

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

УТВЕРЖДАЮ

Вице-президент
ПАО «Транснефть»
П.А. Ревель-Муроз

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 03DD2EC800C0AF1B974E2AD1E1F8FB905A
Владелец Ревель-Муроз Павел Александрович
Действителен с 09.03.2023 по 09.03.2024
Дата подписания 14.09.2023

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Первый заместитель
генерального директора
ООО «НИИ Транснефть»

(Согласовано в СЭД) Д.А. Неганов
«30» июня 2023 г.

Заместитель вице-президента
ПАО «Транснефть»

(Согласовано в СЭД) М.Н. Фазлыев
«10» августа 2023 г.

Директор департамента технического
развития и эксплуатации объектов
трубопроводного транспорта
ПАО «Транснефть»

(Согласовано в СЭД) А.Г. Воронов
«07» июля 2023 г.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Предисловие

1 ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»)

2 УТВЕРЖДЕН ПАО «Транснефть»

3 ДАТА ВВЕДЕНИЯ:

4 ВВЕДЕН ВЗАМЕН [РД-25.160.10-КТН-016-15](#) «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов», утвержденного ОАО «АК «Транснефть» 31.12.2014

5 СРОК ДЕЙСТВИЯ – до замены (отмены)

6 УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ

Настоящий нормативный документ распространяется на объекты строительства и ремонта, проектирование которых завершилось после введения в действие настоящего документа

7 Документ в электронном виде хранится в отраслевом информационном фонде ПАО «Транснефть»

8 Документ входит в состав отраслевого информационного фонда ПАО «Транснефть»

9 Аннотация

Документ устанавливает требования к неразрушающему контролю сварных соединений при строительстве и ремонте объектов магистральных трубопроводов

10 Подразделение ПАО «Транснефть», ответственное за документ (куратор), – служба главного сварщика управления главного механика департамента технического развития и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта

Информация о статусе документа, о наличии изменений к настоящему документу, а также тексты изменений могут быть получены в отраслевом информационном фонде ПАО «Транснефть»

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

© ПАО «Транснефть», 2023 г.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения.....	6
4	Обозначения и сокращения	10
5	Основные положения	11
6	Требования к организации проведения неразрушающего контроля.....	16
7	Требования к документированию	17
8	Требования к проведению неразрушающего контроля	22
	8.1 Визуальный и измерительный контроль	22
	8.2 Капиллярный контроль	32
	8.3 Магнитопорошковый контроль.....	38
	8.4 Радиографический контроль.....	44
	8.5 Ультразвуковой контроль	64
9	Требования к обеспечению проведения неразрушающего контроля.....	82
	9.1 Требования к персоналу, осуществляющему неразрушающий контроль сварных соединений трубопроводов	82
	9.2 Требования к организации, осуществляющей неразрушающий контроль сварных соединений трубопроводов	83
	9.3 Требования к применяемому оборудованию и материалам.....	83
10	Требования безопасности	83
	10.1 Общие положения.....	83
	10.2 Требования безопасности при проведении визуального и измерительного контроля	84
	10.3 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля капиллярными методами	84
	10.4 Состав оцениваемых показателей	85
	10.5 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля радиографическим методом	86
	10.6 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля ультразвуковыми методами.....	87
11	Оценка качества сварных соединений	88
	11.1 Оценка качества сварных соединений при строительстве и ремонте трубопроводов.....	88

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

11.2 Оценка качества сварных соединений ремонтных конструкций.....	101
Приложение А (обязательное) Форма технологической инструкции по неразрушающему контролю	105
Приложение Б (обязательное) Формы операционных технологических карт	106
Б.1 Форма операционной технологической карты визуального и измерительного контроля сварных соединений	106
Б.2 Форма операционной технологической карты капиллярного контроля сварных соединений	109
Б.3 Форма операционной технологической карты магнитопорошкового контроля сварных соединений	111
Б.4 Форма операционной технологической карты радиографического контроля сварных соединений	113
Б.5 Форма операционной технологической карты ультразвукового контроля сварных соединений	118
Приложение В (обязательное) Формы заключений по результатам неразрушающего контроля	122
В.1 Форма заключения по результатам визуального и измерительного контроля.....	122
В.2 Форма заключения по результатам капиллярного контроля	124
В.3 Форма заключения по результатам магнитопорошкового контроля	126
В.4 Форма заключения по результатам радиографического контроля.....	128
В.5 Форма заключения по результатам ультразвукового контроля.....	132
В.6 Форма заключения по результатам ультразвукового контроля на наличие расслоений в основном металле	134
Приложение Г (обязательное) Определение размеров одиночных включений, скоплений и цепочек включений при радиографическом контроле	135
Приложение Д (обязательное) Методика оценки соответствия кольцевых сварных соединений, имеющих различные толщину стенки и форму подготовки кромок	138
Приложение Е (рекомендованное) Форма журнала неразрушающего контроля сварных соединений	144
Приложение Ж (обязательное) Особенности технологии компьютерной радиографии с использованием запоминающих пластин	146
Ж.1 Подготовка запоминающих пластин к экспонированию. Зарядка кассет	146

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Ж.2 Выбор времени экспозиции	147
Ж.3 Проведение контроля. Выполнение просвечивания	148
Ж.4 Считывание и цифровая обработка изображений	148
Ж.5 Архивирование, хранение и передача технической документации по результатам контроля	152
Приложение И (обязательное) Порядок применения систем автоматизированного ультразвукового контроля	154
И.1 Требования к персоналу и оборудованию	154
И.2 Подготовка и порядок проведения неразрушающего контроля	158
И.3 Обработка и расшифровка результатов контроля	161
И.4 Оценка качества сварного соединения	161
И.5 Требования к порядку оформления и хранения результатов	161
И.6 Требования к испытаниям установок автоматизированного ультразвукового контроля	162
И.7 Формы документов, оформляемых по результатам квалификационных и допускных испытаний	166
Приложение К (обязательное) Основные положения технологии ультразвукового контроля стыковых кольцевых сварных соединений дефектоскопами с фазированными решетками	176
К.1 Общие требования	176
К.2 Требования к квалификации специалистов	176
К.3 Требования к средствам контроля	176
К.4 Технология ультразвукового контроля дефектоскопами с фазированной решеткой	180
К.5 Анализ результатов контроля	183
К.6 Оформление и хранение результатов контроля	184
К.7 Форма перечня файлов данных с результатами контроля сварных соединений трубопровода	185
Приложение Л (обязательное) Особенности ультразвукового контроля стыковых кольцевых сварных соединений на подкладных кольцах	186
Приложение М (рекомендуемое) Методика определения параметра контраст-шум для цифрового радиографического изображения	187

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение Н (рекомендуемое) Методика ультразвукового контроля стыковых сварных соединений дифракционно-временным методом	191
Н.1 Основные положения	191
Н.2 Требования к персоналу и оборудованию	193
Н.3 Настройка оборудования и подготовка к ультразвуковому контролю	194
Н.4 Проведение ультразвукового контроля дифракционно-временным методом.....	201
Н.5 Интерпретация получаемых данных.....	202
Н.6 Оценка качества сварного соединения	213
Н.7 Оформление результатов контроля.....	213
Н.8 Настроечные образцы и порядок их применения.....	213
Библиография	217

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

1 Область применения

1.1 Настоящий документ устанавливает требования к неразрушающему контролю сварных соединений при строительстве и ремонте объектов магистральных трубопроводов.

1.2 Настоящий документ распространяется на неразрушающий контроль сварных соединений линейной части магистрального трубопровода наружным диаметром до 1220 мм включительно.

1.3 Настоящий документ предназначен для применения ПАО «Транснефть», организациями системы «Транснефть» и организациями, осуществляющими строительство и ремонт трубопроводов на объектах организаций системы «Транснефть».

2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

[ГОСТ 12.1.001-89](#) Система стандартов безопасности труда. Ультразвук. Общие требования безопасности

[ГОСТ 12.1.003-2014](#) 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 12.1.007-76](#) Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

[ГОСТ 12.1.010-76](#) Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

[ГОСТ 12.1.019-2017](#) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

[ГОСТ 12.1.030-81](#) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление

[ГОСТ 12.2.003-91](#) Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

[ГОСТ 12.2.007.0-75](#) Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

[ГОСТ 12.2.007.6-75](#) Система стандартов безопасности труда. Аппараты коммутационные низковольтные. Требования безопасности

[ГОСТ 12.2.007.8-75](#) Система стандартов безопасности труда. Устройства электросварочные и для плазменной обработки. Требования безопасности

[ГОСТ 12.2.007.14-75](#) Система стандартов безопасности труда. Кабели и кабельная арматура. Требования безопасности

[ГОСТ 12.2.032-78](#) Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования

[ГОСТ 12.2.033-78](#) Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

[ГОСТ 12.2.049-80](#) Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

[ГОСТ 12.2.061-81](#) Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

[ГОСТ 12.2.062-81](#) Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные

[ГОСТ 12.3.002-2014](#) Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности

[ГОСТ 12.4.011-89](#) Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

[ГОСТ 12.4.016-83](#) Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная. Номенклатура показателей качества

[ГОСТ 12.4.020-82](#) Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты рук. Номенклатура показателей качества

[ГОСТ 12.4.021-75](#) Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Общие требования

[ГОСТ 982-80](#) Масла трансформаторные. Технические условия

[ГОСТ 5775-2021](#) Масло конденсаторное. Технические условия

[ГОСТ 7512-82](#) Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

[ГОСТ 9411-91](#) Стекло оптическое цветное. Технические условия

[ГОСТ 9762-76](#) Смазка МС-70. Технические условия

[ГОСТ 14254-2015 \(IEC 60529:2013\)](#) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками

(Код IP)

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

[ГОСТ 15843-79](#) Принадлежности для промышленной радиографии. Основные размеры

[ГОСТ 16037-80](#) Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

[ГОСТ 18442-80](#) Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

[ГОСТ 20295-85](#) Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.

Технические условия

[ГОСТ 23764-79](#) Гамма-дефектоскопы. Общие технические условия

[ГОСТ ISO 17636-2-2017](#) Неразрушающий контроль сварных соединений.

Радиографический контроль. Часть 2. Способы рентгено- и гаммаграфического контроля с применением цифровых детекторов

[ГОСТ Р 53697-2009 \(ISO/TS 18173:2005\)](#) Контроль неразрушающий. Основные термины и определения

[ГОСТ Р 55724-2013](#) Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

[ГОСТ Р 55725-2013](#) Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые пьезоэлектрические. Общие технические требования

[ГОСТ Р 56512-2015](#) Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы

[ГОСТ Р 56685-2015](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Детали соединительные диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические условия

[ГОСТ Р 57512-2017](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения

[ГОСТ Р 58399-2019](#) Контроль неразрушающий. Методы оптические. Общие требования

[ГОСТ Р 58904-2020/ISO/TR 25901-1:2016](#) Сварка и родственные процессы. Словарь.

Часть 1. Общие термины

[ГОСТ Р ИСО 5577-2009](#) Контроль неразрушающий. Ультразвуковой контроль. Словарь

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

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

[ГОСТ Р ИСО 11699-1-2023](#) Контроль неразрушающий. Радиографические пленки для промышленной радиографии. Часть 1. Классификация пленочных систем для промышленной радиографии

[СП 36.13330.2012](#) «[СНиП 2.05.06-85*](#) Магистральные трубопроводы»

[СНиП 12-03-2001](#) Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования

[СНиП 12-04-2002](#) Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство

[СанПиН 1.2.3685-21](#) Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

[СанПиН 2.6.1.1281-03](#) Санитарные правила по радиационной безопасности персонала и населения при транспортировании радиоактивных материалов (веществ)

[СанПиН 2.6.1.3164-14](#) Гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности при рентгеновской дефектоскопии

[СП 2.6.1.2612-10](#) Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ 99/2010)

[СП 2.6.1.3241-14](#) Гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности при радионуклидной дефектоскопии

[Правила устройства электроустановок \(ПУЭ\). Издание шестое и седьмое](#)

[РД-23.040.00-КТН-011-16](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами

[РД-25.160.00-КТН-037-14](#) Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов

[РД-23.040.00-КТН-118-12](#) Методика проведения диагностического обследования перемычек между магистральными трубопроводами и перемычек между основной и резервной нитками переходов МН (МНПП) через водные преграды

[РД-23.040.00-КТН-140-11](#) Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

[РД-23.040.00-КТН-201-17](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций

[РД-19.100.00-КТН-266-14](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническая диагностика трубопроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

[РД-13.220.00-КТН-0243-20](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»

[ОТТ-75.180.00-КТН-046-12](#) Оборудование неразрушающего контроля, применяемое на магистральных, технологических трубопроводах и резервуарах организаций системы «Транснефть». Общие технические требования

[ОР-91.200.00-КТН-284-09](#) Табель технической оснащенности лабораторий контроля качества и служб технического надзора на объектах строительства ОАО «АК «Транснефть»

[ОР-75.200.00-КТН-0085-21](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации планирования и оформления остановок магистральных трубопроводов организаций системы «Транснефть»

[ОР-91.200.00-КТН-0158-22](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации и осуществления строительного контроля за соблюдением проектных решений и качеством строительства подводных переходов магистральных трубопроводов через водные преграды открытым способом

[ОР-13.100.00-КТН-0332-21](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных работ и работ повышенной опасности на объектах организаций системы «Транснефть»

[ОР-19.100.00-КТН-0362-22](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Дополнительный дефектоскопический контроль дефектов секций трубопровода. Порядок выполнения работ

[ОР-19.000.00-КТН-0417-22](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубного диагностирования трубопроводов после завершения строительно-монтажных работ. Порядок планирования и организации работ

[ОР-03.120.00-КТН-0439-22](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Аттестация специалистов неразрушающего контроля

[ОР-03.120.20-КТН-0449-22](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Положение об аккредитации лабораторий неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах организаций системы «Транснефть»

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.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

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 автоматизированный ультразвуковой контроль: Ультразвуковой контроль с использованием моторизованного сканера для перемещения ультразвуковых датчиков относительно сварного соединения и автоматической записью данных по зонам контроля с привязкой к координатам относительно сварного соединения.

3.2 брызги металла: Капли наплавленного или присадочного металла, образовавшиеся во время сварки и приварившиеся к поверхности основного металла или металла шва (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

3.3 включение: Полость в металле, заполненная газом, шлаком или инородным металлом.

Примечание – Обобщенное наименование пор, шлаковых и вольфрамовых включений.

3.4 внутритрубное диагностирование: Вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля (по [ГОСТ Р 57512](#)).

3.5 дефект: Дефектность или несплошность, которая может быть обнаружена методами неразрушающего контроля и которая необязательно является недопустимой (по [ГОСТ Р 53697](#)).

Примечание – Дефектностью считается отклонение показателей качества от установленных значений.

3.6 допускное просвечивание: Просвечивание типового объекта контроля, которое проводят при согласовании операционной технологической карты радиографического контроля с применением цифровой или компьютерной радиографии для подтверждения получения требуемых параметров радиографического изображения и фиксации настройки параметров комплекса цифровой или компьютерной радиографии.

3.7 заказчик: Организации системы «Транснефть», осуществляющие работы по строительству и ремонту.

3.8 запоминающая пластина: Детектор/приемник радиационного излучения, используемый вместо радиографической пленки, который под воздействием ионизирующего

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

излучения обеспечивает получение радиографического изображения, предназначенного для оцифровки без перевода в видимое изображение.

3.9 захлест: Соединение двух участков трубопровода в месте технологического разрыва трубопровода кольцевым(и) стыком(ами), выполняемое без использования соединительных деталей трубопровода (по [ГОСТ Р 57512](#)).

3.10 зона термического влияния: Участок нерасплавленного основного металла, микроструктура которого изменилась (по [ГОСТ Р 58904](#)).

3.11 индикаторный след: Окрашенный пенетрантом или магнитной суспензией/порошком участок/пятно поверхности сварного соединения или наплавленного металла в зоне расположения несплошности.

3.12 компьютерная радиография: Система, включающая в себя запоминающую фосфорную пластину (IP) и соответствующее устройство считывания (сканер или считыватель), которое преобразует информацию с IP в цифровое изображение (по [ГОСТ ISO 17636-2](#)).

3.13 кромка: Торцевая поверхность детали после механической обработки до заданных чертежом размеров (по [ГОСТ Р 56685](#)).

3.14 линейное сканирование: Разновидность электронного сканирования, при котором угол излучения/приема ультразвукового сигнала активной апертурой остается постоянным для всех законов фокусировки в рамках данного сканирования, а положение активной апертуры изменяется вдоль фазированной решетки или ее части.

3.15 магистральный трубопровод (для транспортировки нефти и нефтепродуктов): Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода (по [ГОСТ Р 57512](#)).

3.16 механизированный ультразвуковой контроль: Ультразвуковой контроль, при котором перемещение пьезоэлектрических преобразователей вдоль сварного шва проводится с использованием сканера и выполняется автоматическая запись данных контроля с привязкой к координатам относительно шва, перемещение пьезоэлектрических преобразователей проводится вдоль шва на постоянном расстоянии от его оси.

Примечание – Сканер с пьезоэлектрическими преобразователями может перемещаться вдоль сварного шва, как вручную, так и с применением электропривода.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

3.17 **наплав**: Избыток наплавленного металла сварного шва, натекающий на поверхность основного металла, но не сплавленный с ним.

3.18 **непровар**: Различие между фактической и номинальной глубиной проплавления (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

3.19 **неразрушающий контроль**: Область науки и техники, охватывающая исследования физических принципов, разработку, совершенствование и применение методов, средств и технологий технического контроля объектов, не разрушающего и не ухудшающего их пригодность к эксплуатации (по [ГОСТ Р 53697](#)).

3.20 **несплавление**: Отсутствие соединения между основным и наплавленным металлом или между отдельными слоями (валиками) (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

3.21 **несплошность**: Нарушение сплошности или когезии, выраженное в виде естественных или искусственных разрывов физической структуры материала (по [ГОСТ Р 53697](#)).

3.22 **номинальная толщина**: Указанная в чертеже без учета допусков толщина основного металла деталей в зоне, примыкающей к сварному шву.

3.23 **объект контроля**: Сварное соединение трубопровода, его участка, отдельного узла или отдельно взятого сварного соединения, выполнение неразрушающего контроля которого предусмотрено договором подряда, контрактом или иным документом.

3.24 **операционная технологическая карта**: Краткий документ в текстовой и/или табличной форме, определяющий перечень, последовательность выполнения и состав операций по подготовке и проведению контроля конкретного типа сварного соединения одним методом неразрушающего контроля.

3.25 **организации системы «Транснефть»**: Организации, доля участия ПАО «Транснефть» (прямая и/или косвенная) в уставных капиталах которых составляет более 20 %.

3.26 **повторный контроль**: Контроль, назначаемый для сварного соединения с выявленным по результатам проведения неразрушающего контроля дефектом, для которого невозможно однозначно определить тип, вид, параметры и оценить его допустимость.

3.27 **подрез**: Углубление по границе валика в основном металле или предыдущем наплавленном металле (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

3.28 **газовая пора**: Газовая полость практически сферической формы (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

3.29 **прожог**: Вытекание сварочной ванны с образованием сквозного отверстия в сварном шве (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

3.30 режим «мультигрупп»: Режим работы дефектоскопа, позволяющий реализовать несколько схем сканирования за один проход, как на одной фазированной решетке, так и на нескольких фазированных решетках и/или одноэлементных пьезоэлектрических преобразователях.

3.31 ручной ультразвуковой контроль: Ультразвуковой контроль, при котором перемещение ультразвукового датчика, в том числе фазированной решетки, проводят вручную без применения позиционирующих устройств, без применения датчиков положения относительно сварного шва и автоматической записи результатов контроля с привязкой к координатам относительно сварного шва.

Примечание – Определение типа и параметров дефектов, а также запись результатов дефектоскопии проводит вручную.

3.32 сварное соединение: Соединение двух деталей или более, выполненное сваркой (по [ГОСТ Р 58904](#)).

3.33 сварной шов: Результат сварки (по [ГОСТ Р 58904](#)).

Примечание – Сварной шов включает в себя металл шва и зону термического влияния.

3.34 свищ: Трубчатая полость в металле шва, образованная выходящим газом (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

Примечание – Форма и положение свищей определяет процесс кристаллизации и источник газа. Обычно свищи группируются в скопления и располагаются елочкой. Некоторые свищи могут выходить на поверхность сварного шва.

3.35 секторное сканирование: Электронное сканирование, при котором используется одна и та же активная апертура для всех законов фокусировки в рамках данного сканирования и изменяется только угол излучения/приема ультразвукового сигнала.

3.36 смещение кромок: Несовпадение уровней расположения внутренних и/или наружных поверхностей свариваемых/сваренных деталей в стыковых сварных соединениях.

3.37 специалист неразрушающего контроля: Лицо, прошедшее специальное обучение в соответствии с требованиями нормативных документов (по [ОР-03.120.00-КТН-0439-22](#)).

3.38 технологическая инструкция: Текстовый документ, определяющий объемы и технологию контроля качества сварных соединений на каждом конкретном объекте.

