть в зону максимальной высоты усиления, а при измерении дефектов – в зону максимальной глубины дефекта.

Схема измерения поверхностных дефектов и высоты усиления шва приведена на рисунке Г.12.

Г.13.4 Снимают показание по шкале индикатора (электронного цифрового отсчетного устройства). Полученное значение будет являться максимальной высотой усиления сварного шва (глубиной дефекта).

Примечание – Контроль высоты усиления сварных швов проводится с учетом смещения кромок.

При необходимости измеряют линейные размеры дефектов с помощью штангенциркулей по ГОСТ 166 типов ШЦ-I-125-0,1 1, ШЦЦ-I-125-0,01, ШЦ-I-150-0,1-1, ШЦЦ-I-150-0,01, ШЦ-III-300-0,1-1, ШЦЦ-III-300-0,01.

Г.13.5 Фактическую высоту усиления сварного шва, глубину поверхностных дефектов и их линейные размеры измеряют с точностью до 0,1 мм.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

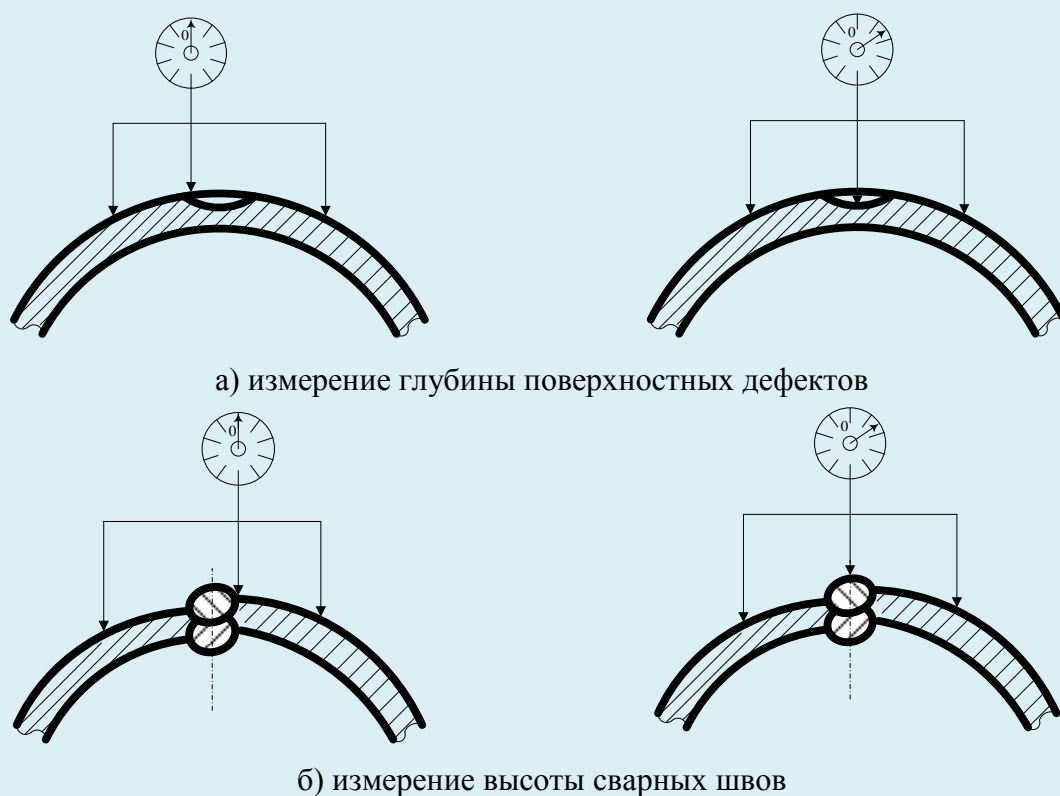


Рисунок Г.12 – Схема измерения глубины поверхностных дефектов и высоты усиления шва

Г.14 Измерение относительного смещения кромок в сварном соединении

Г.14.1 Измерение относительного смещения кромок выполняют с помощью измерительного устройства, оснащенного индикаторным устройством часового типа или электронным цифровым отсчетным устройством с игловым наконечником, изготовленного по технической документации.