3.39 технологический трубопровод (магистрального трубопровода): Трубопровод для нефти/нефтепродуктов, входящий в состав площадочного объекта магистрального трубопровода (по [ГОСТ Р 57512](#)).

Примечание – К технологическим трубопроводам относятся:

- трубопроводы между точками врезки в линейную часть магистрального трубопровода на входе и выходе площадочного объекта, включая трубопроводную арматуру;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- трубопроводы резервуарных парков, включая обвязку резервуаров;
- трубопроводы сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек;
- трубопроводы сливо-наливных эстакад;
- трубопроводы опорожнения стендеров морских терминалов, установок для рекуперации паров нефти;
- трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов».

3.40 трещина (сварного соединения): Нарушение сплошности, вызванное локальным разрывом в результате охлаждения или действия нагрузок (по [ГОСТ Р ИСО 6520-1](#)).

3.41 западание между валиками: Продольная впадина между соседними валиками.

Примечание – Оценивается по максимальной глубине.

3.42 усадочная раковина: Дефект в виде полости или впадины, образовавшийся при усадке расплавленного металла при затвердевании.

Примечание – Располагается, как правило, в местах обрыва дуги или окончания сварки.

3.43 условная протяженность дефекта: Размер дефекта, измеренный при определенном условии.

Примечание – Для ультразвукового контроля при уровне фиксации.

3.44 цифровая радиография: Получение радиографического изображения, основанное на применении цифровых матричных детекторов.

3.45 чешуйчатость: Поперечные или округлые углубления на поверхности валика, образовавшиеся вследствие неравномерности затвердевания металла сварочной ванны.

Примечание – При автоматической сварке под флюсом – удлиненно-округлые.

3.46 ширина сварного шва: Наименьшее расстояние между линиями сплавления на лицевой стороне сварного шва.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

4.1 АВИК – автоматизированный визуальный и измерительный контроль;

4.2 АУЗК – автоматизированный ультразвуковой контроль;

4.3 ВИК – визуальный и измерительный контроль;

4.4 ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

4.5 ВРЧ – временная регулировка чувствительности;

4.6 ВТД – внутритрубное диагностирование;

4.7 ДВМ – дифракционно-временной метод;

4.8 ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

4.9 е.о.п. – единица оптической плотности;

4.10 КР – компьютерная радиография;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- 4.11 КСС – контрольное сварное соединение;
- 4.12 ЛАЭС – линейная аварийная эксплуатационная служба;
- 4.13 ЛНК – лаборатория неразрушающего контроля;
- 4.14 МК – магнитопорошковый контроль;
- 4.15 МУЗК – механизированный ультразвуковой контроль;
- 4.16 НАКС – Национальное Агентство Контроля и Сварки;
- 4.17 НД – нормативный документ;
- 4.18 НК – неразрушающий контроль;
- 4.19 НО – настроечный образец;
- 4.20 НУ – намагничивающее устройство;
- 4.21 ОСТ – организация системы «Транснефть»;
- 4.22 ПВК – контроль проникающими веществами (капиллярные методы контроля);
- 4.23 ПВЭ – полная высота экрана ультразвукового дефектоскопа;
- 4.24 ПО – подрядная организация;
- 4.25 ПЭП – пьезоэлектрический преобразователь;
- 4.26 РК – радиационный контроль, в т. ч. радиографический;
- 4.27 РУЗК – ручной ультразвуковой контроль;
- 4.28 СК – строительный контроль;
- 4.29 СО – стандартный образец;
- 4.30 СОП – стандартный образец предприятия;
- 4.31 ТД – техническая документация;
- 4.32 ТУ – технические условия;
- 4.33 УЗК – ультразвуковой контроль;
- 4.34 УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;
- 4.35 ФАР – фазированная решетка;
- 4.36 ЦР – цифровая радиография;
- 4.37 ЦЛШ – центральная линия сварного шва;
- 4.38 DN – номинальный диаметр;
- 4.39 TOFD – time of flight diffraction (дифракционно-временной метод).

5 Основные положения

5.1 НК проводят с целью обнаружения дефектов в сварных соединениях и своевременного выявления отклонений в технологии сварки при поточном производстве.

5.2 НК подвергают сварные соединения, выполненные всеми видами ручной,

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

механизированной, комбинированной и автоматической электродуговой сварки на объектах магистрального трубопровода, обеспечивающих приемку, перекачку, сдачу нефти/нефтепродуктов потребителям или перевалку на другой вид транспорта, в т. ч. расположенные:

а) на линейной части магистрального трубопровода, на участках трубопровода, соединяющих НПС между собой либо с приемо-сдаточными пунктами и участках трубопровода до узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностирования до текущей задвижки;

б) на следующих технологических трубопроводах:

- трубопроводы между точками врезки в линейную часть магистрального трубопровода на входе и выходе площадочного объекта, включая входную и выходную трубопроводную арматуру;
- трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов;
- трубопроводы сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек;
- трубопроводы резервуарных парков, включая обвязку резервуаров;
- трубопроводы сливо-наливных эстакад;
- трубопроводы опорожнения стендеров морских терминалов, установок рекуперации паров нефти и нефтепродуктов;

в) трубопроводы камер приема/пуска средств очистки и диагностирования и их обвязки до текущей задвижки;

г) импульсные трубки контрольно-измерительных приборов и автоматики.

5.3 Сварные соединения, приведенные в 5.2, на стадии строительства и ремонта трубопроводов контролируют с применением ВИК, ПВК, МК, РК, УК.

Примечание – ПВК и МК применяют для уточнения результатов ВИК в качестве дополнительных методов.

5.4 Для применения методов НК, не приведенных в 5.3, следует разработать технологию НК с использованием предлагаемого метода, соответствующую технологическую инструкцию и операционные технологические карты. Разработанная технология должна пройти экспертизу промышленной безопасности с регистрацией заключения в Ростехнадзоре и согласование с ООО «НИИ Транснефть».

5.5 На стадии строительства и ремонта трубопроводов объемы применения методов

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

НК сварных соединений в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, проектного давления транспортируемой по нему среды, а также условий прокладки и категории трубопровода устанавливаются проектной документацией. Категория магистрального трубопровода и/или участка – по [СП 36.13330.2012](#), если иное не установлено проектной документацией.

Для сварных соединений линейной части магистральных трубопроводов, выполненных механизированной, комбинированной и автоматической сваркой, по согласованию с ПАО «Транснефть» допускается проведение МУЗК или АУЗК в объеме 100 % с обязательной регистрацией его результатов. При этом проводят РК не менее 5 % сварных соединений, признанных годными по результатам УЗК, но не менее одного стыка от сваренных в течение смены каждой бригадой сварщиков.

При неудовлетворительных результатах НК хотя бы одного сварного соединения линейной части магистральных трубопроводов, не подлежащего 100 % НК, РК подвергают 100 % стыков, сваренных с даты предыдущей проверки.

После ремонта сварной шов контролируют методами ВИК, РК, УЗК по всей его протяженности. При проведении НК сварного соединения после ремонта силами ОСТ допускается проводить РК только отремонтированного участка.

На кольцевых сварных соединениях труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием выполняют пооперационный ВИК – 100 %, критерии оценки допустимости дефектов по IV категории трубопровода по [СП 36.13330.2012](#), параметры геометрии сварного соединения согласно операционной технологической карте по сварке.

Для сварных соединений приварки бобышек критерии оценки допустимости дефектов, обнаруженных при ВИК и ПВК, – по IV категории трубопровода по [СП 36.13330.2012](#). До проведения высверловки отверстия в основной трубе следует проверить сварное соединение на герметичность либо пневмоиспытанием до рабочего давления с обмыливанием сварного шва, либо «керсиновой пробой» с нанесением на сварной шов мелового раствора. Продолжительность испытания – не менее 10 мин.

На сварных соединениях импульсных трубок контрольно-измерительных приборов и автоматики диаметром от 14 до 25 мм выполняют ВИК и ПВК, критерии оценки допустимости дефектов по IV категории трубопровода по [СП 36.13330.2012](#).

5.6 После завершения строительства участка магистрального трубопровода перед вводом его в эксплуатацию при необходимости проводят НК с применением ВИП. Необходимость пропуска ВИП, порядок пропуска, представления отчетов по его

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

результатам, идентификации и устранения выявленных дефектов – в соответствии с [ОР-19.000.00-КТН-0417-22](#).

5.7 Методы и объемы НК сварных соединений при ремонте приведены в таблице 5.1. Методы НК сварных соединений трубопроводов и объемы их применения при ремонте трубопроводов, приведенных в 5.2, независимо от их категории определяют по значениям, приведенным в таблице 5.1.

Т а б л и ц а 5.1 – Методы и объемы НК сварных соединений при ремонте

№ п/п	Вид сварного соединения, стадия выполнения работ	Метод и объем НК, %			
		ВИК	ПВК/МК	УЗК	РК
1	2	3	4	5	6
1	Участок сварного шва при заварке дефектов на заполненных участках трубопровода	100	–	100	–
2	Сварные швы при монтаже катушки трубы	100	–	100	100
3	Угловые сварные соединения трубопроводов при монтаже колонок отбора давления, датчиков контрольно-регистрирующих систем, выводов контрольно-измерительных контактов	100	100	100	–
П р и м е ч а н и я 1 Методы и объемы НК металла трубы и сварных соединений приварки ремонтных конструкций выполняют согласно РД-23.040.00-КТН-201-17. 2 Угловое сварное соединение бобышки с трубой подвергают ВИК и ПВК/МК, если иное не указано в проектной документации.					

5.8 Сварные соединения трубопроводов, находящихся в эксплуатации, в которых параметры дефектов определены только по данным ВИП, а также сварные соединения, которые не могут быть проконтролированы с применением ВИП, в т. ч. находящиеся в режиме консервации, подлежат НК при проведении ДДК в соответствии с [ОР-19.100.00-КТН-0362-22](#).

5.9 Методы, объемы и порядок проведения НК, выполняемого при ДДК трубопроводов, находящихся в эксплуатации или режиме консервации, определяются результатами технического диагностирования, а также [РД-23.040.00-КТН-140-11](#), [РД-19.100.00-КТН-266-14](#).

5.10 Для проведения НК разрабатывают технологическую инструкцию, устанавливающую полную технологию НК сварных соединений данного объекта контроля с учетом объемов и технологий применяемых методов НК.

Форма технологической инструкции по НК – в соответствии с приложением А.

5.11 Технологическая инструкция должна содержать ссылки на операционные технологические карты, разрабатываемые для каждого метода НК применительно к группе диаметров, толщин стенки объекта контроля, виду/типу сварных соединений, подлежащих НК. Формы операционных технологических карт – в соответствии с приложением Б.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

5.12 По результатам НК по каждому методу НК оформляют заключения. Формы заключений по НК – в соответствии с приложением В.

5.13 При оценке качества сварного соединения учитывают все дефекты, выявленные примененными методами НК.

5.14 Выявленные в сварных соединениях недопустимые дефекты устраняют до ввода трубопровода в эксплуатацию.

5.15 Определение размеров одиночных включений, скоплений и цепочек включений при РК – в соответствии с приложением Г.

5.16 Методика оценки соответствия кольцевых сварных соединений, имеющих различные толщины стенки и форму подготовки кромок, – в соответствии с приложением Д.

5.17 Результаты НК сварных соединений заносят в журнал НК сварных соединений. Форма журнала НК сварных соединений приведена в приложении Е.

5.18 Особенности технологии КР с использованием запоминающих пластин – в соответствии с приложением Ж.

5.19 Порядок применения систем АУЗК – в соответствии с приложением И.

5.20 Основные положения технологии УЗК стыковых кольцевых сварных соединений дефектоскопами с ФАР – в соответствии с приложением К.

5.21 Особенности УЗК стыковых кольцевых сварных соединений на подкладных кольцах – в соответствии с приложением Л.

5.22 Методика определения параметра контраст-шум для цифрового радиографического изображения приведена в приложении М.

5.23 Методика УЗК стыковых сварных соединений ДВМ приведена в приложении Н.

5.24 Сварные соединения труб, соединительных деталей трубопроводов, трубопроводной арматуры подвергают проверке в соответствии с требованиями настоящего документа при наличии соответствующих требований в проектной и/или конструкторской документации.

5.25 При строительстве, ремонте путем замены участков трубопроводов и в процессе эксплуатации результаты ВТД принимают после пропуска ВИП.

5.26 Подготовка и/или очистка контролируемой поверхности до и после проведения НК не относится к операциям НК.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

6 Требования к организации проведения неразрушающего контроля

6.1 Последовательность проведения НК сварных соединений трубопроводов на стадии их строительства и ремонта приведена на рисунке 6.1.

ВИК → ПВК/МК → (УЗК и РК) → (ВИК → УЗК) → ВИП

Рисунок 6.1 – Последовательность проведения НК сварных соединений трубопроводов на стадии их строительства и ремонта

6.2 Повторно ВИК и УЗК проводят при применении труб с классом прочности К60 по [ГОСТ 20295](#) и выше для обнаружения холодных трещин в сварном шве и зоне термического влияния при строительстве участка магистрального трубопровода перед проведением изоляционных работ, но не ранее чем через двое суток после проведения сварочных работ на данном сварном соединении.

6.3 В операционной технологической карте по УЗК должны быть указаны технологические приемы по обеспечению выявления дефектов (в т. ч. трещин), ориентированных вдоль и поперек оси сварного шва. При применении систем МУЗК, не позволяющих обнаруживать поперечно-ориентированные дефекты, необходимо применять ручной УЗК для обнаружения поперечно-ориентированных дефектов.

6.4 К проведению УЗК, РК, ПВК, МК допускаются сварные соединения:

- неподлежащие вырезке;
- с отсутствием дефектов, устраняемых шлифовкой, обнаруженных предшествующим методом НК.

Ремонт сварного соединения сваркой осуществляют после проведения всех методов НК, установленных в технологической инструкции.

6.5 Технологические инструкции и технологические карты должны быть разработаны специалистами НК, аттестованными согласно [ОР-03.120.00-КТН-0439-22](#), в соответствии с нормативными правовыми актами, подписаны разработчиком и руководителем структурного подразделения, выполняющего НК, согласованы с ответственным за НК организации заказчика, утверждены руководителем организации, выполняющей НК, а также внесены в реестр технологических инструкций и операционных технологических карт с присвоением шифра. Ответственный за НК организации заказчика в процессе согласования проекта производства работ проверяет технологические инструкции и технологические карты на

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

соответствие НД и при положительных результатах проверки визирует каждый лист проверенной технологической инструкции/технологической карты.

6.6 К работам по выполнению НК допускаются специалисты, соответствующие 9.1, работающие в ЛНК, соответствующей 9.2.

6.7 В состав бригады/звена по проведению НК любым методом должно входить не менее двух работников, один из которых должен быть аттестован на проведение НК соответствующим методом НК согласно разделу 9. Право подписи в заключении по результатам НК в графах «контроль произвел» и «заключение выдал» имеет только специалист НК, аттестованный согласно разделу 9.

6.8 Непосредственно перед проведением НК необходимо подготовить поверхность сварных соединений для:

- проведения ВИК – по 8.1.8.5;
- проведения ПВК – по 8.2.7;
- проведения МК – по 8.3.7 и 8.3.11.2;
- проведения радиографического контроля – по 8.4.13.2;
- проведения УЗК – по 8.5.14.

6.9 Ответственность за подготовку сварного соединения к НК, а после его выполнения к последующим технологическим операциям несет производитель сварочно-монтажных или ремонтных работ.

7 Требования к документированию

7.1 По результатам проведения работ по НК оформляют заключения в двух экземплярах (первый экземпляр – для сдачи в составе исполнительной документации, второй экземпляр – для хранения в ЛНК) отдельно на каждое сварное соединение. Заключения по результатам НК фиксируют в журнале НК сварных соединений. К каждому заключению по результатам НК должна быть приложена схема проконтролированного сварного соединения с указанием на ней координат продольных сварных швов и мест расположения недопустимых дефектов.

Дата на заключении по результатам НК должна соответствовать фактической дате проведения НК.

Для сварных соединений, получаемых при заварке технологических отверстий, допускается оформлять заключение по результатам НК на более чем одно сварное соединение, если они расположены непосредственно друг за другом, не имея разрывов.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

7.2 Заключениям по результатам НК следует присваивать уникальный номер, содержащий номер сварного соединения, за исключением группы сварных соединений, получаемой при заварке технологических отверстий, при этом каждое сварное соединение в группе должно иметь свой уникальный номер.

7.3 Заключению, оформленному по результатам проведенного повторного контроля, присваивают номер, соответствующий номеру первично выданного заключения на проконтролированное сварное соединение, с добавлением аббревиатуры «ПК».

7.4 Номер заключения по дублирующему контролю должен соответствовать номеру заключения, выданного при первичном контроле, с добавлением аббревиатуры «ДК».

Примечание – Объемы и методы дублирующего контроля определяются категорией трубопровода, условиями прокладки, назначением, типом сварного соединения и установлены в НД и ТД.

7.5 Номер заключения на сварное соединение после проведенного ремонта должен соответствовать номеру заключения первичного контроля с добавлением аббревиатуры «Р».

7.6 Заключения по результатам первичного и повторного НК вместе с соответствующими комплектами радиографических снимков входят в состав исполнительной документации и предоставляются для контрольной проверки специалисту СК в объеме 100 %.

7.7 В заключении по результатам НК необходимо указывать категорию трубопровода, толщины и номера свариваемых трубных секций, вид/тип дефекта, подлежащего ремонту, и его координаты по мерному поясу.

7.8 Каждый дефект должен быть отмечен в заключении по результатам НК отдельно и иметь подробное описание с указанием:

- символа условного обозначения дефекта (см. раздел 11);
- длины/протяженности дефекта (условной при УЗК) или суммарной длины/протяженности цепочки и скопления пор или включений в миллиметрах (с указанием максимального размера дефекта в группе для РК);
- глубины залегания дефектов в миллиметрах (только для УЗК);
- условной высоты дефектов (если она определяется) в миллиметрах или знаками («>» или «≤») по сравнению с допустимым значением;
- дополнительной информации в зависимости от особенностей применяемого метода НК согласно разделу 8;
- заключения о допустимости дефекта: «допустим», «недопустим».

Допускается в заключении по результатам НК не записывать одиночные допустимые включения, максимальный размер которых не превышает величины требуемой

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

чувствительности метода НК. На снимке или на участке сварного шва длиной 300 мм допустимые дефекты необходимо обозначать одной записью с указанием их количества перед условным обозначением дефекта (для однотипных дефектов с одинаковым размером), разделяя точкой с запятой. Если длина/периметр сварного шва менее 300 мм, то указывают количество однотипных дефектов по всей длине/периметру сварного шва. Недопустимые дефекты необходимо записывать отдельной строкой с указанием координаты каждого дефекта по мерному поясу.

В заключении по результатам НК также указывают:

- суммарную протяженность дефектов по всей длине/периметру сварного шва;
- заключение о годности сварного соединения («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»).

В заключении по результатам НК необходимо кратко указать факт проведения повторного контроля и его результаты:

- метод НК;
- номер заключения по результатам НК;
- заключение о годности сварного соединения («годен», «ремонт», «вырезать»).

Примечание – Радиографические снимки и заключения по результатам НК, подтверждающие выполнение ремонта сварного соединения, хранят вместе со снимками и заключениями, на основании которых сварное соединение направлялось в ремонт.

7.9 Допускается записывать в одном заключении на каждый метод НК все сварные соединения одной ремонтной конструкции.

7.10 Хранение результатов НК

7.10.1 Результатом проведения работ по НК являются:

- заключения по результатам НК, собранные в папку с реестром;
- журналы НК сварных соединений;
- исходные данные АУЗК или МУЗК (электронный носитель информации, жесткий диск);
- радиографические снимки сварных соединений (снимки в коробках располагать из расчета одна коробка – 1 км);
- электронный архив с данными оцифровки радиографических снимков (электронный носитель информации, жесткий диск).

Исходные данные АУЗК или МУЗК должны содержать информацию о наличии дефектов по всей длине/периметру сварного шва с привязкой к координате вдоль контролируемого сварного соединения.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

7.10.2 Заключение по результатам НК, оцифрованные радиографические снимки, результаты УЗК, схемы раскладки сварных соединений на трассе трубопровода с привязкой к строительным пикетам (для НПС – схемы расположения сварных соединений в изометрии) следует хранить в эксплуатирующей организации в течение всего срока эксплуатации.

7.10.3 Журналы НК сварных соединений должен хранить производитель работ по НК до сдачи объекта в эксплуатацию и передать заказчику в составе исполнительной документации.

7.10.4 Радиографические снимки хранятся в эксплуатирующей организации в течение гарантийного срока, но не менее 1 года с начала эксплуатации объекта.

7.10.5 Решение о возможности утилизации снимков принимается эксплуатирующей организацией по согласованию с АО «Транснефть – Диаскан» по истечении 1 года с даты проведения НК и проведения сверки оцифрованных изображений с изображениями на пленке. Утилизацию оформляют актом.

7.10.6 Все цифровые рентгеновские изображения, полученные с помощью ЦР или КР либо путем сканирования пленочных снимков, следует сохранять в формате DICONDE (16 бит и без потери качества, т. е. без сжатия). Программное обеспечение должно сохранять в структуре файла в формате DICONDE без возможности ручного редактирования следующую информацию:

- дату и время получения цифрового снимка;
- наименование используемого оборудования, в т. ч. серийные номера (при наличии);
- параметры настройки оборудования.

Параметры настройки оборудования определяют при проведении допускового просвечивания и устанавливают в операционной технологической карте.

При наличии в составе комплексов ЦР или КР средств определения географических координат и мирового времени (GPS/ГЛОНАСС¹⁾) эти данные также должны быть сохранены в структуре файла в формате DICONDE.

Допускается сохранение в структуре файла в формате DICONDE иных сведений, таких как:

- название контролирующей организации;
- наименование объекта магистрального трубопровода;
- шифр специалиста НК (при наличии);
- наименование материала сварного соединения;

¹⁾ GPS – Global Positioning System (глобальная система позиционирования), ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- параметры термической обработки (при наличии);
- геометрия сварного шва;
- толщина материала;
- диаметр кольцевого сварного соединения;
- тип сварки;
- требуемая чувствительность в соответствии с НД;
- схема контроля;
- наименование источника излучения и его характеристики.

7.11 Радиографические снимки должны быть оцифрованы по классу DS в соответствии с [ISO 14096-2](#) [1]. Чувствительность РК, определяемая при расшифровке полученного изображения по эталону чувствительности, должна соответствовать 8.4.7.

Разрешение сканирования (размер пикселя) – 50 мкм. Допускается изменять разрешение сканирования по согласованию с ООО «НИИ Транснефть». Проверку оценки размера пикселя следует проводить по количеству пикселей на мерном участке, расположенном по всей протяженности канавочного эталона № 1 по [ГОСТ 7512](#), при этом допускается отклонение определенной величины от указанной производителем в паспорте на оборудование на ± 10 %. Программное обеспечение для работы со сканерами пленочных снимков должно обеспечивать сохранение установленных параметров сканирования в структуре файла получаемого цифрового рентгеновского изображения без возможности его ручного редактирования после сохранения.

7.12 Оптимизированные визуальные изображения оцифрованных радиографических снимков сварных соединений должны соответствовать 8.4.20.1 и позволять провести их предварительную оценку с помощью общедоступного программного обеспечения.

7.13 При наличии двух комплектов радиографических снимков, их идентичности друг другу, соответствие их схеме раскладки труб (с расположением сварных стыков с привязкой их к строительным пикетам), расшифровку и оформление заключения по результатам РК проводят по снимку с наилучшими параметрами.

7.14 При проведении расшифровки радиографических снимков дублирующего контроля выполняют их сравнительный анализ с результатами первичного контроля.

7.15 К заключению по результатам дублирующего НК прилагают копию утвержденного отчета по результатам дублирующего НК сварных соединений. Порядок утверждения отчетов по результатам дублирующего НК сварных соединений – в соответствии с [ОР-91.200.00-КТН-0158-22](#) (14.14).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

7.16 При проведении комиссионных расшифровок результатов НК специалистами ПО, СК и заказчика выдается совместное заключение по результатам НК. При этом:

- в графе «Контроль произвел» вносится исправление – «Заключение выдал» и специалист строительной ПО подписывает заключение по результатам НК;
- специалист СК подписывает заключение по результатам НК в графе «Заключение выдал»;
- специалист заказчика ставит подпись в графе «Подтверждаю полноту проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД».

8 Требования к проведению неразрушающего контроля

8.1 Визуальный и измерительный контроль

8.1.1 ВИК сварных соединений трубопроводов следует выполнять в соответствии с законодательством Российской Федерации.

8.1.2 ВИК предназначен для:

- проверки соответствия геометрических параметров сварных соединений НД, ТД, в т. ч. проектной документации;
- обнаружения поверхностных, выходящих на поверхность и сквозных дефектов сварных соединений типа трещин, подрезов, несплавлений, незаваренных кратеров, прожогов, неметаллических включений, расслоений и т. п. и определения их расположения, размеров и ориентации по поверхности.

8.1.3 ВИК следует выполнять до проведения НК сварного соединения другими методами.

8.1.4 ВИК сварного соединения выполняют без нарушения целостности контролируемого сварного соединения.

8.1.5 Недопустимые дефекты, устранение которых возможно без применения сварки, выявленные при ВИК, должны быть устранены до выполнения НК другими методами.

8.1.6 Контролируемая зона сварного соединения должна включать сварной шов, а также примыкающие к нему участки основного металла, которые в обе стороны от сварного шва должны быть не менее:

- 20 мм, но не менее толщины стенки свариваемых деталей при строительстве трубопроводов;
- четырех толщин стенок свариваемых деталей в процессе выборочного ремонта и ДДК трубопроводов, находящихся в эксплуатации или режиме консервации.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.1.7 Требования к принадлежностям и средствам измерения ВИК

8.1.7.1 Визуальный контроль сварных соединений проводят невооруженным глазом и с применением оптических приборов (луп, эндоскопов, зеркал и др.). Лупы должны быть с увеличением от $4\times$ до $7\times$.

8.1.7.2 Для измерения освещенности, шероховатости поверхности объекта контроля следует применять исправные средства измерений, прошедшие метрологическую поверку:

- люксметры;
- измерители шероховатости или образцы шероховатости.

8.1.7.3 Для измерения параметров сварных соединений и поверхностных дефектов следует применять исправные средства измерений, прошедшие метрологическую поверку/калибровку:

- лупы измерительные;
- угольники поверочные 90° лекальные;
- штангенциркули и штангенрейсмасы;
- шаблоны, в т. ч. универсальные.

8.1.7.4 Для измерения больших линейных размеров элементов или отклонений от формы и расположения поверхностей элементов следует применять штриховые меры длины (стальные измерительные линейки, рулетки).

8.1.7.5 Погрешность измерений линейных размеров – не более величин, приведенных в таблице 8.1, если в ТД не предусмотрены иные требования.

Т а б л и ц а 8.1 – Величина погрешности измерений линейных размеров

В миллиметрах

№ п/п	Диапазон измеряемой величины	Погрешность измерения
1	2	3
1	От 0 до 10 включ.	0,1
2	Св. 10 до 100 включ.	0,5
3	Св. 100	1,0

8.1.7.6 Допускается проведение ВИК с применением оборудования АВИК.

АВИК является разновидностью ВИК с применением сканера для получения трехмерной модели поверхности, при этом поиск особенностей на поверхности осуществляется с использованием программных средств с привязкой результатов к координатам относительно сварного шва.

АВИК проводят в соответствии с операционной технологической картой, разработанной на основе методики АВИК. Методику АВИК разрабатывает изготовитель

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

оборудования АВИК или представитель изготовителя. Методика АВИК должна быть согласована с ООО «НИИ Транснефть».

Персонал, выполняющий АВИК, должен пройти обучение правилам эксплуатации применяемого оборудования в соответствии с требованиями изготовителя оборудования АВИК, а также иметь документ, подтверждающий факт прохождения обучения работе с оборудованием АВИК от изготовителя или представителя изготовителя оборудования АВИК. Перед применением оборудования АВИК на объекте ОСТ необходимо проконтролировать не менее одного сварного соединения в присутствии комиссии, в состав которой должен входить специалист по НК заказчика и СК. Состав комиссии определяет заказчик. В ходе НК определяют работоспособность оборудования АВИК и соответствие действий персонала операционной технологической карте АВИК.

8.1.8 Условия выполнения ВИК

8.1.8.1 ВИК при монтаже и ремонте трубопроводов выполняют непосредственно на месте монтажа/ремонта. При этом должно быть обеспечено удобство подхода лиц, выполняющих ВИК, к месту проведения работ по ВИК и созданы условия для безопасного выполнения работ.

8.1.8.2 Освещенность контролируемых поверхностей в соответствии с [ГОСТ Р 58399](#) должна быть не менее:

- 500 лк при естественном освещении или общем освещении лампами накаливания;
- 1000 лк при общем освещении разрядными лампами или светодиодными лампами;
- 2000 лк при комбинированном освещении лампами накаливания;
- 3000 лк при комбинированном освещении разрядными лампами.

Примечание – Под общим освещением понимают такое расположение светильников, при котором они создают равномерную освещенность во всех точках производственного помещения (или естественное освещение). Под комбинированным освещением понимают такое расположение светильников, при котором на рабочих местах есть местное освещение, а по всей площади помещения – общее, создающее освещенность не менее 50 лк для ламп накаливания и не менее 100 лк для разрядных ламп

8.1.8.3 Проверку уровня освещенности на рабочих местах при ВИК осуществляют люксметром перед визуальным осмотром каждого сварного соединения в месте с минимальной освещенностью, а также при изменении уровня освещенности в меньшую сторону.

8.1.8.4 Перед проведением ВИК поверхность сварного соединения в зоне контроля подлежит зачистке до чистого металла от изоляции, продуктов коррозии, окалина, грязи, краски, масла, шлака, брызг расплавленного металла, и других загрязнений, препятствующих проведению ВИК.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Зона зачистки должна включать в себя поверхность свариваемых деталей. Ширина зоны зачистки – не менее значений, приведенных в 8.1.6.

Шероховатость поверхностей зон, примыкающих к сварному шву, должна составлять не более Ra 12,5 мкм (Rz 80 мкм), что обеспечивается зачисткой поверхностей перед ВИК шаберами, напильниками, шлифмашинками с круглыми металлическими щетками. Допускается применять другие виды обработки поверхности, обеспечивающие шероховатость не более Ra 12,5 мкм (Rz 80 мкм).

Если следующие после ВИК операции требуют более высокой степени очистки, то очистку поверхности выполняют в соответствии с требованиями, установленными к последующим операциям.

8.1.9 Оценку шероховатости контролируемых поверхностей допускается проводить путем ее сравнения с поверхностью образцов шероховатости, аттестованных в установленном порядке.

8.1.10 Порядок выполнения ВИК сварных соединений

8.1.10.1 Перед ВИК следует выполнить разметку сварного соединения водонесмываемым маркером/маркером по металлу, обеспечивающим сохранение маркировки до сдачи трубопровода под изоляцию. При разметке сварного соединения задают начало и направление отсчета координат мерного пояса (от верхней образующей трубы по часовой стрелке по предполагаемому ходу перекачиваемого продукта).

8.1.10.2 ВИК проводят в соответствии с операционной технологической картой.

8.1.10.3 Перед началом ВИК специалист, осуществляющий ВИК, должен:

- получить задание на ВИК с указанием типа и номера сварного соединения, параметров соединения и его элементов;

- ознакомиться с технологической инструкцией и операционной технологической картой, конструкцией и особенностями технологии выполнения сварных соединений в части способа сварки, а также документами, в которых указаны допущенные отклонения от установленной технологии (если таковые предусмотрены ТД).

8.1.10.4 В выполненном сварном соединении визуально следует контролировать:

- наличие маркировки сварного шва (нанесенной несмываемым маркером) и правильность ее выполнения;
- наличие клейма сварщика/бригады сварщиков;
- отсутствие/наличие на поверхности сварных соединений поверхностных трещин всех видов и направлений, включений, отслоений, прожогов, свищей, наплывов, усадочных

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

раковин, подрезов, непроваров, брызг расплавленного металла, незаваренных кратеров, прижогов металла в местах касания сварочной дугой поверхности основного металла;

- наличие зачистки поверхности сварного соединения (сварного шва и прилегающих участков основного металла) под последующий НК;

- отсутствие/наличие на поверхности сварных соединений посторонних предметов, остатков присадочной проволоки, электродов, арматуры и т. п. (осмотр сварного соединения изнутри осуществляется при наличии доступа согласно действующим НД);

- наличие мест доработки/шлифовки поверхности сварного соединения, околошовной зоны или тела трубы.

8.1.10.5 По результатам визуального осмотра необходимо несмываемым маркером отметить дефектные участки и участки, для оценки качества которых требуется провести измерительный контроль.

Выявленные при осмотре области доработки/шлифовки отметить несмываемым маркером.

Все выявленные области доработки/шлифовки указывают в заключении по результатам ВИК и обозначают условной записью Fe.

При сокращенном описании дефекта обозначают координату начала дефекта (в миллиметрах) относительно точки начала отсчета, длину дефекта (вдоль сварного шва). Обозначения отделяют друг от друга дефисом.

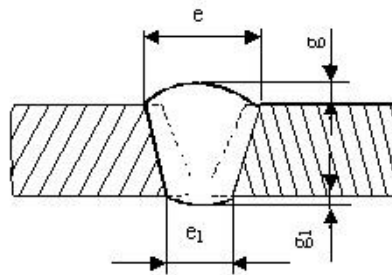
Оценку допустимости области доработки/шлифовки проводят по результатам УЗТ, выполняемой согласно 8.5.25.

8.1.11 Измерительный контроль сварного соединения осуществляют для:

- измерения величины смещения кромок, свариваемых элементов;
- проверки геометрических параметров формы сварного шва;
- измерения чешуйчатости сварного шва;
- измерения глубины межваликовой канавки/западания между валиками;
- определения координат и протяженности поверхностных дефектов, выявленных при визуальном контроле;
- измерения глубины и протяженности подрезов;
- измерения наименьшего расстояния между продольными сварными соединениями, прилегающими к поперечному сварному соединению с указанием типов секций – одношовных или двухшовных;
- размеров катетов угловых сварных соединений.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Размеры стыкового сварного шва, подлежащие измерениям при ВИК, приведены на рисунке 8.1.

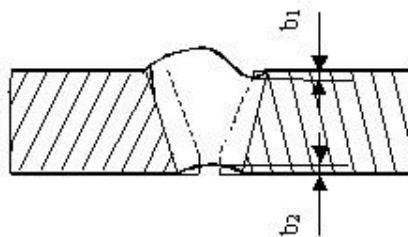


$e, e1$ – ширина сварного шва;

$g, g1$ – величина выпуклости сварного шва

Рисунок 8.1 – Размеры стыкового сварного шва, подлежащие измерениям при ВИК

Геометрические отклонения стыкового сварного шва, подлежащие измерениям при ВИК, приведены на рисунке 8.2.

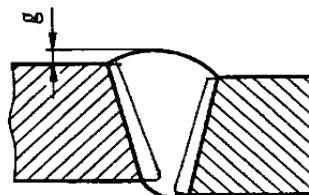


$b1$ – глубина подреза;

$b2$ – глубина вогнутости корня шва (утяжины)

Рисунок 8.2 – Геометрические отклонения стыкового сварного шва, подлежащие измерениям при ВИК

Схема измерения выпуклости стыкового сварного шва при различном уровне наружных поверхностей деталей, вызванным смещением при сборке соединения под сварку приведена на рисунке 8.3.

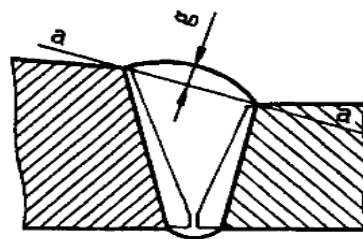


g – величина выпуклости сварного шва

Рисунок 8.3 – Схема измерения высоты стыкового сварного шва при различном уровне наружных поверхностей деталей, вызванным смещением при сборке соединения под сварку

Схема измерения выпуклости стыкового сварного шва при различном уровне наружных поверхностей деталей, вызванном разницей в толщинах стенок приведена на рисунке 8.4

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

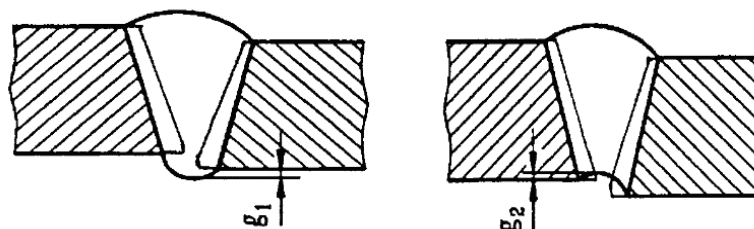


g — величина выпуклости сварного шва;

a — вспомогательная линия для измерения

Рисунок 8.4 – Схема измерения высоты стыкового сварного шва при различном уровне наружных поверхностей деталей, вызванном разницей в толщинах стенок

Схема измерения выпуклости и вогнутости корня одностороннего стыкового сварного шва приведена на рисунке 8.5

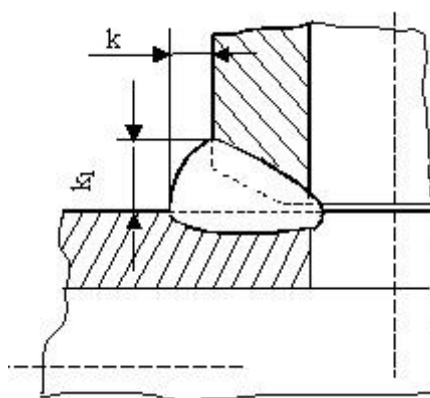


$g1$ — величина выпуклости корня одностороннего сварного шва;

$g2$ — величина вогнутости корня одностороннего сварного шва

Рисунок 8.5 – Схема измерения выпуклости и вогнутости корня стыкового сварного шва

Размеры углового сварного шва, подлежащие измерениям при ВИК, приведены на рисунке 8.6.



$k, k1$ — размеры катетов углового сварного шва

Рисунок 8.6 – Размеры углового сварного шва, подлежащие измерениям при ВИК

8.1.12 Величина выпуклости/высоты сварного шва и ширина сварного шва должны определяться не реже чем через 1 м по длине соединения, но не менее чем в трех сечениях, равномерно расположенных по длине сварного шва. При этом измерения выполняют в

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

первую очередь на участках сварного шва, вызывающих сомнение по результатам визуального контроля.

8.1.13 Измерение глубины западания между валиками при условии, что высоты валиков отличаются друг от друга, следует выполнять относительно валика, имеющего меньшую высоту. Аналогично следует определять и глубину чешуйчатости (по меньшей высоте двух соседних чешуек).

8.1.14 Величину выпуклости и вогнутости валиков стыкового сварного шва оценивают по максимальной высоте/глубине расположения поверхности сварного шва от уровня расположения наружной свариваемой поверхности. Если уровни поверхности деталей отличаются друг от друга, измерения выполняют по схемам измерения, приведенным на рисунках 8.3 – 8.5.

8.1.15 Общие требования к выполнению измерительного контроля сварных швов приведены в таблице 8.2.

Т а б л и ц а 8.2 – Общие требования к выполнению измерительного контроля сварных швов

№ п/п	Контролируемый параметр	Средство измерений ¹⁾	Общие требования
1	2	3	4
1	Величина выпуклости/вогнутости сварного шва	Штангенциркуль с опорой, шаблон Ушера-Маршака, приспособление с индикатором часового типа, шаблоны сварщика или аналогичные средства измерений	Записи подлежат дефекты, параметры которых не соответствуют критериям по 11.1.10. В заключении по результатам ВИК указывают наибольшее и наименьшее значение контролируемого параметра (с указанием координаты по мерному поясу)
2	Ширина сварного шва	Штангенциркуль или аналогичные средства измерений	Записи подлежат дефекты, параметры которых не соответствуют критериям по 11.1.10. В заключении по результатам ВИК следует указывать наибольшее и наименьшее значение контролируемого параметра (с указанием координаты по мерному поясу)
3	Глубина подреза	Приспособление для измерения глубины подреза	Измеряют каждый подрез глубиной более уровня фиксации
4	Величина смещения кромок	Штангенциркуль с опорной планкой, приспособление с индикатором часового типа, шаблоны сварщика или аналогичные средства измерений	Измерение в местах, вызывающих сомнение по результатам визуального контроля. Записи подлежат недопустимые дефекты, при их отсутствии – максимальное значение (с указанием координаты по мерному поясу)

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

№ п/п	Контролируемый параметр	Средство измерений ¹⁾	Общие требования
1	2	3	4
5	Катет углового сварного шва	Шаблон Ушера-Маршака или аналогичное средство измерений	Измерение в местах с наибольшим и наименьшим значением. Наибольшее и наименьшее значение записать в заключение по результатам ВИК
6	Чешуйчатость сварного шва	Штангенциркуль с опорной планкой, приспособление с индикатором часового типа, шаблоны сварщика или аналогичные средства измерений	Измерение в местах, вызывающих сомнение по результатам визуального контроля. Записи подлежат только недопустимые дефекты
7	Глубина западаний между валиками	Штангенциркуль с опорной планкой, приспособление с индикатором часового типа, шаблоны сварщика или аналогичные средства измерений	Измерение в местах, вызывающих сомнение по результатам визуального контроля. Записи подлежат только недопустимые дефекты
8	Размеры (диаметр, длина, ширина) одиночных несплошностей	Лупа измерительная, линейка, штангенциркуль	Измерению подлежит каждая несплошность. Записи подлежат только недопустимые дефекты
9	Плавность перехода	Шаблон оценки плавности перехода	Оценка в местах, вызывающих сомнение по результатам визуального контроля. Записи подлежат только недопустимые дефекты
¹⁾ Погрешность согласно 8.1.7.5.			