Г.14.2 Измерительное устройство устанавливают на трубу перпендикулярно оси трубы. Опоры измерительного устройства должны находиться на одинаковом расстоянии от оси шва. Иглу опускают на поверхность трубы возле шва и поворотом шкалы стрелку устанавливают на отметку «0», как показано на рисунке Г.13а) (обнуляют электронное цифровое отсчетное устройство). Рамку с индикатором (электронным цифровым отсчетным устройством) по штанге перемещают в противоположную сторону и по индикатору (электронному цифровому отсчетному устройству) отсчитывают величину смещения кромок, как показано на рисунке Г.13б).

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

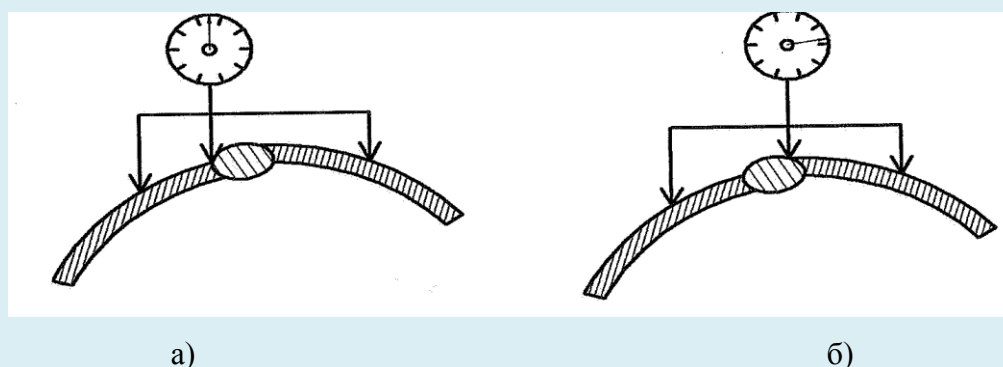


Рисунок Г.13 – Схема измерения относительного смещения кромок

Г.15 Измерение ширины усиления сварных швов

Г.15.1 Перед контролем трубу позиционируют сварным швом на 12 ч.

Г.15.2 Для измерений используют штангенциркули по ГОСТ 166: ШЦ-I-125-0,1-1, ШЦЦ-I-125-0,01, ШЦ-I-150-0,1-1, ШЦЦ-I-150-0,01, ШЦ-III-300-0,1-1, ШЦЦ-III-300-0,01.

Г.15.3 С помощью штангенциркуля измеряют ширину сварного шва таким образом, чтобы внутренняя поверхность измерительных губок точно совпадала с линией сплавления шва.

Г.15.4 Фактическую ширину сварных швов измеряют с точностью до 0,1 мм.

Г.15.5 Схема измерения приведена на рисунке Г.14.

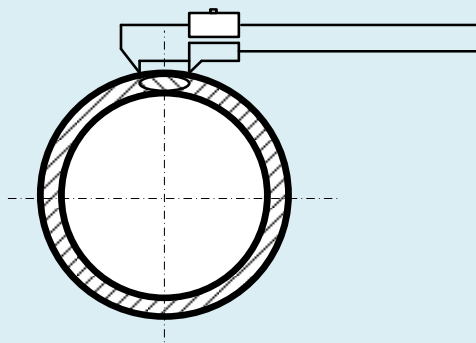


Рисунок Г.14 – Схема измерения ширины сварных швов

Г.16 Округление измеренных значений

Г.16.1 Округление представляет собой отбрасывание значащих цифр справа до определенного разряда с возможным изменением цифры этого разряда.

Примечание – Значащие цифры числа – это все цифры от первой слева, не равной нулю, до последней записанной цифры справа.

Г.16.2 Если первая из отбрасываемых цифр (считая слева направо) меньше 5, то последняя сохраняемая цифра не меняется.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

Г.16.3 Если первая из отбрасываемых цифр (считая слева направо) равна 5, то последняя сохраняемая цифра увеличивается на единицу.

Г.16.4 Если первая из отбрасываемых цифр (считая слева направо) больше 5, то последняя сохраняемая цифра увеличивается на единицу.

Г.16.5 Примеры округления приведены в СТ СЭВ 543 (раздел 2).