8.1.16 Измерение величины смещения кромок следует проводить с «низкой» на «высокую» и с «высокой» на «низкую» стороны сварного соединения. За величину смещения принимают максимальное значение. Измерение величины смещения следует выполнять с шагом не более 1 м по длине сварного шва, но не менее чем в трех сечениях, равномерно расположенных по длине сварного шва и в местах, вызывающих сомнение по результатам визуального контроля.

Измерение величины смещения внутри трубы при наличии доступа выполнять в местах, вызывающих сомнение по результатам визуального контроля.

8.1.17 Размеры катетов угловых сварных соединений должны быть приведены в конструкторской документации на это соединение или узел, частью которого оно является. Там же должны быть приведены контрольные точки, в которых необходимо выполнять измерения.

8.1.18 Определение высоты, выпуклости и вогнутости углового сварного шва выполняют, только если это указано в ТД/конструкторской документации.

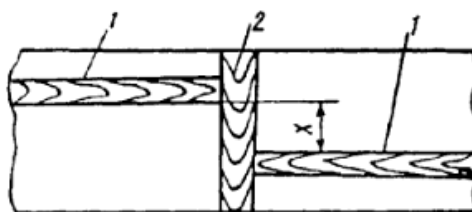
ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Выпуклость/вогнутость углового сварного шва оценивают по максимальной высоте/глубине расположения поверхности сварного шва от линии, соединяющей края поверхности сварного шва в одном поперечном сечении.

8.1.19 При ремонте дефектных участков в основном металле и сварных соединениях визуально необходимо контролировать:

- ширину зоны зачистки околошовной зоны;
- отсутствие/наличие дефектов (трещин, включений, свищей, прожогов, наплывов, усадочных раковин, подрезов, несплавлений, брызг расплавленного металла, западаний между валиками, грубой чешуйчатости, прижогов металла) на поверхности ремонтируемого участка и в околошовной зоне;
- наличие мест шлифовки околошовной зоны.

8.1.20 Значение измеренного наименьшего расстояния между продольными сварными швами, прилегающими к поперечному сварному шву, типы секций заносят в заключение по результатам ВИК вместе с результатами ВИК. Схема измерения расстояния между продольными сварными швами приведена на рисунке 8.7.



1 – продольный шов; 2 – кольцевой шов; X – расстояние между сварными швами

Рисунок 8.7 – Схема измерения расстояния между продольными сварными швами

8.1.21 При сокращенном описании дефектов обозначают координату начала дефекта (в миллиметрах) относительно точки начала отсчета, и длину дефекта (вдоль сварного шва), глубину или высоту дефекта.

Обозначения отделяют друг от друга дефисом.

8.1.22 Результаты ВИК оформляют в соответствии с разделом 7. Заключение по результатам ВИК, подтвержденное специалистом СК заказчика, предоставляют производителю сварочно-монтажных работ:

- в срок не более 48 ч после окончания сварки стыка;
- в срок не более 72 ч после выполнения сварочно-монтажных работ на ремонтных стыках, захлестах линейной части магистрального трубопровода, стыках, выполняемых для устранения разрывов, разнотолщинных сварных соединениях.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

При проведении работ по ВИК в период плановой остановки трубопровода сроки предоставления заключений по результатам ВИК определяют в соответствии с [ОР-75.200.00-КТН-0085-21](#).

8.2 Капиллярный контроль

8.2.1 ПВК сварных соединений трубопроводов следует выполнять в соответствии с [ГОСТ 18442](#).

8.2.2 ПВК предназначен для обнаружения поверхностных (выходящих на поверхность) и сквозных дефектов типа трещин, подрезов, несплавлений, незаваренных кратеров, прожогов, неметаллических включений, расслоений и т. п. и определения их расположения, протяженности и ориентации по поверхности.

8.2.3 При ПВК выявляют дефекты минимальным размером (шириной раскрытия) от 1 до 10 мкм, что соответствует классу чувствительности II по [ГОСТ 18442](#).

Примечание – Выявление дефектов с шириной раскрытия более 0,5 мм не гарантируется.

8.2.4 Сварное соединение допускается к проведению ПВК при наличии заключения по результатам ВИК.

8.2.5 Условия проведения ПВК

8.2.5.1 Контролируемая зона сварного соединения должна включать сварной шов, а также примыкающие к нему с обеих сторон участки основного металла шириной не менее четырех толщин стенки свариваемых деталей.

8.2.5.2 К контролируемой поверхности должен быть обеспечен доступ, необходимый для нанесения индикаторного пенетранта, его удаления, нанесения проявителя и визуального осмотра индикаторного следа.

8.2.5.3 Шероховатость контролируемой поверхности должна быть не более Ra 6,3 мкм (Rz 40 мкм) при условии отсутствия окрашенного фона. Шероховатость определяют измерителем шероховатости или сравнением с аттестованными образцами шероховатости.

8.2.5.4 На контролируемой поверхности не должно быть следов масел, пыли и других загрязнений.

8.2.5.5 Температура контролируемого объекта и индикаторного пенетранта должна быть в пределах, указанных в ТД на данный дефектоскопический материал и объект контроля.

8.2.6 Средства проведения ПВК

8.2.6.1 Перечень материалов и инструментов, применяемых при проведении ПВК, должен соответствовать [ОР-91.200.00-КТН-284-09](#).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.2.6.2 Дефектоскопические материалы должны обеспечивать выполнение требований, приведенных в 8.2.3.

8.2.6.3 Дефектоскопические материалы используют в виде наборов, включающих:

- индикаторный пенетрант;
- очиститель объекта контроля от пенетранта;
- проявитель индикаторного следа дефекта.

Для ПВК сварных соединений рекомендуется применять готовые дефектоскопические наборы в аэрозольных упаковках, обеспечивающие выполнение требований, приведенных в 8.2.3.

8.2.6.4 Допускается применение индикаторных пенетрантов следующих типов:

- цветные пенетранты, содержащие краситель с характерным цветовым фоном (обычно красным);
- люминесцентные пенетранты с примесями, люминесцирующими под воздействием ультрафиолетового излучения.

8.2.6.5 Для осмотра объектов контроля и поиска индикаторного рисунка несплошностей рекомендуется применять лупы с увеличением не менее 2 крат.

8.2.6.6 Для изучения индикаторного следа несплошности, его формы и размеров необходимо использовать лупы или оптические приборы с увеличением не менее 20 крат.

8.2.6.7 При необходимости подогрева контролируемой поверхности применяют промышленный фен или другие нагревательные устройства.

8.2.6.8 Перед каждым проведением ПВК дефектоскопические материалы должны быть проверены. Проверку пригодности и проверку чувствительности дефектоскопических материалов проводят на СОП.

8.2.6.9 СОП должны иметь дефекты типа трещин с раскрытиями, соответствующими требуемой чувствительности.

8.2.6.10 Для проверки чувствительности используют два СОП:

- рабочий, предназначенный для проверки дефектоскопических материалов на пригодность;
- контрольный, предназначенный для контрольной проверки дефектоскопических материалов при получении на рабочем СОП неудовлетворительных результатов.

Для проверки качества пенетранта и проявителя СОП подвергают ПВК. Затем индикаторный рисунок выявленных дефектов сравнивают с приведенными в паспорте СОП рисунками, зафиксированными на фотографии или дефектограмме. При анализе рисунка учитывают полноту выявления трещин, контрастность и яркость их рисунка, а также

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

состояние фона СОП. При хорошем качестве составов отношение суммарной длины выявленных трещин к длине трещин, имеющих на СОП, должно составлять не менее 95 %.

8.2.6.11 СОП должны быть калиброваны. Калибровку СОП следует проводить не реже 1 раза в 3 года или согласно срокам, приведенным в паспорте СОП.

8.2.6.12 Каждый СОП должен быть промаркирован и иметь паспорт.

8.2.6.13 Паспорт СОП должен содержать:

- фотографию СОП с выявленными несплошностями;
- размеры несплошностей (ширина раскрытия, глубина, длина);
- сведения об уровне чувствительности;
- сведения о наборе дефектоскопических материалов, с помощью которых

производился ПВК;

- результаты переаттестации;
- условия хранения.

8.2.7 Подготовка к проведению ПВК

8.2.7.1 Перед началом ПВК специалист, осуществляющий ПВК, должен:

- выполнить требования, приведенные в 8.1.10.3;
- ознакомиться с результатами предшествующего НК в соответствии с результатами

ВИК;

- убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов.

8.2.7.2 Перед проведением ПВК необходимо:

- проверить пригодность дефектоскопических материалов в соответствии с 8.2.6.8;
- подготовить рабочее место для проведения ПВК;
- подготовить поверхности контролируемого объекта к ПВК.

8.2.7.3 Подготовка рабочего места для проведения ПВК заключается в обеспечении доступа к контролируемому объекту, включая установку подмостков, установку переносных осветительных приборов и устройств подогрева воздуха, монтаж укрытий (при необходимости). Подготовку рабочего места проводит бригада по устранению дефектов, ЛАЭС или подрядная строительная организация.

8.2.7.4 Подготовку поверхности контролируемого объекта проводят путем последовательного выполнения следующих операций:

- зачистить поверхности контролируемого объекта от следов коррозии, загрязнений путем механической обработки, обеспечивающей шероховатость и чистоту контролируемой поверхности согласно 8.2.5. Зачистку следует проводить механическим способом с применением машин шлифовальных с металлическими щетками, напильников, шаберов и

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

т. д. Если следующие после ПВК операции требуют более высокой степени очистки, следует выполнять очистку поверхности в соответствии с этими требованиями;

- очистить полости дефектов и обезжиривания бензином/ацетоном для удаления следов масел, смазок и других загрязнений с последующей протиркой чистой сухой безворсовой хлопчатобумажной тканью;

- обезжирить бензином/ацетоном, затем осушить спиртом при ПВК в условиях низких температур от минус 40 °С до 8 °С контролируемую поверхность следует.

При появлении отпотевания поверхность необходимо осушить сухой безворсовой хлопчатобумажной тканью или теплым воздухом.

При необходимости контролируемую поверхность просушивают с помощью промышленного фена или других безогневых нагревательных приборов и подогревают до рабочей температуры дефектоскопических материалов (как правило, от 10 °С до 40 °С).

Температуру поверхности необходимо измерять поверенным термометром.

8.2.8 Проведение ПВК

8.2.8.1 ПВК проводят в соответствии с операционной технологической картой.

8.2.8.2 Промежуток времени между окончанием подготовки поверхности к ПВК и нанесением индикаторного пенетранта не должен превышать 30 мин. В течение этого времени должна быть исключена возможность конденсации атмосферной влаги на контролируемой поверхности, а также попадание на нее различных загрязнений.

8.2.8.3 Индикаторный пенетрант на контролируемую поверхность распыляют с применением пульверизаторов или аэрозольных баллонов. Время контакта пенетранта с поверхностью объекта зависит от используемого пенетранта и установлено в ТД на пенетрант. Не допускается высыхание индикаторного пенетранта на поверхности.

8.2.8.4 ПВК сварного шва следует проводить последовательно по участкам, длина которых в зависимости от диаметра изделия составляет:

- для изделий с диаметром не более 1020 мм – до 700 мм;
- для изделий диаметром 1020 мм и более – до 1000 мм.

8.2.8.5 При ПВК по участкам их длину и площадь устанавливают так, чтобы не допускать высыхания индикаторного пенетранта. Площадь контролируемого участка – не более от 0,6 до 0,8 м².

8.2.8.6 Удаление избытка индикаторного пенетранта выполняют с помощью соответствующего очистителя.

8.2.8.7 Интенсивность удаления избытка пенетранта и время контакта очистителя с поверхностью должны быть минимальными, чтобы исключить вымывание пенетранта из

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть».

Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

несплошностей.

8.2.8.8 Общее время удаления избытка пенетранта с поверхности и до нанесения проявителя устанавливается – в соответствии с сопроводительными документами на используемые дефектоскопические материалы.

8.2.8.9 Полноту удаления избытка индикаторного пенетранта определяют визуально до полного отсутствия окрашенного фона – при протирке поверхности белой сухой безворсовой хлопчатобумажной тканью на ней не должны присутствовать окрашенные следы пенетранта.

8.2.8.10 Жидкий проявитель наносят тонким равномерным слоем распылением с применением пульверизаторов или аэрозольных баллонов сразу после удаления с контролируемой поверхности избытков пенетранта.

8.2.8.11 Технология нанесения проявителя – согласно инструкции изготовителя, при этом следует обеспечивать постоянную толщину наносимого слоя. Не допускаются проблески непокрытого металла, подтеки и наплывы проявителя.

8.2.8.12 Сушку проявителя следует проводить за счет естественного испарения или обдувом подогретым воздухом с температурой $(60 \pm 10)^\circ\text{C}$ (если иное не предусмотрено сопроводительными документами на используемые дефектоскопические материалы).

8.2.8.13 При ПВК в условиях низких температур для сушки дополнительно могут быть применены отражательные электронагревательные приборы.

8.2.8.14 В процессе проведения ПВК необходимо поддерживать температуру поверхности контролируемого соединения в пределах от 10°C до 40°C .

Данное требование не распространяется при применении низкотемпературных наборов ПВК.

8.2.9 Осмотр контролируемой поверхности

8.2.9.1 Осмотр контролируемой поверхности проводят 2 раза – сразу после высыхания проявителя и через 20 мин после первого осмотра. Осмотр проводят визуально или с применением лупы и вспомогательных устройств.

8.2.9.2 Обнаружение дефекта проводят визуально при естественном или искусственном освещении по яркому цветному индикаторному следу, образующемуся на белом фоне проявителя.

8.2.9.3 Требования к освещенности контролируемых поверхностей приведены в таблице 8.3.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Таблица 8.3 – Требования к освещенности контролируемых поверхностей

№ п/п	Класс чувствительности по ГОСТ 18442	Ультрафиолетовая облученность при использовании люминесцентных методов		Освещенность, лк, при использовании цветных и яркостных методов для ламп			
				люминесцентных или светодиодных		накаливания	
		относительная единица	мкВт/см ²	комбинированная	общая	комбинированная	общая
1	2	3	4	5	6	7	8
1	II	300±100	3000±1000	2500	750	2000	500

8.2.10 По результатам осмотра проводят идентификацию выявленных дефектов контролируемого объекта.

8.2.10.1 Индикаторные следы при наличии дефектов на контролируемой поверхности подразделяют на две группы:

- протяженные – индикаторный след с отношением его максимальной длины к максимальной ширине более 3 (трещины, подрезы, резкие западания металла сварного шва, близко расположенные поры и др.);

- округлые – индикаторный след с отношением его максимальной длины к максимальной ширине не более 3 (поры, шлаковые включения и др.).

8.2.10.2 Если расстояние между краями индикаций меньше протяженности наименьшей из двух рассматриваемых, то данные индикации оценивают как один дефект.

8.2.10.3 Идентификацию дефектов при ПВК проводят как по индикаторным следам, так и по фактическим характеристикам выявленных несплошностей после удаления проявителя в зоне зафиксированных индикаторных следов.

Примечания

1 При ПВК существует вероятность возникновения ложных индикаторных следов, которые могут быть ошибочно идентифицированы как дефекты. Причинами их возникновения могут быть:

- незначительные повреждения поверхности объекта – дефекты с размерами менее нормируемых (риски, заусенцы, особенно смятые), скопления (цепочки) забоин, следы коррозии;

- изменения микрорельефа и формы контролируемой поверхности, обусловленные особенностями их конструкции или технологией изготовления, наплавы в сварных швах, уступы при величине западаний между валиками более 1 мм, следы протяжек и др.;

- загрязнения поверхности – следы покрытий, окрашенные волокна ворсистой ветоши; следы высохшей проникающей жидкости при плохой промывке поверхности от пенетранта, следы от соприкосновения с обезжиренной поверхностью пальцев рук или загрязненных перчаток.

2 При выявлении мест с ложными следами, индикаторный след удаляют и проводят визуальный осмотр поверхности с применением лупы.

3 В сомнительных случаях проводят повторный контроль. Если индикаторный след отсутствует или меняет форму и местоположение, то такую индикацию считают случайной/ложной и при оценке качества не учитывают.

8.2.10.4 Обнаруженные в результате ПВК недопустимые дефекты необходимо отметить на поверхности проконтролированного участка водонесмываемыми маркерами.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.2.11 Результаты ПВК оформляют в соответствии с разделом 7. Заключение по результатам ПВК, подтвержденное специалистом СК заказчика, предоставляют производителю сварочно-монтажных работ:

- в срок не более 48 ч после окончания сварки стыка;
- в срок не более 72 ч после выполнения сварочно-монтажных работ на ремонтных

стыках, захлестах линейной части магистрального трубопровода, стыках, выполняемых для устранения разрывов, разнотолщинных сварных соединениях.

При проведении ПВК в период плановой остановки трубопровода сроки предоставления заключений по результатам НК определяют в соответствии с [ОР-75.200.00-КТН-0085-21](#).

8.3 Магнитопорошковый контроль

8.3.1 МК сварных соединений трубопроводов и их участков после ремонта следует выполнять в соответствии с [ГОСТ Р 56512](#).

8.3.2 МК предназначен для обнаружения поверхностных, выходящих на поверхность и подповерхностных дефектов типа трещин, подрезов, несплавлений, незаваренных кратеров, прожогов, неметаллических включений, расслоений и т. п.

8.3.3 МК проводят дополнительно к другим методам НК для получения дополнительной информации о наличии, количестве и размерах поверхностных и подповерхностных дефектов.

8.3.4 МК выявляют дефекты с раскрытием не менее 0,01 мм и протяженностью не менее 0,5 мм.

8.3.5 Сварное соединение допускается к проведению МК при наличии заключения по результатам ВИК.

8.3.6 Контролируемая зона сварного соединения должна включать сварной шов, а также примыкающие к нему участки основного металла, которые в обе стороны от сварного шва должны быть не менее:

- 20 мм, но не менее толщины стенки свариваемых деталей при строительстве трубопроводов;
- четырех толщин стенок свариваемых деталей в процессе выборочного ремонта и ДДК трубопроводов, находящихся в эксплуатации или режиме консервации.

8.3.7 Условия выявления дефектов при проведении МК:

- наличие доступа к контролируемой поверхности, необходимого для подвода НУ, нанесения индикаторной среды (магнитной суспензии, сухого порошка) и визуального осмотра зоны контроля;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- шероховатость контролируемой поверхности – не более Ra 10 мкм (Rz 63 мкм).

8.3.8 МК сварных соединений проводят способом приложенного поля, вид намагничивания – продольное (полюсное).

8.3.9 Средства проведения МК

8.3.9.1 Перечень оборудования, материалов и инструментов для проведения МК должен соответствовать [ОР-91.200.00-КТН-284-09](#).

8.3.9.2 При МК применяют:

- переносные, универсальные и специализированные дефектоскопы полюсного намагничивания, обеспечивающие выявление дефектов в соответствии с требованиями, приведенными в 8.3.4;

- электромагниты и соленоиды с источниками питания и управления;

- гибкие силовые кабели для установки на поверхности контролируемого сварного соединения;

- устройства нанесения индикатора намагниченности (магнитного порошка, суспензии);

- приборы измерения напряженности магнитного поля, значения намагниченности, концентрации магнитной суспензии;

- источники освещенности контролируемой поверхности;

- фотоэлектрический люксметр общего назначения для контроля освещенности и облученности;

- СОП;

- оптические средства (лупы, измерительные лупы);

- размагничивающие устройства;

- измеритель намагниченности.

8.3.9.3 Средства измерений, применяемые при МК, должны пройти метрологическую поверку.

8.3.9.4 При работе с магнитными дефектоскопами с питанием от сети недопустимы колебания напряжения питания более $\pm 5\%$.

8.3.9.5 Для проверки дефектоскопов и дефектоскопических материалов используют СОП.

8.3.9.6 СОП в соответствии с [ГОСТ Р 56512](#) должны быть изготовлены из стали, по своим магнитным характеристикам близкой к стали контролируемого сварного соединения, или из магнитомягкой стали.

8.3.9.7 Допускается использование СОП с естественными дефектами.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.3.9.8 СОП должны быть аттестованы. Аттестацию СОП следует проводить не реже 1 раза в 3 года или согласно срокам, приведенным в паспорте СОП.

8.3.9.9 Каждый СОП должен быть промаркирован и иметь паспорт.

8.3.9.10 Паспорт СОП должен содержать:

- фотографию СОП с выявленными несплошностями;
- сведения о материале, из которого изготовлен образец;
- размеры несплошностей (ширина раскрытия, глубина, длина);
- сведения об уровне чувствительности;
- режим намагничивания;
- результаты переаттестации;
- условия хранения.

8.3.10 Требования к дефектоскопическим материалам

8.3.10.1 В качестве индикаторов несплошностей основного металла и сварных соединений используют черные и цветные магнитные или магнитолюминесцентные порошки или суспензии на основе этих порошков.

8.3.10.2 Зернистость магнитных индикаторов:

- для суспензии – не более 0,05 мм (50 мкм);
- для сухого порошка – не более 0,15 мм (150 мкм).

8.3.10.3 Черные порошки предназначены для МК сварных соединений со светлой поверхностью.

8.3.10.4 Цветные порошки предпочтительно использовать для контроля сварных соединений с блестящей или темной поверхностью.

8.3.10.5 Каждая партия дефектоскопических материалов, используемых для МК, должна быть проверена на:

- наличие на каждой пачке, коробке, емкости этикеток или сертификатов;
- целостность упаковки;
- срок годности;
- возможность обеспечения чувствительности МК в соответствии с требованиями,

приведенными в 8.3.4.

Проверку следует проводить на аттестованных СОП.

8.3.11 Подготовка к проведению МК

8.3.11.1 Перед началом МК специалист, осуществляющий НК, должен:

- выполнить требования, приведенные в 8.1.10.3;
- ознакомиться с результатами предшествующего НК;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов.

8.3.11.2 При подготовке сварного соединения с контролируемой поверхности необходимо удалить продукты коррозии, остатки окалины, масляные загрязнения.

8.3.11.3 Подготовку поверхности сварного соединения осуществляют зачисткой от следов коррозии, загрязнений и др. путем механической обработки.

8.3.11.4 При необходимости контролируемую поверхность просушивают с помощью промышленного фена или других безогневых нагревательных приборов.

8.3.11.5 Непосредственно перед контролем поверхность протирают сухой безворсовой хлопчатобумажной тканью.

8.3.11.6 После подготовки поверхности необходимо провести разметку поверхности сварного соединения на участки длиной не более 500 мм каждый с учетом перекрытия зон контроля. Разметку выполняют водонесмываемыми маркерами.

8.3.11.7 Для дальнейшей подготовки контролируемой поверхности под МК применяют следующие материалы:

- моющие средства, растворители (бензин, керосин, ацетон и т. п.), спирт;
- волосяные щетки, кисти, мелкая наждачная бумага, скребки, напильники, хлопчатобумажная безворсовая ветошь;
- белая контрастная краска.

8.3.11.8 Подготовка рабочего места для проведения МК заключается в обеспечении доступа к контролируемому сварному соединению, включая установку подмостков, монтаж электросилового оборудования, установку переносных осветительных приборов и устройств подогрева воздуха, монтаж укрытий (при необходимости). Подготовку рабочего места проводит бригада по устранению дефектов, ЛАЭС или подрядная строительная организация.

8.3.12 Проведение МК

8.3.12.1 МК проводят в соответствии с операционной технологической картой.

8.3.12.2 Перед проведением МК следует:

- выполнить проверку дефектоскопических материалов в соответствии с требованиями, приведенными в 8.3.10.5;
- проверить работоспособность аппаратуры и чувствительность МК с помощью контрольного образца и измерителя магнитного поля.

8.3.12.3 При проведении МК следует выполнить следующие операции:

- включить дефектоскоп;
- включить устройство для перемешивания магнитной суспензии;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- установить магниты/электромагниты дефектоскопа на контролируемую поверхность;

- при использовании электромагнитов установить по индикатору дефектоскопа расчетную величину намагничивающего тока или поля;

- намагнитить контролируемый объект;

Примечание – Время намагничивания не ограничивается и определяется вязкостью суспензии. Комбинированное намагничивание в один прием выполняют с помощью четырехполюсного электромагнита.

- обработать контролируемую поверхность магнитной суспензией.

8.3.12.4 Для выявления различно ориентированных дефектов каждое контролируемое соединение или его участок следует намагничивать в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

8.3.12.5 Для исключения пропуска несплошностей при МК сварного соединения по участкам каждый последующий участок должен перекрывать предыдущий на ширину не менее 30 мм.

8.3.12.6 Магнитную суспензию наливают на поверхность или распыляют.

8.3.12.7 Сухой магнитный порошок наносят на контролируемую поверхность при помощи различных распылителей или способом воздушной взвеси.

Способ воздушной взвеси применяют при выявлении подповерхностных дефектов, а также дефектов под слоем немагнитного покрытия толщиной от 100 до 200 мкм.

8.3.13 Осмотр контролируемой поверхности

8.3.13.1 Осмотр контролируемой поверхности и регистрацию индикаторных рисунков выявляемых дефектов проводят визуально после стекания с контролируемой поверхности изделия основной массы суспензии.

8.3.13.2 При визуальном осмотре допускается использование различных оптических устройств (луп, микроскопов, эндоскопов).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Выбираемое увеличение оптического устройства зависит от шероховатости поверхности детали, типа обнаруживаемых дефектов и т. п.

8.3.13.3 Освещенность контролируемой поверхности при использовании магнитных порошков естественной окраски, а также цветных магнитных порошков должна быть не менее 1000 лк. При этом следует применять комбинированное освещение (общее и местное).

8.3.13.4 При использовании люминесцентных магнитных порошков осмотр контролируемой поверхности следует проводить при ультрафиолетовом облучении источником с длиной волны от 315 до 400 нм. При этом ультрафиолетовая облученность контролируемой поверхности должна быть не менее 2000 мкВт/см² (200 относительных единиц по [ГОСТ 18442](#)).

8.3.13.5 Обнаружение дефекта проводится по четкому индикаторному следу валика осевшего магнитного порошка над несплошностью.

8.3.14 По результатам осмотра проводится идентификация выявленных дефектов.

Индикаторные следы при наличии дефектов на контролируемой поверхности подразделяют на две группы:

- линейные/протяженные – индикаторный след с отношением его максимальной длины к максимальной ширине более 3 (трещины, подрезы, резкие западания металла сварного шва, близко расположенные поры и др.);
- округлые – индикаторный след с отношением его максимальной длины к максимальной ширине не более 3 (поры, шлаковые включения и др.).

8.3.15 Если расстояние между краями индикаций меньше протяженности наименьшей из двух рассматриваемых, то данные индикации оценивают как один дефект.

Примечания

1 При МК существует вероятность возникновения ложных индикаторных следов, которые могут быть ошибочно идентифицированы как фактические дефекты. Причинами их возникновения могут быть:

- незначительные повреждения поверхности объекта – дефекты с размерами менее нормируемых (риски, заусенцы, особенно смятые), скопления (цепочки) забоин, следы коррозии;
- изменения микрорельефа и формы контролируемой поверхности, обусловленные особенностями их конструкции или технологией изготовления, наплавы в сварных швах, уступы при величине западаний между валиками более 1 мм, следы протяжек, поверхность сварного шва, граница между швом и основным металлом в околошовной зоне и др.;
- загрязнения поверхности.

2 При выявлении мест с ложными индикаторными следами повторно проводят МК. Если при этом валик порошка отсутствует или меняет форму и месторасположение, то такое осаждение считают случайным/ложным и при оценке качества не учитывают.

3 Перед повторным испытанием сомнительных мест дополнительно очищают контролируемую поверхность и размагничивают контролируемое сварное соединение.

8.3.16 Оценку качества сварного шва и основного металла проводят в соответствии с требованиями, приведенными в разделе 11.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.3.17 Обнаруженные в результате МК недопустимые дефекты необходимо отметить на поверхности проконтролированного участка водонесываемыми маркерами.

8.3.18 После окончания МК контролируемое сварное соединение следует размагнитить.

8.3.19 Результаты МК оформляют в соответствии с разделом 7. Заключение по результатам МК, подтвержденное специалистом СК заказчика, предоставляют производителю сварочно-монтажных работ:

- в срок не более 48 ч после окончания сварки стыка;
- в срок не более 72 ч после выполнения сварочно-монтажных работ на ремонтных стыках, захлестах линейной части магистрального трубопровода, стыках, выполняемых для устранения разрывов, разнотолщинных сварных соединениях.

При проведении МК в период плановой остановки трубопровода сроки предоставления заключений по результатам НК определяют в соответствии с [ОР-75.200.00-КТН-0085-21](#).

8.4 Радиографический контроль

8.4.1 РК сварных соединений трубопроводов следует выполнять в соответствии с [ГОСТ 7512](#).

8.4.2 РК выполняют на сварных соединениях трубопроводов наружным диаметром до 1220 мм включительно и с DN стенки до 50 мм включительно.

8.4.3 При проведении РК контролируемая зона сварного соединения должна включать не только изображение сварного шва, но и прилегающую к нему околошовную зону шириной:

- при толщине свариваемых кромок до 20 мм включительно – не менее толщины свариваемых кромок, но не менее 5 мм;
- при толщине свариваемых кромок от 20 мм – не менее 20 мм.

Для тавровых, угловых сварных соединений, а также сварных соединений, РК околошовной зоны которых физически невозможен (сварные соединения «труба – фланец» со стороны фланца и т. п.), контролируемую зону устанавливают в операционной технологической карте.

8.4.4 РК проводят для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов, таких как газовые поры, шлаковые включения, непровары, несплавления, трещины, подрезы и др.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.4.5 Сварное соединение допускается к проведению РК при наличии заключения по результатам ВИК.

8.4.6 Требования к средствам РК

8.4.6.1 При РК следует использовать оборудование, материалы и приспособления в соответствии с требованиями настоящего документа и [ОР-91.200.00-КТН-284-09](#). Средства измерений следует применять исправные, поверенные или откалиброванные в установленном порядке. Программное обеспечение, используемое в составе комплекса ЦР/КР или только для просмотра и анализа результатов РК, должно иметь все необходимые инструменты для проведения анализа параметров обнаруженных дефектов на их соответствие настоящему документу и параметров изображения в соответствии с [ГОСТ ISO 17636-2](#):

- инструменты измерения линейных размеров (включая определение числа пикселей на мерном участке для определения величины пикселя);
- средства оценки высоты дефекта по его потемнению;
- средства сравнения плотности серого внутренних дефектов и плотности серого основного металла;
- средства оценки величин параметров отношения сигнал-шум и контраст-шум;
- средства оценки величины разрешения по изображению двухпроводочного эталона.

Комплексом ЦР/КР является устройство и программные средства, обеспечивающие перенос радиографического изображения в память компьютера с последующей визуализацией, обработкой и хранением.

8.4.6.2 Энергию источников гамма-излучения, анодное напряжение на рентгеновской трубке выбирают в зависимости от толщины металла просвечиваемых изделий таким образом, чтобы была обеспечена требуемая чувствительность РК и радиационная безопасность обслуживающего персонала.

8.4.6.3 Рентгеновские аппараты непрерывного и импульсного действия с максимальным рекомендуемым напряжением на рентгеновской трубке P , кВ, рассчитывают по формуле

$$P = 7S_{np} + 100, \quad (8.1)$$

где S_{np} – толщина просвечиваемого металла сварного соединения, мм;

8.4.6.4 Закрытые радиоактивные источники излучения в зависимости от толщины просвечиваемого металла приведены таблице 8.4.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

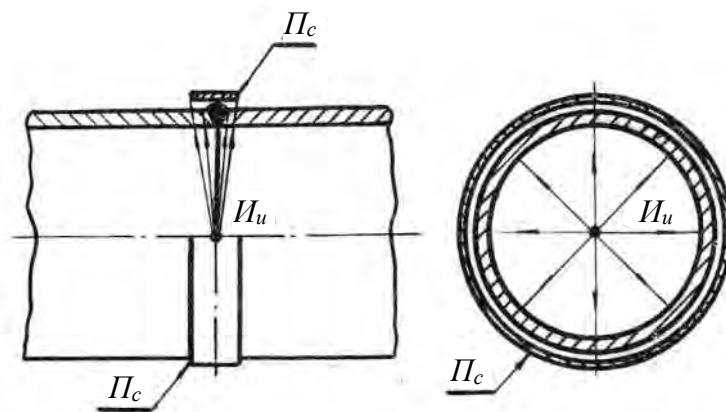
Таблица 8.4 – Закрытые радиоактивные источники излучения в зависимости от толщины просвечиваемого металла

№ п/п	Толщина просвечиваемого металла, мм	Закрытый радиоактивный источник
1	2	3
1	От 1 до 20	^{170}Tm
2	От 5 до 30	^{75}Se
3	От 5 до 100	^{192}Ir
4	От 10 до 120	^{137}Cs
5	От 30 до 200	^{60}Co

8.4.6.5 При выполнении РК качества сварных соединений в качестве детектора ионизирующего излучения применяют любой из следующих детекторов: радиографическая пленка, матричные детекторы или запоминающие пластины. Выбор детектора определяет технологию получения изображения контролируемого сварного соединения. При этом выдача заключения по результатам РК может быть выполнена по изображениям, полученным с применением любой из этих технологий: радиография с радиографической пленкой/ЦР/КР.

8.4.6.6 Схемы просвечивания при РК

Схема панорамного просвечивания изнутри трубы за одну установку источника излучения приведена на рисунке 8.8.



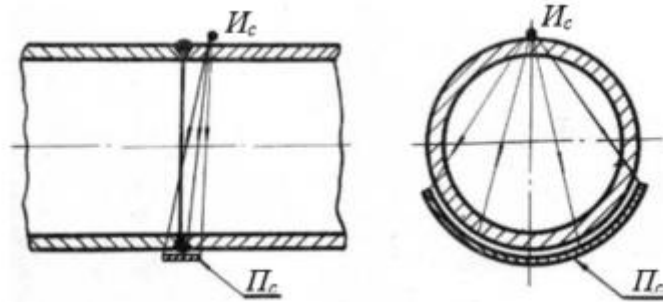
I_u – источник излучения, расположенный изнутри трубы; P_c – пленка/запоминающие пластины, расположенные снаружи трубы

Рисунок 8.8 – Схема панорамного просвечивания изнутри трубы за одну установку источника излучения

РК по схеме панорамного просвечивания изнутри трубы за одну установку источника излучения следует выполнять с применением рулонных пленок или запоминающих пластин, цифровых автоматизированных комплексов на базе матричных детекторов.

Схема фронтального просвечивания через две стенки приведена на рисунке 8.9.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

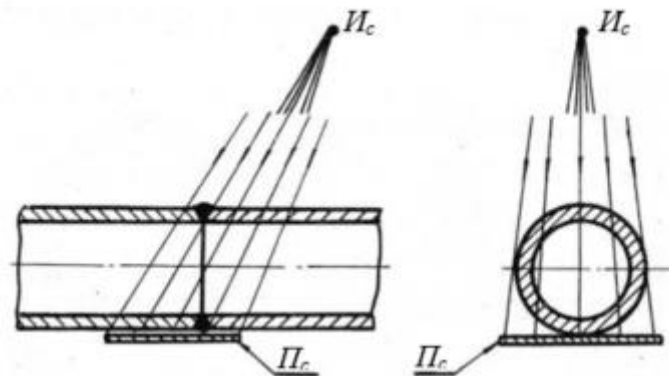


I_c – источник излучения, расположенный снаружи трубы; P_c – пленка/запоминающие пластины, расположенные снаружи трубы

Рисунок 8.9 – Схема фронтального просвечивания через две стенки

РК по схемам фронтального просвечивания через две стенки и фронтального просвечивания через две стенки за две установки источника излучения на плоскую кассету (схема просвечивания «на эллипс») следует выполнять с применением форматных, рулонных пленок, запоминающих пластин или цифровых автоматизированных комплексов на базе матричных детекторов.

Схема фронтального просвечивания через две стенки за две установки источника излучения на плоскую кассету (схема просвечивания «на эллипс») приведена на рисунке 8.10.



I_c – источник излучения, расположенный снаружи трубы конструкции;

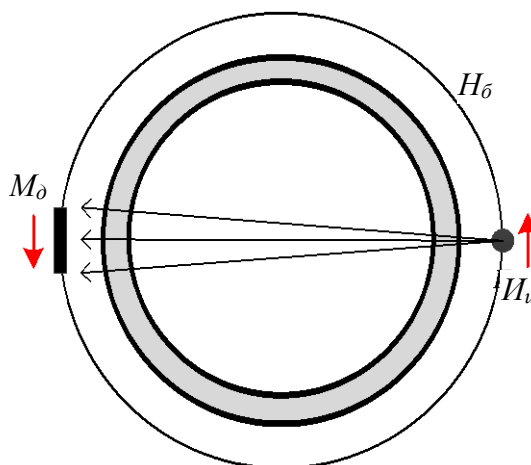
P_c – пленка/запоминающие пластины, расположенные снаружи трубы

Рисунок 8.10 – Схема фронтального просвечивания через две стенки за две установки источника излучения на плоскую кассету (схема просвечивания «на эллипс»)

Применение форматных пленок по схемам, приведенным на рисунках 8.9 и 8.10, допускается только с использованием металло-флуоресцентных или металлических экранов.

Схема контроля комплексом ЦР с автоматическим симметричным передвижением источника излучения и матричного детектора приведена на рисунке 8.11.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



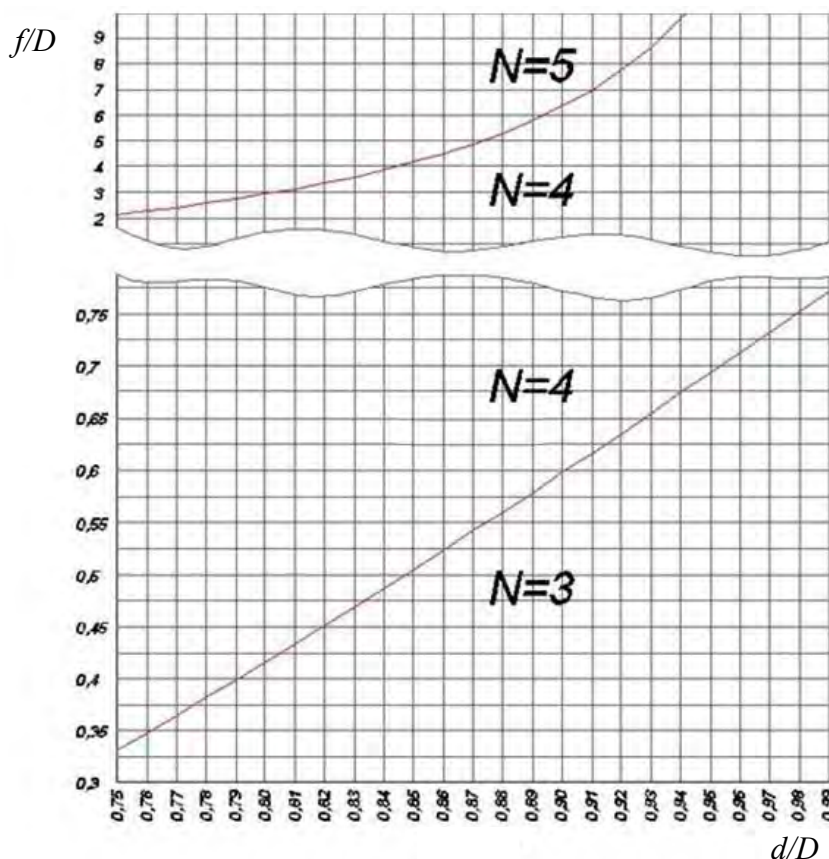
M_d – матричный детектор; H_6 – направляющий бандаж; I_u – источник излучения
Рисунок 8.11 – Схема просвечивания комплексов ЦР с автоматическим симметричным передвижением источника излучения и матричного детектора

8.4.6.7 Для сокращения времени экспозиции допускается применять радиографические пленки с металлическими усиливающими экранами. Коэффициент усиления металлических усиливающих экранов принимают равным 2 при просвечивании изотопами и равным 2,7 – при использовании рентгеновского излучения.

8.4.6.8 При использовании металлических усиливающих экранов необходим хороший контакт между пленкой и экранами. Это может быть достигнуто применением рентгеновской пленки в вакуумной упаковке или посредством хорошего прижима в рулоне или в отдельной упаковке. Предпочтение следует отдавать рентгенографическим пленкам в светозащитной упаковке в комбинации с усиливающими металлическими экранами.

8.4.6.9 Номограмма по выбору количества экспозиций при схеме фронтального просвечивания через две стенки приведены на рисунке 8.12.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



d – внутренний диаметр трубы; D – наружный диаметры трубы

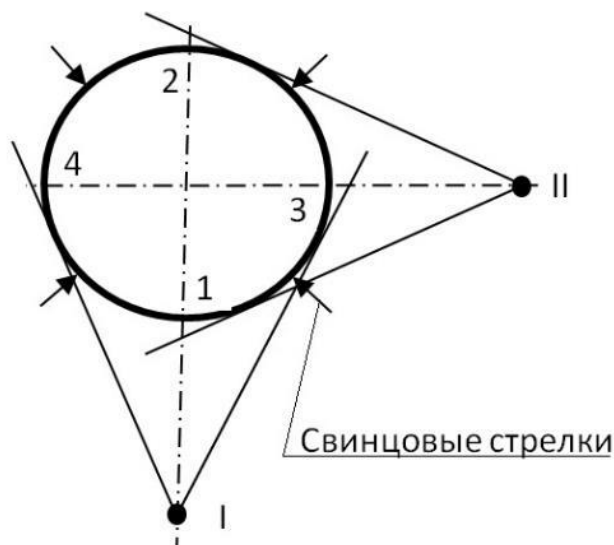
f – расстояние от источника излучения до близлежащей поверхности кольцевого сварного соединения; N – рекомендованное количество экспозиций

Примечание – Соотношение d/D округляют до ближайшего минимального значения.