Г.17 Автоматизированные средства измерения, применяемые для измерения геометрических параметров труб, должны быть поверены/калиброваны в установленном порядке и обеспечивать точность измерения, указанную в Г.5 – Г.15.

Г.18 Измерения геометрических параметров труб при их производстве проводятся по утвержденным методикам завода-изготовителя. Способы и средства измерения, приведенные в Г.5 – Г.15, должны использоваться в качестве арбитражных.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Приложение Д

(обязательное)

Требования к проведению погрузочно-разгрузочных работ, складированию и транспортированию

Д.1 Площадки производства работ по погрузке, разгрузке и складированию труб должны соответствовать требованиям сводов правил, санитарных правил и норм и другой нормативной и технической документации, утвержденной в установленном порядке.

Д.2 Площадки для погрузочно-разгрузочных работ и складирования должны быть заранее подготовлены и иметь ровную горизонтальную поверхность с твердым или земляным, хорошо укатанным, покрытием.

На площадках должны быть предусмотрены уклоны до 3°, обеспечивающие отвод атмосферных осадков и талой воды.

Д.3 Погрузочно-разгрузочные работы выполняются с использованием грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют весу и габаритам труб и сохраняют их качество. При погрузочно-разгрузочных операциях необходимо использовать траверсы и специальные крюки-захваты, обеспечивающие сохранность кромок труб.

Д.4 В темное время суток должно быть обеспечено наружное освещение на погрузочно-разгрузочных площадках. По нормам освещенности горизонтальная освещенность на площадках приема и вертикальная на крюке во всех его положениях должны быть не менее 50 лк. Освещенность остальной территории площадок должна быть не менее 10 лк.

Д.5 Трубы нижнего ряда укладывают на три или четыре деревянные подкладки или подкладки из композиционных материалов, две из которых располагаются на расстоянии не более 1,5 м от торцов труб, а другие – на равном расстоянии между первыми подкладками. Для деревянных подкладок следует применять дерево мягких пород (ель, сосна и др.) площадью сечения 50×200 мм для твердого покрытия и 100×200 мм для уплотненного земляного покрытия. Площадь сечения подкладок из композиционных материалов должна быть не менее 50×150 мм для твердого покрытия.

Д.6 При погрузке и разгрузке труб с антикоррозионным покрытием особое внимание следует уделять сохранности покрытия. Не допускается использование канатов, цепей и других грузоподъемных устройств, вызывающих повреждение покрытия. Все грузоподъемные средства (их рабочие органы) должны быть оборудованы защитными устройствами.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Д.7 Погрузку, разгрузку и складирование следует осуществлять без ударного механического воздействия на трубы.

Погрузка, разгрузка и складирование изолированных труб должны выполняться без их соударения, волочения по земле, а также по нижележащим трубам.

Д.8 При разгрузке труб с покрытиями и их погрузке на транспортные средства должны использоваться траверсы с торцевыми или вакуумными захватами. Для исключения повреждений торцов труб паз крюка должен быть снабжен вкладышами или накладками из эластичного материала (например, капролана, полиуретана).

Д.9 При укладке труб в штабели трубы нижнего ряда должны быть зафиксированы от бокового смещения клиньями (упорами), подогнанными по диаметру трубы.

Д.10 Укладку второго ряда труб в штабель следует выполнять в «седло». Трубы следует укладывать так, чтобы исключить касание по линии сварного шва.

Д.11 Высота штабеля труб ограничивается в целях соблюдения условий промышленной безопасности и сохранения геометрической формы сечения трубы.

Д.12 Между смежными штабелями труб должны быть оставлены проходы шириной не менее 1 м.

Д.13 Разборка штабеля труб должна выполняться в обратной последовательности, то есть начиная с верхнего ряда. Вытаскивать трубы из нижнего ряда не разрешается.

Следует полностью исключить протаскивание разгружаемых труб по трубам первого ряда штабеля.

Д.14 При складировании труб запрещается:

- укладывать в один штабель трубы разных размеров (номинальный наружный диаметр, номинальная толщина стенки);
- выполнять укладку труб верхнего ряда до закрепления нижнего ряда;
- складировать вместе изолированные и неизолированные трубы;
- укладывать трубы в наклонном положении с опиранием одной стороны труб на нижележащие трубы.