Рисунок 8.12 – Номограмма по выбору количества экспозиций при схеме фронтального просвечивания через две стенки

8.4.6.10 Расположение областей расшифровки в зависимости от экспозиций при РК по схеме просвечивания «на эллипс» приведены на рисунке 8.13.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



- 1, 2 – области для расшифровки при экспозиции I;
3, 4 – области для расшифровки при экспозиции II

Рисунок 8.13 – Расположение областей расшифровки в зависимости от экспозиций при РК по схеме просвечивания «на эллипс»

8.4.6.11 Для защиты пленки от рассеянного излучения рекомендуется со стороны, противоположной от источника излучения, экранировать кассету с пленкой (или рулонную пленку в светозащитной упаковке) свинцовыми экранами толщиной от 1 до 3 мм.

8.4.6.12 ЦР или КР применяют при условии обеспечения чувствительности РК не ниже требуемой настоящим документом, при этом необходимо выполнение следующих требований к качеству цифровых изображений:

- параметр нерезкости должен соответствовать [ГОСТ ISO 17636-2](#) для класса качества изображения А;
- параметр отношения сигнал-шум должен соответствовать [ГОСТ ISO 17636-2](#) для класса качества изображения В;
- параметр контраст-шум должен быть больше или равным 2 для требуемой чувствительности РК по 8.4.7.1.

Определение величины нерезкости и отношения сигнал-шум выполняют согласно [ГОСТ ISO 17636-2](#).

8.4.7 Чувствительность РК

8.4.7.1 Требуемая чувствительность в зависимости от класса чувствительности по [ГОСТ 7512](#) приведена в таблице 8.5.

8.4.7.2 Чувствительность РК должна соответствовать:

- для трубопроводов и их участков категорий В, I по [СП 36.13330.2012](#) – классу чувствительности II по [ГОСТ 7512](#) и не превышать значений, приведенных в таблице 8.5;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- для трубопроводов и их участков категорий II, III и IV по [СП 36.13330.2012](#) – классу чувствительности III по [ГОСТ 7512](#) и не превышать значений, приведенных в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Требуемая чувствительность РК в зависимости от класса чувствительности по [ГОСТ 7512](#)

№ п/п	Класс чувствительности по ГОСТ 7512	Требуемая чувствительность для различных диапазонов радиационной толщины (в месте установки эталона чувствительности), мм									
		До 5	Св. 5 до 9 включ.	Св. 9 до 12 включ.	Св. 12 до 20 включ.	Св. 20 до 30 включ.	Св. 30 до 40 включ.	Св. 40 до 50 включ.	Св. 50 до 70 включ.	Св. 70 до 100 включ.	Св. 100 до 120 включ.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	II	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,75	1,00	1,25	1,50
2	III	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,75	1,00	1,25	1,50	2,00

8.4.7.3 Радиационная толщина (в месте установки эталона чувствительности) равна, мм:

- для схем просвечивания, приведенных на рисунках 8.8, 8.9 и 8.11, – номинальной толщине контролируемого металла плюс толщина канавочного эталона чувствительности;
- для схемы просвечивания, приведенной на рисунке 8.10, – удвоенной номинальной толщине контролируемого металла плюс толщина канавочного эталона чувствительности.

Толщину канавочного эталона чувствительности принимают:

- равной 2 мм при радиационной толщине до 40 мм включительно для класса чувствительности II по [ГОСТ 7512](#) и до 30 мм включительно для класса чувствительности III по [ГОСТ 7512](#);
- равной 4 мм при радиационной толщине от 40 до 120 мм включительно для класса чувствительности II по [ГОСТ 7512](#) и от 30 мм до 100 мм включительно для класса чувствительности III по [ГОСТ 7512](#).

Примечание – При применении проволоочных эталонов чувствительности значения 0,30; 0,60; 0,75 и 1,50 мм заменяют значениями 0,32; 0,63; 0,80 и 1,60 мм соответственно.

8.4.8 Для определения чувствительности РК следует использовать проволоочные эталоны чувствительности по [ГОСТ 7512](#). Допускается вместо маркировки по [ГОСТ 7512](#) наличие серийного номера, нанесенного несмываемым способом. Допускается применение проволоочных эталонов, изготовленных не в соответствии с [ГОСТ 7512](#), при условии наличия в наборе проволоки с диаметром, не превышающим диаметр, соответствующий необходимому уровню чувствительности.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Для определения качества цифровых рентгеновских снимков сварных соединений, получаемых с использованием запоминающих пластин и матричных детекторов, необходимо проводить РК с применением следующих эталонов:

- проволоочный эталон по [ГОСТ 7512](#), [ГОСТ ISO 17636-2](#) для определения чувствительности;
- канавочный эталон по [ГОСТ 7512](#) для определения величины контраст-шум и подтверждения размера пикселя изображения;
- двухпроволочный эталон по [ГОСТ ISO 17636-2](#) или аналогичный при допуском просвечивании для определения разрешающей способности.

Метрологическое обеспечение проволоочных эталонов – согласно [ГОСТ 7512](#) (8.2).

8.4.9 Достигнутую чувствительность РК определяют по изображению на снимке проволоочного эталона чувствительности.

Для проволоочного эталона достигнутая чувствительность РК соответствует диаметру наименьшей видимой на снимке проволоки, мм.

Изображение проволоочки считать различимым, если четко видна ее непрерывная длина не менее 10 мм.

8.4.10 Для маркировки радиограмм (номер стыка, номер пленки, клейма сварщиков и др.) при РК необходимо использовать маркировочные знаки в виде цифр и букв русского или латинского алфавита, а также дополнительные знаки в виде стрелок, тире и т. п.

Маркировочные знаки должны быть изготовлены из материала, обеспечивающего получение их четких изображений на радиографических снимках.

Рекомендуемыми размерами знаков при РК сварных соединений трубопроводов являются размеры знаков букв или цифр из наборов № 1, № 2, № 3 и № 5, № 6, № 7 по [ГОСТ 15843](#). Допускается применение других наборов букв или цифр соответствующих типоразмеров.

8.4.11 Для нахождения дефектных участков сварного шва необходимо использовать мерные пояса со знаками, обеспечивающими разметку контролируемого соединения. Знаки должны быть изготовлены из материала, обеспечивающего получение их четких изображений на радиографических снимках.

8.4.12 Схемы просвечивания сварных соединений

8.4.12.1 Основные схемы просвечивания стыковых сварных соединений трубопроводов линейной части магистрального трубопровода, технологических трубопроводов приведены на рисунках 8.8 – 8.11.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.4.12.2 Расстояние от источника излучения до близлежащей поверхности кольцевого сварного соединения определяют согласно [ГОСТ 7512](#) (приложение 4).

8.4.12.3 Кольцевые сварные швы свариваемых изделий, в которые возможен свободный доступ внутрь, контролируют за одну установку источника излучения по схеме, приведенной на рисунке 8.8 (панорамное просвечивание), при применении радиографической пленки.

8.4.12.4 При строительстве линейной части магистрального трубопровода целесообразно РК проводить с помощью самоходного внутритрубного устройства («кроулера»), технические характеристики которого выбирают исходя из следующих параметров:

- *DN* трубы/детали;
- толщины стенки;
- чувствительности РК;
- типа рентгенографической пленки;
- источника ионизирующего излучения;
- темпов строительства и т. д.

8.4.12.5 Сварные соединения трубопроводов, к которым невозможен доступ изнутри трубы, контролируют по схеме, приведенной на рисунке 8.9 (фронтальное просвечивание). Просвечивание таких швов осуществляют через две стенки трубы за три и более установок источника ионизирующего излучения.

8.4.12.6 Основные параметры просвечивания по схеме, приведенной на рисунке 8.9:

- источник излучения располагают непосредственно на трубе;
- угол между направлением излучения и плоскостью сварного шва должен быть не более 5°;
- фокусное расстояние должно быть не менее чем наружный диаметр трубы;
- количество экспозиций от трех до пяти, определенных по номограмме, приведенной на рисунке 8.12.

При каждой экспозиции источник излучения следует смещать на угол в соответствии с количеством экспозиций.

8.4.12.7 Просвечивание трубопроводов наружным диаметром не более 108 мм осуществляют по схеме «на эллипс». При технической невозможности просвечивания по схеме «на эллипс» следует осуществлять просвечивание по схеме, приведенной на рисунке 8.9.

8.4.12.8 Основные параметры просвечивания по схеме, приведенной на рисунке 8.10:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- количество экспозиций – две (смещение по окружности сварного соединения для второй экспозиции 90°);

- смещение источника излучения относительно плоскости сварного шва составляет $0,2f$, где f , мм, – минимальное расстояние от источника излучения до поверхности контролируемого сварного соединения, определяемое по формуле

$$f = C \cdot D, \quad (8.2)$$

где D – наружный диаметр трубы, мм;

C – параметр, характеризующий источник излучения.

Если отношение максимального размера фокусного пятна источника излучения к требуемой чувствительности РК не менее 2, то параметр, характеризующий источник излучения, C определяют по формуле

$$C = 2\Phi/K, \quad (8.3)$$

где Φ – максимальный размер фокусного пятна источника излучения, мм;

K – чувствительность РК, мм.

Если отношение максимального размера фокусного пятна источника излучения к требуемой чувствительности РК менее 2, то параметр, характеризующий источник излучения, C принимают равным 4.

8.4.12.9 При РК «на эллипс» следует применять мелкозернистые высококонтрастные радиографические пленки в комбинации с металло-флуоресцентными или металлическими экранами.

8.4.13 Подготовка и проведение РК

8.4.13.1 Перед началом РК необходимо:

- выполнить требования, приведенные в 8.1.10.3;
- ознакомиться с результатами предшествующего НК;
- убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов.

8.4.13.2 Поверхность сварного шва перед проведением РК должна быть зачищена от неровностей и брызг металла.

8.4.13.3 РК проводят в соответствии с операционной технологической картой. Для проведения РК с применением ЦР или КР необходимо провести допускное просвечивание не менее одного сварного соединения в присутствии специалиста НК заказчика и специалиста СК. По результатам допускного просвечивания должен быть получен цифровой снимок, соответствующий требованиям к качеству, приведенным в 8.4.6.12. По результатам допускного просвечивания должен быть оформлен допускной лист в соответствии с Б.4 (приложение Б). В операционной технологической карте необходимо

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

указать все параметры РК (в т. ч. время экспонирования одного кадра и количество кадров на один результирующий кадр при получении изображения с применением матричных детекторов, анодные ток и напряжение), а также разрешающую способность, значение параметра сигнал-шум и контраст шум, которые используют для проверки качества цифровых снимков.

8.4.13.4 После устранения дефектов сварного шва без применения сварки, выявленных по результатам ВИК, проводят разметку сварного соединения, задают начало и направление отсчета координат.

8.4.13.5 Закрепляют на трубопроводе мерный пояс. Применение мерного пояса обязательно для схем просвечиваний, приведенных на рисунках 8.8, 8.9 и 8.11.

Для труб наружным диаметром не более 108 мм, просвечиваемых по схеме, приведенной на рисунке 8.10, следует на пленке маркировать номер экспозиции и границы контролируемых участков (см. рисунок 8.13).

8.4.13.6 Для привязки снимков к сварному соединению системой свинцовых маркировочных знаков, установленных на поверхности сварного соединения, обозначают:

- номер сварного соединения;
- координаты участка сварного соединения по мерному поясу;
- номер пленки, если не применяют мерный пояс;
- дату проведения РК;
- шифр/характеристика объекта магистрального трубопровода;
- шифр специалиста НК;
- шифр клейма сварщика/бригады сварщиков;
- продольные сварные швы.

Примечание — Шифры объекта, специалиста НК и сварщика присваивают приказом по организации, выполняющей соответствующие работы.

8.4.13.7 На контролируемых участках должны быть установлены эталоны чувствительности так, чтобы на каждом снимке было полное изображение эталона. При панорамном просвечивании кольцевых сварных соединений следует устанавливать эталоны чувствительности по одному на каждую четверть окружности сварного соединения.

8.4.13.8 Для оценки высоты дефекта по его потемнению на радиографическом снимке методом визуального или инструментального сравнения с эталонными канавками или отверстиями используют канавочные эталоны чувствительности или имитаторы. Для оценки величины превышения проплава Fb следует устанавливать канавочный эталон или имитатор (при наличии свидетельства о калибровке и паспорта на данный имитатор) толщиной 6 мм.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Если оптическая плотность изображения F_b менее оптической плотности изображения канавочного эталона или имитатора толщиной 6 мм, считают, что высота F_b не допустима и обозначают знаком «>».

8.4.13.9 Форма имитаторов может быть произвольной. Размеры канавок и отверстий в имитаторе приведены в таблице 8.6. Количество канавок и отверстий не ограничивается.

Т а б л и ц а 8.6 – Размеры канавок и отверстий в имитаторе

В миллиметрах

№ п/п	Толщина имитатора	Глубина канавки/отверстия	Предельное отклонение глубины канавки/отверстия	Ширина канавки/диаметр отверстия
1	2	3	4	5
1	До 2	От 0,1 до 0,5	Минус 0,05	1,0 $\pm$ 0,1
2	От 2 до 4	От 0,5 до 2,7	Минус 0,10	2,0 $\pm$ 0,1

С целью более точного распознавания дефектов (типа шлаковых включений) допускается заполнение отверстий имитаторов жидким стеклом.

8.4.13.10 Имитаторы должны иметь паспорта или сертификаты (на партию) со штампом изготовителя, в которых должны быть указаны материал, из которого они изготовлены, их толщина, глубины всех канавок (отверстий) и их ширина (диаметр отверстий). Имитаторы должны проходить аттестацию 1 раз в 3 года.

8.4.13.11 Проволочные эталоны чувствительности следует устанавливать непосредственно на сварной шов с направлением проволоки поперек сварного шва. При применении ЦР/КР проволочные и двухпроволочные эталоны чувствительности располагают на основном металле вблизи сварного шва в соответствии с [ГОСТ ISO 17636-2](#).

8.4.13.12 Двухпроволочный эталон устанавливают на стенку трубы на расстоянии не менее чем 5 мм от края сварного шва. Двухпроволочный эталон должен быть расположен под наклоном от 2° до 5° к оси сварного шва.

8.4.13.13 Проволочный и двухпроволочный эталон устанавливают со стороны источника излучения при РК по схеме, приведенной на рисунке 8.10, при РК по схемам, приведенным на рисунках 8.8, 8.9 и 8.11, допускается устанавливать проволочный и двухпроволочный эталоны со стороны детектора (пленки, запоминающей пластины или матричного детектора). Если при РК по схеме, приведенной на рисунке 8.10, проволочный и двухпроволочный эталоны не могут быть установлены со стороны источника излучения, то их помещают со стороны детектора.

8.4.13.14 Двухпроволочный эталон устанавливают только при проведении допускового просвечивания для подтверждения требуемого пространственного разрешения. Допускается

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

установка одного двухпроводочного эталона на шов.

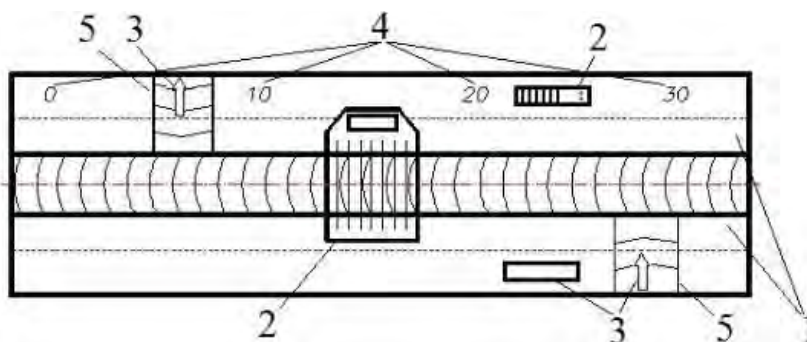
8.4.13.15 Проволочные и канавочные эталоны устанавливаются в середину просвечиваемого участка сварного соединения.

8.4.13.16 Допускается проволочный и двухпроводочный эталоны при РК по схеме, приведенной на рисунке 8.10, располагать проволоками поперек оси трубы при условии отсутствия их изображения на изображении сварного шва.

8.4.13.17 Канавочные эталоны чувствительности и имитаторы устанавливают с направлением канавок поперек сварного шва на расстоянии от него не менее чем 5 мм. При РК разнотолщинных элементов эталон устанавливают со стороны наименьшей толщины.

8.4.13.18 Эскиз установки эталонов чувствительности, маркировочных знаков, мерного пояса приведен на рисунке 8.14.

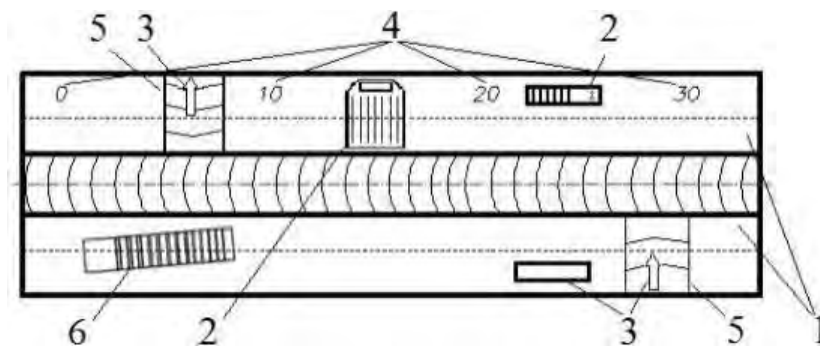
Перед нанесением маркировки на контролируемое сварное соединение необходимо обозначить продольные швы. Для обозначения продольных швов используют маркировочные знаки в виде свинцовых стрелок с наложением их по центру продольных швов и направлением по ходу продукта, за исключением сварных соединений, выполненных на трубосварочной базе, сборки укрупненных изделий, где направление свинцовых стрелок должно быть в сторону поперечного сварного шва.



а) при применении радиографической пленки или запоминающей пластины

Рисунок 8.14, лист 1 – Эскиз установки эталонов чувствительности, маркировочных знаков, мерного пояса

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



б) при применении матричных детекторов

- 1 – зона контроля сварного соединения;
- 2 – эталоны чувствительности (проволочный, канавочный);
- 3 – маркировочный знак;
- 4 – мерный пояс;
- 5 – продольный сварной шов;
- 6 – двупроволочный эталон

Примечание – Канавочный эталон чувствительности устанавливают вне зоны контроля сварного соединения. Допускается устанавливать канавочный эталон чувствительности на мерном поясе, не затеняя цифр, или вне мерного пояса.

Рисунок 8.14, лист 2 – Эскиз установки эталонов чувствительности, маркировочных знаков, мерного пояса

8.4.14 При просвечивании трубопроводов с расшифровкой прилегающих к пленке/кассете с пленкой участков сварного соединения эталоны чувствительности помещают между контролируемым участком трубы и пленкой/кассетой с пленкой.

8.4.15 Суммарная разность толщин при фронтальном просвечивании разнотолщинных сварных соединений и наличии оборудования для просмотра снимков с плотностью потемнения не более 3,0 е.о.п. не более:

- при напряжении на рентгеновской трубке 200 кВ – 5,5 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 260 кВ – 7,0 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 300 кВ – 14,0 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 400 кВ – 15,0 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 600 кВ – 16,0 мм;
- при использовании изотопа селен-75 – 10,0 мм;
- при использовании изотопа иридий-192 – 15,0 мм;
- при использовании изотопа цезий-137 – 17,0 мм.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.4.16 При наличии оборудования для просмотра снимков, имеющих потемнение более 3,0 е.о.п., суммарная разность толщин при фронтальном просвечивании разнотолщинных соединений не более:

- при напряжении на рентгеновской трубке 200 кВ – 7,5 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 260 кВ – 9,0 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 300 кВ – 17,0 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 400 кВ – 20,0 мм;
- при напряжении на рентгеновской трубке 600 кВ – 21,0 мм;
- при использовании изотопа селен-75 – 12,0 мм;
- при использовании изотопа иридий-192 – 20,0 мм;
- при использовании изотопа цезий-137 – 22,0 мм.

8.4.17 При определении чувствительности РК расчет необходимо вести по той толщине стенки трубы, на которую установлены эталоны чувствительности. Эталоны чувствительности устанавливаются на меньшую толщину.

8.4.18 При определении фактора экспозиции (времени просвечивания) следует пользоваться номограммами, которые позволяют по исходным данным (толщина стенки трубы, диаметр трубы, схема просвечивания, фокусное расстояние, параметры источника излучения) определять ориентировочное время экспозиции. Корректировку времени экспозиции проводят при пробном просвечивании.

Примечание – Номограммы поставляют изготовители радиографических пленок и постоянно находятся на объекте при проведении РК.

8.4.19 Фотообработку радиографической пленки следует проводить в соответствии с требованиями изготовителя этой пленки. При фотообработке радиографических пленок предпочтение следует отдавать автоматизированным проявочным процессам.

8.4.20 Расшифровка снимков

8.4.20.1 Снимки, допущенные к расшифровке, должны соответствовать следующим требованиям:

а) на снимках должны быть видны изображения сварного шва, эталонов чувствительности и маркировочных знаков, ограничительных меток, имитаторов (при их использовании) и мерных поясов;

б) длина каждого снимка должна обеспечивать перекрытие изображения смежных участков сварного соединения на величину не менее 20 мм, а его ширина – получение изображения сварного шва и прилегающей к нему околошовной зоны с каждой стороны от границы сварного шва шириной не менее толщины стенки (при толщине стенки до 20 мм) и

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

не менее 20 мм (при толщине стенки 20 мм и более). Исключение составляют сварные соединения, РК околошовной зоны которых физически невозможен (сварные соединения «труба – плоский фланец» со стороны фланца и т. п.);

в) на снимках сварного шва и околошовной зоны не должно быть пятен, полос, царапин, загрязнений, следов электростатических разрядов и других повреждений эмульсионного слоя и посторонних предметов на шве и околошовной зоне, не позволяющих провести расшифровку радиографического снимка и затрудняющих их расшифровку;

г) при наличии на снимках брызг металла или неотбитого шлака (на внутренней поверхности трубы) захлестах линейной части магистрального трубопровода, мест ремонта сварных соединений, считать возможным проведение расшифровки радиографического снимка при наличии положительных результатов дополнительного УЗК в местах наличия брызг металла и неотбитого шлака с оформлением заключения по результатам УЗК;

д) оптическая плотность самого светлого участка сварного шва должна быть не менее 1,5 е.о.п.;

е) разность оптических плотностей изображения канавочного эталона чувствительности и основного металла в месте установки эталона должна быть:

- при толщине стенки контролируемого объекта до 20 мм включительно – не менее 0,3 е.о.п. для толщины эталона 2 мм;
- при толщине стенки свыше 20 мм – не менее 0,5 е.о.п. для толщины эталона 4 мм;

ж) яркость освещенного поля негатоскопа должна составлять не менее 10^{D+2} кд/м², где D – оптическая плотность снимка, е.о.п.

Для цифровых радиографических снимков, полученных с применением ЦР или КР, требование к разности оптических плотностей изображения канавочного эталона чувствительности и основного металла заменяют на требование к величине отношения контраст-шум.

Значение верхнего предела оптической плотности радиографического снимка по основному металлу в зависимости от яркости применяемого в ЛНК негатоскопа указывают в операционной технологической карте РК.

Яркость освещенного поля негатоскопа измеряют поверенным в установленном порядке яркомером.

Верхний предел оптической плотности снимка D_{en} должен соответствовать условиям:

$$D_{\text{en}} \leq (\lg(Y) - 2); \quad (8.4)$$

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

$$D_{en} \leq (4 + d), \quad (8.5)$$

где Y – фактическая яркость освещенного поля негатоскопа, кд/м²,

d – погрешность измерения яркомером (по паспорту яркомера), е.о.п.

Верхний предел оптической плотности определяют как преобладающую плотность основного металла околошовной зоны.

Измерение оптической плотности снимка для последующего сравнения с оптической плотностью канавочного эталона следует проводить не менее чем в двух точках вдоль короткой стороны эталона (по одной точке с каждой из двух сторон на расстоянии от 5 до 10 мм от края эталона) с последующим усреднением полученных значений).

При РК разнотолщинных сварных соединений или соединений с выточкой и невозможности достижения в зоне контроля с двух сторон от сварного шва оптической плотности в диапазоне от 1,5 до 4,0 е.о.п. следует проводить два просвечивания одного и того же участка на двух различных режимах экспонирования. При втором просвечивании оптическая плотность околошовной зоны более толстой детали должна быть не менее 1,5 е.о.п. После проведения РК оценку проводят по двум снимкам одного и того же участка сварного соединения.

Радиографические снимки оценивают в темном помещении. Дисплей для оценки цифровых снимков должен удовлетворять следующим требованиям:

- минимальная яркость – 250 кд/м²;
- отображение не менее 256 оттенков серого;
- минимальная контрастность – 1:250;
- отображение по крайней мере 1 млн. пикселей размером менее 0,3 мм.

8.4.20.2 Расшифровке подлежит изображение сварного шва и прилегающей к нему околошовной зоны шириной согласно 8.4.3. Расшифровку и оценку качества сварных соединений по снимкам, на которых отсутствуют изображения эталонов чувствительности, имитаторов (если они использовались) и маркировочных знаков не допускают, если это специально не установлено в ТД.

8.4.20.3 Для непроваров Da, несплавлений Dc, удлиненных зашлакованных карманов Bd, внутренних подрезов Fc₂ высоту дефектов указывают с помощью знаков «>» или «≤» (величина дефекта по отношению к максимально допустимой для данного сварного соединения).

Для скоплений пор Ac, скоплений шлаковых включений Bc, цепочек пор Ab, цепочек шлаковых включений Bb с помощью знаков «>» или «≤» указывают результат сравнения суммарной площади их проекций с максимально допустимой.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Для единичных сферических и удлиненных пор Аа, канальных пор Ак, единичных компактных шлаковых включений Ва с помощью знаков «>» или «≤» указывают результат сравнения их оптических плотностей с оптической плотностью основного металла.

Для превышения проплава Fb с помощью знаков «>» или «≤» указывают результат сравнения его оптической плотности с оптической плотностью канавочного эталона или имитатора толщиной 6 мм.

Запись диаметра дефекта заменяют записью протяженности и ширины.

Запись размеров дефектов проводят для параметров, имеющих нормы допустимости.

Для наружных дефектов указывают только тип дефекта.

Координаты участков с расположенными дефектами указать по знакам маркировочного пояса.

8.4.20.4 В заключениях по результатам РК допускается одной строкой записывать данные расшифровки по снимкам одинаковой чувствительности и не имеющим изображения дефектов. При расшифровке снимков размеры дефектов не более 3,0 мм следует округлять в большую сторону с дискретностью 0,1 мм, при размерах дефектов более 3,0 мм округление проводят с дискретностью 0,5 мм.

Примечание – При просвечивании «на эллипс» размеры дефектов участков сварного соединения, расположенного со стороны источника излучения, перед их округлением умножают на коэффициент α , определяемый по формуле

$$\alpha = \frac{f + S}{f + S + D},$$

где f – расстояние от источника излучения до поверхности контролируемого участка сварного соединения, мм;

S – номинальная толщина стенки сварного соединения, мм;

D – наружный диаметр трубы, мм.

8.4.21 Определение размеров одиночных включений, скоплений и цепочек включений для РК – в соответствии с приложением Г.

8.4.22 Результаты РК оформляют в соответствии с разделом 7. Заключение по результатам РК, подтвержденное специалистом СК заказчика, предоставляют производителю сварочно-монтажных работ:

- в срок не более 48 ч после окончания сварки стыка;

- в срок не более 72 ч после выполнения сварочно-монтажных работ на ремонтных стыках, захлестах линейной части магистрального трубопровода, стыках, выполняемых для устранения разрывов, разнотолщинных сварных соединениях.

При выявлении неудовлетворительного качества снимков срок выдачи заключений по результатам РК при повторном РК увеличивается в 2 раза, при наличии в ЛНК ПО подтверждающих материалов – радиографических снимков.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

При проведении работ по РК в период плановой остановки трубопровода сроки предоставления заключений по результатам НК определяют в соответствии с [ОР-75.200.00-КТН-0085-21](#).

8.4.23 Примеры записи дефектов при оформлении заключений по результатам РК приведены в таблице 8.7.

Т а б л и ц а 8.7 – Примеры записи дефектов при оформлении заключений по результатам РК

№ п/п	Описание дефекта	Пример записи дефекта
1	2	3
1	Единичная сферическая пора диаметром 3 мм, оптической плотностью не более оптической плотности основного металла	$Aa3,0 \leq$
2	Единичная удлиненная пора протяженностью 5 мм, шириной 3 мм, оптической плотностью не более оптической плотности основного металла	$Aa5,0 \times 3,0 \leq$
3	Канальная пора протяженностью 6 мм, шириной 3 мм, оптической плотностью, превышающей оптическую плотность основного металла	$Ak6,0 \times 3,0 >$
4	Единичное компактное шлаковое включение протяженностью 5 мм, шириной 2 мм, оптической плотностью более основного металла	$Ba5,0 \times 2,0 >$
5	Скопление пор протяженностью 25 мм, с максимальным размером поры 2 на 1 мм; суммарная площадь проекций дефектов не более 5 % площади участка	$Ac25-2 \times 1,0 \leq$
6	Цепочка пор протяженностью 25 мм с максимальным размером поры 2 на 1 мм; суммарная площадь проекций дефектов не более 5 % площади участка	$Ab25-2 \times 1,0 \leq$
7	Непровар в корне сварного шва протяженностью 20 мм, шириной 2 мм и глубиной более допустимой	$Da20 \times 2,0 >$
8	Несплавление протяженностью 20 мм, шириной 2 мм и глубиной более допустимой	$Dc20 \times 2,0 >$
9	Удлиненные включения (зашлакованные карманы) с одной стороны сварного шва протяженностью 10 мм, шириной 0,5 мм и глубиной более допустимой	$Bd10 \times 0,5 >$
10	Удлиненные зашлакованные карманы с обеих сторон сварного шва протяженностью 20 мм, наибольшей шириной 1 мм и глубиной более допустимой	$Bd20 \times 1,0 >$
11	Внутренний подрез одностороннего сварного шва протяженностью 40 мм, шириной 2 мм и глубиной более допустимой	$Fc240 \times 2,0 >$
12	Трещина протяженностью 100 мм	$E100$
13	Вогнутость корня сварного шва (утяжина) протяженностью 15 мм и глубиной более допустимой (плотность дефекта превышает плотность основного металла)	$Fa15 >$
14	Превышение проплава высотой более допустимой	$Fb10 >$
15	Дефект сборки глубиной более допустимой (плотность дефекта превышает плотность основного металла)	$Fe >$
16	Подрез наружный (наличие дефекта)	Fc_1
17	Смещение кромок (наличие дефекта)	Fd
18	Западание между валиками (наличие дефекта)	Δ_2
19	Чешуйчатость (наличие дефекта)	Δ_1
20	Суммарная протяженность объемных дефектов на участке сварного соединения длиной 300 мм равна 45 мм	Σ_{300-45}

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

№ п/п	Описание дефекта	Пример записи дефекта
1	2	3
21	Суммарная протяженность непроваров в корне одностороннего сварного шва на участке сварного соединения длиной 300 мм равна 30 мм	$\Sigma_{300}Da-30$

8.5 Ультразвуковой контроль

8.5.1 УЗК сварных соединений трубопроводов (и их участков после ремонта сваркой) следует выполнять в соответствии с [ГОСТ Р 55724](#).

8.5.2 УЗК подлежат сварные соединения трубопроводов из углеродистых низколегированных сталей наружным диаметром до 1220 мм включительно и с номинальной толщиной стенки от 2 до 40 мм включительно.

8.5.3 Для трубопроводов, расположенных на линейной части магистрального трубопровода, наружным диаметром от 530 до 1220 мм включительно с номинальной толщиной стенки от 8 до 40 мм включительно следует проводить МУЗК или АУЗК.

8.5.4 При проведении МУЗК или АУЗК следует сохранять исходную информацию, необходимую для проведения анализа и оценки качества сварного соединения.

8.5.5 При проведении МУЗК или АУЗК стыковых сварных соединений допустимо применение ДВМ, при этом за максимальную глубину залегания дефекта следует принимать значение, измеренное по результатам контроля ДВМ. Максимальную глубину залегания дефекта определяют для оценки глубины выборки при ремонте Методика УЗК стыковых сварных соединений ДВМ приведена в приложении Н.

8.5.6 МУЗК и АУЗК проводят с применением дефектоскопов, позволяющих сохранять А-сканы по [ГОСТ Р ИСО 5577](#) с привязкой к точке начала сканирования. Допускается проведение МУЗК и АУЗК с применением дефектоскопов, не позволяющих сохранять А-сканы по [ГОСТ Р ИСО 5577](#), выпущенных до июня 2021 г.

8.5.7 При проведении МУЗК протяженность зоны с потерей акустического контакта или с пропуском записи данных не более 7 мм или суммарная протяженность таких зон не более 30 мм на участке длиной 300 мм. Допускается проведение РУЗК зон с потерей контакта при МУЗК, о чем должна быть соответствующая запись в операционной технологической карте и заключении по результатам УЗК.

8.5.8 Если дефектоскоп, применяемый при проведении МУЗК не позволяет осуществлять запись А-сканов по [ГОСТ Р ИСО 5577](#), то необходимо проведение РУЗК участков с недопустимыми дефектами для уточнения их параметров, о чем должна быть соответствующая запись в операционной технологической карте и заключении по результатам УЗК.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.5.9 УЗК проводят для выявления внутренних и выходящих на поверхность протяженных (непровары, несплавления, трещины, подрезы, цепочки скопления пор и включений) и непротяженных (одиночные газовые поры, шлаковые включения) дефектов.

8.5.10 С целью выявления поперечно ориентированных дефектов, в том числе поперечных трещин, следует использовать специализированные приспособления, реализующие схемы прозвучивания, приведенные в [ГОСТ Р 55724](#), или другие при условии наличия соответствующей методики контроля. Схемы прозвучивания для выявления поперечно ориентированных дефектов следует применять для кольцевых сварных соединений диаметром 530 мм и более.

8.5.11 Сварное соединение допускается к проведению УЗК при наличии заключения по результатам ВИК.

8.5.12 Для применения оборудования МУЗК/АУЗК сварных соединений трубопроводов, а также дефектоскопов с ФАР, ЛНК ПО следует разработать технологию контроля с использованием указанного оборудования, соответствующие технологические инструкции и операционные технологические карты. В операционных технологических картах по МУЗК/АУЗК должна быть представлена процедура интерпретации получаемых в ходе контроля данных.

8.5.13 Требования к аппаратуре и оборудованию

8.5.13.1 Для проведения УЗК необходимы:

- импульсный ультразвуковой дефектоскоп;
- контактные ПЭП;
- СО по [ГОСТ Р 55724](#) или образцы и вспомогательные устройства, установленные документацией производителя оборудования;
- НО;
- контактная жидкость;
- средства и приспособления для хранения, нанесения и транспортирования контактной жидкости;
- инструмент и приспособления для разметки контролируемого соединения и измерения характеристик выявленных дефектов;
- измеритель шероховатости или образцы шероховатости для проверки качества подготовки поверхности;
- вспомогательные средства и инструменты для отметки мест расположения выявленных дефектов, записи результатов контроля, очистки околошовной зоны сварного соединения и пр.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.5.13.2 Для контроля следует применять контактные наклонные совмещенные или раздельно-совмещенные ПЭП типа П122 по [ГОСТ Р 55725](#) (хордовые), технические характеристики которых (рабочая частота, угол призмы) обеспечивают выявление дефектов. В зависимости от диаметра и толщины стенок труб контролируемого соединения определяют параметры ПЭП. Параметры ПЭП приведены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Параметры ПЭП

№ п/п	Наружный диаметр трубы, мм	Номинальная толщина стенки трубы, мм	Наименование конструкции ПЭП	Номинальная рабочая частота, МГц	Диаметр пьезопластины, мм	Угол ввода α	Стрелка искателя, мм, не более
1	2	3	4	5	6	7	8
1	До 325 включ.	От 2,0 до 4,0 включ.	РС	5,0	6,0	$(73 \pm 1)^\circ$	8
		Св. 4,0 до 6,0 включ.	С/РС	5,0	6,0	$(72 \pm 2)^\circ$	8
		Св. 6,0 до 9,0 включ.	С/РС	5,0	6,0	$(72 \pm 2)^\circ$	8
2	Св. 325 до 1220 включ.	Св. 4,0 до 6,0 включ.	С	5,0	6,0	$(70 \pm 2)^\circ$	10
		Св. 6,0 до 8,0 включ.	С	5,0	6,0	$(70 \pm 2)^\circ$	10
		Св. 8,0 до 12,0 включ.	С	5,0	8,0	$(65 \pm 2)^\circ$	12
		Св. 12,0 до 15,0 включ.	С	5,0	12,0	$(65 \pm 2)^\circ$	12
		Св. 15,0 до 20,0 включ.	С	2,5	10,0	$(65 \pm 2)^\circ$	12
		Св. 20,0 до 26,0 включ.	С	2,5	12,0	$(65 \pm 2)^\circ$	12
		Св. 26,0 до 40,0 включ.	С	2,5	12,0	$(65(50) \pm 2)^{01)}$	15 (12) ¹⁾

¹⁾ Значение без скобок – при контроле нижней части сварного шва прямым лучом, в скобках – верхней части сварного шва однократно отраженным лучом.

Примечания

1 Наименования конструкции ПЭП обозначены:

- «РС» – раздельно-совмещенный, наклонный;
- «С» – совмещенный, наклонный.

2 Для раздельно-совмещенных ПЭП типа П122 по [ГОСТ Р 55725](#) (хордовые) значения угла ввода и стрелы искателя не устанавливают и определяются конструкцией ПЭП.

3 При наличии ПЭП, стандартные значения рабочей частоты и углов ввода которых отличаются от указанных в таблице, выбирают ПЭП с ближайшими большими значениями.

4 При проведении контроля соблюдают условие прозвучивания акустической осью ПЭП центра сварного шва прямым лучом.

5 Хордовые ПЭП рекомендуется применять на толщинах от 2 до 9 мм включ. для диаметров трубопроводов менее 325 мм включ.

6 Допускается применение дополнительного ПЭП с углом ввода 45° . Применение таких ПЭП приводят в операционной технологической карте.

7 Для толщин менее 15 мм допускается применение ПЭП с номинальной рабочей частотой 4 МГц.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.5.13.3 Кроме совмещенной и раздельно-совмещенной типов конструкции, приведенных в таблице 8.8 (столбец 4), допускается использование раздельных схем включения ПЭП.

8.5.13.4 Для проверки технических параметров дефектоскопов и ПЭП, а также основных параметров контроля должны быть использованы меры СО-2 и СО-3 по [ГОСТ Р 55724](#) или образцы и вспомогательные устройства, установленные документацией производителя оборудования.

8.5.13.5 Для настройки дефектоскопа перед проведением контроля сварного соединения конкретного типа и оценки измеряемых характеристик дефектов следует применять НО с искусственными отражателями по [ГОСТ Р 55724](#). Вид и размеры искусственных отражателей определяют в зависимости от диаметра и толщины стенки трубы. Вид и размеры искусственных отражателей приведены в таблице 8.9. Допускается применять типы отражателей, не приведенные в таблице 8.9, при этом должен быть обеспечен уровень чувствительности, установленный к отражателям, приведенным в таблице 8.9.

8.5.13.6 НО должны быть изготовлены из труб того же типоразмера, что и трубы, сварные соединения которых подлежат контролю. Для кольцевых швов труб наружным диаметров более или равным 530 мм допускается применять НО с плоской поверхностью. Материал НО должен быть идентичен по акустическим свойствам (скорости, затуханию) материалу контролируемых труб.

8.5.13.7 НО должны пройти метрологическую аттестацию. Аттестация НО должна проводиться не реже 1 раза в 3 года.

8.5.13.8 Каждый НО должен быть промаркирован и иметь паспорт.

8.5.13.9 Паспорт НО должен содержать:

- сведения о конструктивных параметрах образца и материале, из которого он изготовлен (см. 8.5.13.6);
- вид и размеры искусственных отражателей;
- результаты переаттестации;
- условия хранения.

8.5.13.10 НО с угловым отражателем для настройки ультразвукового дефектоскопа при работе с совмещенным ПЭП приведен на рисунке 8.15. НО с плоскодонным отверстием для настройки ультразвукового дефектоскопа с раздельно-совмещенным ПЭП (хордовым) приведен на рисунке 8.16.