Д.15 При складировании труб на открытых площадках на торцах последних должны быть установлены инвентарные заглушки.

Д.16 При складировании труб, имеющих антикоррозионные покрытия, места контакта труб с упорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами. Между рядами в штабеле должны быть уложены эластичные прокладки.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Амортизирующие материалы и эластичные прокладки должны обеспечивать сохранность покрытия. В качестве амортизирующих материалов и эластичных прокладок используются резина, войлок, капролан и др.

Д.17 Транспортирование труб может осуществляться железнодорожным, автомобильным или водным транспортом.

Д.18 При транспортировании труб железнодорожным транспортом должна быть составлена схема размещения и крепления груза на железнодорожном подвижном составе. Схема размещения и крепления труб должна соответствовать требованиям, установленным заказчиком, согласованным с ОАО «РЖД», ООО «Транснефть Надзор» и утвержденным заводом-изготовителем (грузоотправителем).

Д.19 Днище транспортного средства перед укладкой труб должно быть очищено от грязи, снега, льда и других посторонних предметов.

Д.20 Представитель технического надзора должен проводить контроль состояния транспортного средства перед погрузкой, а также контроль размещения и крепления труб в каждом транспортном средстве на соответствие требованиям настоящего документа и утвержденной схеме.

Д.21 При перевозке труб железнодорожным транспортом максимальная длина загружаемых труб должна быть на 500 мм короче внутреннего размера транспортного средства.

Д.22 Трубы в транспортное средство должны быть уложены рядами.

Д.23 Трубы нижнего ряда должны быть уложены на деревянные подкладки, равномерно расположенные по длине транспортного средства в количестве не менее 4 шт.

Д.24 Между рядами труб с антикоррозионным покрытием должны быть проложены прокладки в количестве не менее 4 шт. на ряд.

Д.25 Вдоль каждого борта транспортного средства должно быть установлено не менее четырех деревянных боковых стоек.

Д.26 Для предотвращения от повреждений торцов труб должны устанавливаться деревянные торцевые решетки или щиты.

Д.27 По длине трубы должны укладываться вразбежку, то есть первый ряд труб грузят вплотную к одной торцевой решетке или щиту, следующий ряд – к противоположной.

Д.28 Трубы нижнего ряда должны закрепляться от перемещений в продольном направлении с помощью деревянных распорных брусков.

| | | |
|------------------|--|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|--|--------------------------|

Д.29 Допускается закрепление труб обвязками из стальных тросов (проволоки, лент). В местах контакта обвязок с трубами должны быть установлены и закреплены деревянные бруски.

Д.30 Допускается использование дополнительных средств защиты от повреждений труб в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Д.31 По согласованию с заказчиком вместо деревянных подкладок, стоек, щитов, брусков возможно применение других материалов, гарантирующих сохраняемость труб и антикоррозионного покрытия.

Д.32 При транспортировании автомобильным транспортом не допускается совместное размещение труб с антикоррозионным покрытием и труб без антикоррозионного покрытия.

Д.33 При транспортировании автомобильным транспортом не допускается совместное размещение труб различного диаметра.

Д.34 При транспортировании автомобильным транспортом для исключения радиальных перемещений трубы нижнего ряда должны быть зафиксированы упорами.

| | | |
|------------------|---|--------------------------|
| ПАО «Транснефть» | Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования | ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 |
|------------------|---|--------------------------|

Библиография

- [1] СДА-15-2009 Требования к испытательным лабораториям
- [2] ISO 8501-1:2007 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степени ржавости и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий (Preparation of steel substrates before application of paints and related products – Visual assessment of surface cleanliness – Part 1: Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings)
- [3] ГОСТ 17745-90 Стали и сплавы. Метод определения газов
- [4] ГОСТ 28033-89 Сталь. Метод рентгенофлюоресцентного анализа
- [5] ГОСТ Р 54153-2010 Сталь. Метод атомно-эмиссионного спектрального анализа
- [6] ISO 19232-5:2013 Non-destructive testing – Image quality of radiographs – Part 5: Determination of the image unsharpness value using duplex wire-type image quality indicators (Контроль неразрушающий. Качество изображения на рентгеновских снимках. Часть 5. Определение значения нерезкости изображения с использованием показателей качества изображения типа дуплексного провода)