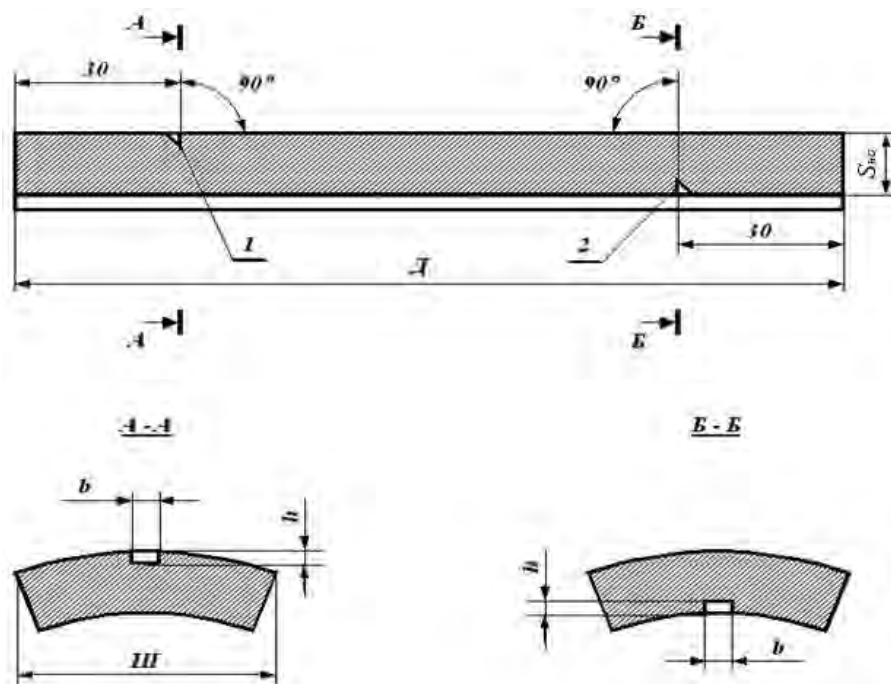
ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Таблица 8.9 – Вид и размеры искусственных отражателей

№ п/п	Наружный диаметр трубы, мм	Номинальная толщина стенки трубы S, мм	Конструкция НО	Размеры отражающей грани углового отражателя (зарубки) h, мм		Диаметр плоскодонного отражателя dэ, мм
				Ширина	Высота	
1	2	3	4	5	6	7
1	До 325 включ.	От 2,0 до 4,0 включ.	Рисунок 8.16	–	–	1,0
		Св. 4,0 до 6,0 включ.	Рисунки 8.15, 8.16	2,0	0,8	1,2
		Св. 6,0 до 9,0 включ.	Рисунки 8.15, 8.16	2,0	1,0	1,5
2	Св. 325 до 1220 включ.	От. 4,0 до 6,0 включ.	Рисунок 8.15	2,0	0,8	1,4 ¹⁾
		Св. 6,0 до 8,0 включ.	Рисунок 8.15	2,0	1,0	1,6 ¹⁾
		Св. 8,0 до 12,0 включ.	Рисунок 8.15	2,0	1,5	2,0 ¹⁾
		Св. 2,0 до 15,0 включ.	Рисунок 8.15	2,0	2,0	2,3 ¹⁾
		Св. 5,0 до 20,0 включ.	Рисунок 8.15	2,5	2,0	2,5 ¹⁾
		Св. 20,0 до 26,0 включ.	Рисунок 8.15	3,0	2,0	2,8 ¹⁾
		Св. 26,0 до 40,0 включ.	Рисунок 8.15	3,0	2,5	3,1 ¹⁾
¹⁾ Диаметр плоскодонного отражателя в НО для установки браковочного уровня при АУЗК с применением зонального контроля с амплитудной оценкой качества, а также для настройки чувствительности с применением схемы сканирования «тандем». Конструкцию НО разрабатывают в соответствии с И.1.3 (приложение И).						

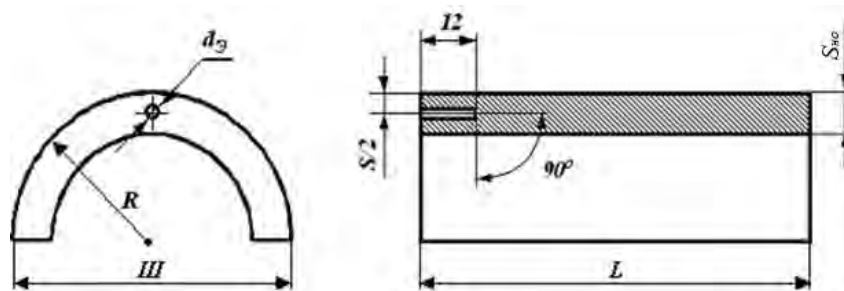
8.5.13.11 В качестве средства измерений следует применять прошедшие метрологическую поверку масштабные линейки, штангенциркули и другие инструменты, обеспечивающие измерение линейных размеров с погрешностью не более $\pm 0,5$ мм.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



1, 2 – угловые отражатели; D – длина образца при толщине образца $S_{но}$ не более 26 мм равна 150 мм, при толщине образца $S_{но}$ свыше 26 мм равна 250 мм; III – ширина образца равна наружному диаметру при наружном диаметре трубы не более 50 мм, равна 50 мм при наружном диаметре трубы свыше 50 мм

Рисунок 8.15 – НО с угловым отражателем для настройки ультразвукового дефектоскопа при работе с совмещенным ПЭП



$d_{э}$ – диаметр отверстия с плоским дном; $S_{но}$ – толщина стенки НО; R – радиус НО (выбирается равным радиусу контролируемого элемента трубопровода); III – ширина образца равна наружному диаметру при наружном диаметре трубы не более 50 мм, равна 50 мм при наружном диаметре трубы свыше 50 мм; L – длина НО, мм (не менее 50 мм)

Рисунок 8.16 – НО с отражателем типа «отверстие с плоским дном» для настройки ультразвукового дефектоскопа с раздельно-совмещенным ПЭП

8.5.13.12 Для повышения производительности контроля рекомендуется применение мерных поясов, шаблонов.

8.5.13.13 В качестве контактной жидкости в зависимости от температуры окружающего воздуха следует применять специальные контактные смазки, в т. ч.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

специализированные пасты отечественного и зарубежного производства, обеспечивающие надежный и стабильный акустический контакт в рабочем диапазоне температур окружающего воздуха при заданном уровне чувствительности контроля. Рекомендуемые контактные жидкости для проведения УЗК приведены в таблице 8.10.

Т а б л и ц а 8.10 – Рекомендуемые контактные жидкости для проведения УЗК

№ п/п	Наименование контактной жидкости	Температура контролируемой поверхности, °С
1	2	3
1	Пропиленгликоль	От минус 20 до 50
2	МС70 по ГОСТ 9762	От минус 10 до 50
3	Глицерин по натуральной сырой	От минус 10 до 50
4	Масло трансформаторное по ГОСТ 982	От минус 10 до 20
5	Масло конденсаторное по ГОСТ 5775	От минус 10 до 20

8.5.14 Подготовка к проведению контроля

8.5.14.1 Перед началом контроля специалист, осуществляющий контроль, должен:

- выполнить требования, приведенные в 8.1.10.3;
- ознакомиться с результатами предшествующего контроля;
- убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов, устраняемых шлифовкой.

8.5.14.2 Перед проведением контроля следует провести подготовку сварного соединения к контролю силами бригады по устранению дефектов, ЛАЭС или подрядной строительной организации:

- обеспечить доступ к сварному соединению для беспрепятственного сканирования околошовной зоны;
- очистить околошовную зону сварного соединения по обе стороны от сварного шва и по всей его длине от изоляционного покрытия, пыли, грязи, окалины, застывших брызг металла, забоин и других неровностей;
- шероховатость поверхности околошовной зоны должна быть не более Ra 6,3 мкм (Rz 40 мкм);
- ширина подготавливаемой зоны, L_{nod} мм, с каждой стороны сварного шва должна обеспечивать прозвучивание сварного шва прямым и однократно отраженным лучом и превышать значение, определяемое по формуле

$$L_{nod} = 2 \cdot S \cdot \operatorname{tg} \alpha + 3TB + n_1, \quad (8.6)$$

где S – номинальная толщина стенки трубы, мм;

α – угол ввода ультразвука в металл, градус;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

$ЗТВ$ – зона термического влияния, подвергаемая УЗК, мм;

n_1 – длина ПЭП, мм.

Для труб в заводской изоляции допускается проводить зачистку в пределах зоны, ограничиваемой кромкой трубы и краем слоя изоляции, если ширина этой зоны обеспечивает перемещение ПЭП в заданных пределах. Если перемещение ПЭП в заданных пределах невозможно, заводская изоляция подлежит удалению на необходимую ширину.

8.5.14.3 Если при выполнении сварного соединения заводская кромка трубы обрезается более чем на 30 мм, то следует проводить УЗК участка, прилегающего к сварному шву, шириной 60 мм, прямым раздельно-совмещенным ПЭП по всему периметру трубы для выявления возможных расслоений. Настройку браковочного уровня чувствительности ультразвукового дефектоскопа проводят на образце с плоскодонным отверстием диаметром $6,0^{+0,4}$ или $5,0^{+0,4}$ мм и глубиной, равной половине толщины стенки трубы. При применении плоскодонного отверстия диаметром $5,0^{+0,4}$ мм следует уменьшить чувствительность на 3 дБ. Границы расслоения определяют на уровне 6 дБ (по уменьшению амплитуды сигнала от дефекта в 2 раза). В зоне шириной 40 мм, примыкающей к шву, не допускаются расслоения размером более 5 мм в любом направлении. Результаты контроля на наличие расслоений указывают в заключении по результатам УЗК на наличие расслоений в основном металле, оформленном в соответствии с приложением В, при этом при наличии недопустимых расслоений необходимо составить схему с указанием мест расположения недопустимых дефектов.

8.5.14.4 Операцию, приведенную в 8.5.14.3, проводят также перед установкой ремонтной конструкции в зоне по 100 мм в обе стороны от сварного шва.

8.5.15 Настройка аппаратуры

8.5.15.1 Перед проведением настройки аппаратуры с учетом параметров контролируемого соединения следует выбрать ПЭП и НО, конструкция и технические характеристики которых соответствуют приведенным в таблицах 8.8 и 8.9 соответственно.

8.5.15.2 Настройка аппаратуры предусматривает:

- выбор рабочей частоты;
- определение/проверку точки выхода ультразвукового луча и стрелы ПЭП, задержки в призме, скорости ультразвука;
- определение/проверку угла ввода ультразвукового луча в металл;
- проверку «мертвой зоны»;
- настройку браковочного уровня чувствительности;
- настройку ВРЧ;
- настройку системы автоматической сигнализации дефектов;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

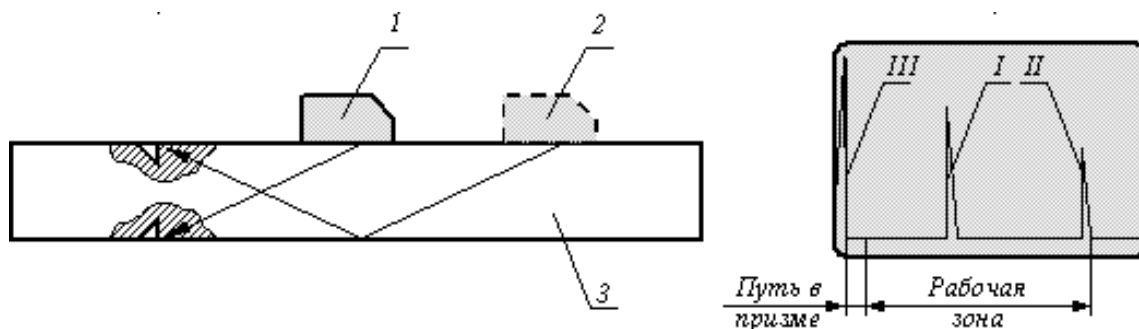
- установку поискового усиления.

Примечание – Настройку аппаратуры проводят при той же температуре окружающего воздуха, при которой будет проведен контроль.

8.5.15.3 Настройку дефектоскопа проводят на мерах или НО по [ГОСТ Р 55724](#). Чувствительность устанавливают по искусственному отражателю в НО. При этом настройку дефектоскопов с совмещенным ПЭП рекомендовано осуществлять с использованием НО, конструкция которого приведена на рисунке 8.15, а дефектоскопа с раздельно-совмещенным ПЭП (хордовым) – с использованием НО, конструкция которого приведена на рисунке 8.16.

Настройка дефектоскопов для поиска поперечно ориентированных дефектов осуществляют по НО, рекомендуемым изготовителем оборудования.

8.5.15.4 Настройка диапазона развертки, приведенная на рисунке 8.17, должна быть выполнена таким образом, чтобы сигналы от несплошностей, располагающихся на любом участке сварного соединения, находились в пределах экрана дефектоскопа.



1 – положение ПЭП, в котором получают эхо-сигнал от нижнего углового отражателя; 2 – положение ПЭП, в котором получают эхо-сигнал от верхнего углового отражателя; 3 – НО;
I – эхо-сигнал от нижнего углового отражателя в НО; II – эхо-сигнал от верхнего углового отражателя в НО; III – зондирующий импульс

Рисунок 8.17 – Настройка диапазона развертки

8.5.15.5 Настройку глубиномера дефектоскопа (определение точки выхода ультразвукового луча, стрелы ПЭП, задержки в призме, скорости ультразвука) производят на СО-3 по [ГОСТ Р 55724](#) или в соответствии с руководством по эксплуатации дефектоскопа.

8.5.15.6 Определение угла ввода ультразвукового луча в металл, проверку «мертвой зоны» проводят на СО-2 по [ГОСТ Р 55724](#).

8.5.15.7 Устанавливают следующие уровни чувствительности:

- браковочный уровень – уровень чувствительности, на котором проводится оценка допустимости обнаруженного дефекта по амплитуде эхо-сигнала от него. Для этого усиление дефектоскопа устанавливают таким образом, чтобы сигнал от искусственного отражателя в НО имел заданную высоту на экране дефектоскопа;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- уровень фиксации – уровень чувствительности, на котором проводится измерение условных размеров обнаруженных дефектов, а также оценка их допустимости по предельным значениям этих размеров. Уровень фиксации в 2 раза (на 6 дБ) ниже браковочного уровня (усиление на 6 дБ выше браковочного уровня установленного на экране дефектоскопа);

- поисковое усиление – уровень чувствительности, при котором осуществляется сканирование объекта контроля (поиск дефектов). Поисковое усиление выше браковочного на величину от 6 до 12 дБ.

8.5.15.8 Для проведения контроля сварных соединений трубопроводов, заполненных транспортируемым продуктом, настройку чувствительности следует производить на НО, нижняя поверхность которых (соответствующая внутренней поверхности трубы) погружена в минеральное масло.

Допускается настройка чувствительности без погружения в минеральное масло с применением поправочных коэффициентов. Значения коэффициентов определяют при разработке технологических инструкций в процессе измерений, проводимых на «сухих» НО и НО, нижняя поверхность которых погружена в минеральное масло.

8.5.15.9 Настройку зоны (строб-импульса) и чувствительности автоматической сигнализации дефектов дефектоскопа осуществляют таким образом, чтобы при появлении из контролируемой зоны эхо-сигналов, имеющих амплитуду, равную уровню фиксации или превышающую его, происходило срабатывание дополнительных индикаторов дефектоскопа (звукового и/или светового). Начало строб-импульса устанавливается на 3 мм правее зондирующего импульса, конец строб-импульса устанавливается правее сигнала от верхнего углового отражателя в НО (для дефектоскопов, имеющих функцию ВРЧ).

8.5.15.10 Операции и последовательность их выполнения при настройке дефектоскопа каждого конкретного типа и проведении контроля должны быть приведены в технологической инструкции. В операционной технологической карте указывают основные параметры контроля и нормы браковки. Описание операций по настройке разрабатывают на основе руководства по эксплуатации конкретного прибора и настоящего раздела. Настройку дефектоскопа следует завершать проверкой точности определения координат дефекта. Проверка проводится по угловому отражателю в НО, погрешность измерения координат передней грани углового отражателя не более ± 1 мм.

8.5.15.11 Проверку настроек дефектоскопа на СО и НО выполняют не реже, чем 2 раза в смену, а установленный уровень чувствительности, кроме того, проверяется на отражателе НО перед началом контроля и после окончания контроля каждого сварного

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

соединения. При изменении уровня чувствительности более чем на 1 дБ процедуру настройки повторяют.

8.5.16 Проведение контроля

8.5.16.1 При УЗК сварных швов наклонными ПЭП контролируют зону, включающую сварной шов и зону термического влияния, минимальной шириной, равной половине толщине стенки, но не менее 10 мм с каждой стороны сварного шва.

8.5.16.2 УЗК проводят в соответствии с технологической инструкцией и операционной технологической картой.

8.5.16.3 Контроль сварных соединений осуществляют путем перемещения ПЭП по поверхности околошовной зоны сварного соединения параллельно сварному шву с одновременным возвратно-поступательным движением в направлении, перпендикулярном ему. В процессе перемещения ПЭП ось ультразвукового луча поворачивают относительно линии поперечного перемещения от 10° до 15°. Схема перемещения совмещенного ПЭП в околошовной зоне сварного соединения приведена на рисунке 8.18. Перемещение ПЭП проводят в зоне, ограниченной с одной стороны краем валика, с другой – расстоянием L_{max} , мм, определяемым по формуле

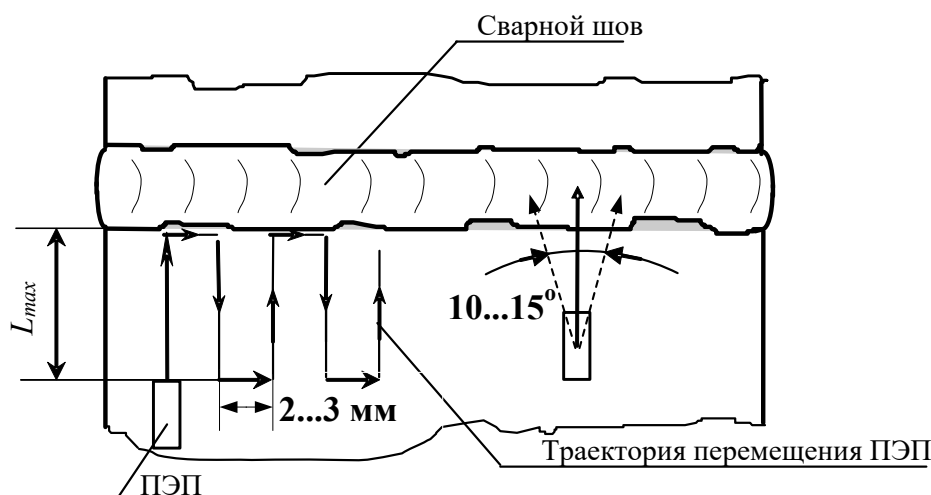
$$L_{max} = 2S \cdot \operatorname{tg} \alpha - n + 3TB, \quad (8.7)$$

где n – стрела ПЭП, мм.

При этом, как правило, нижнюю часть сварного шва контролируют прямым лучом, а верхнюю – однократно отраженным лучом.

При контроле сварного шва с использованием ПЭП (хордового) проводят только продольное сканирование вдоль сварного шва (поперечное сканирование не проводят).

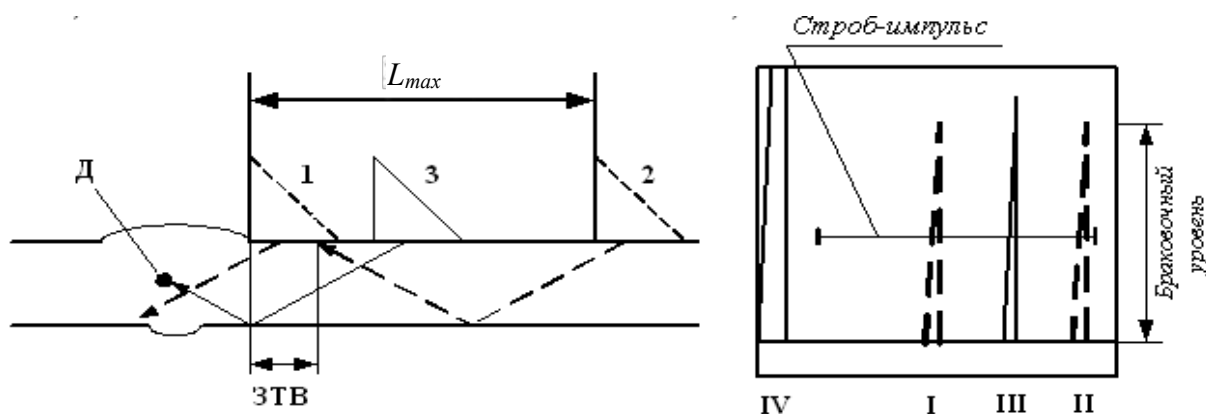
ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



L_{max} – максимальное расстояние от передней грани ПЭП до границы валика сварного шва (ширина зоны сканирования)

Рисунок 8.18 – Схема перемещения совмещенного ПЭП в околошовной зоне сварного соединения

8.5.16.4 Схема прозвучивания стыкового сварного соединения приведена на рисунке 8.19.



а) положения ПЭП и ход распространения ультразвука (по осям пучков) в сечении контролируемого соединения

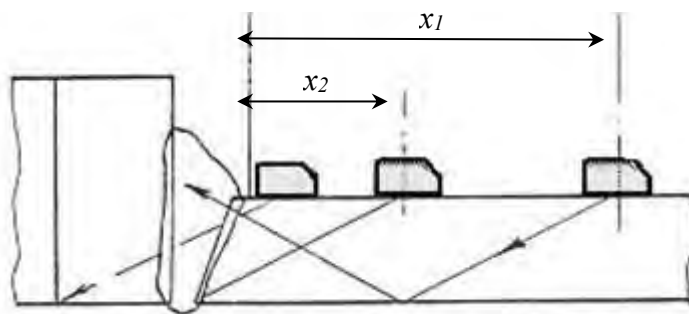
б) изображение на экране дефектоскопа

1, 2 – крайние положения ПЭП при прозвучивании сварного шва соответственно прямым и однократно отраженным лучом; 3 – положение ПЭП при получении сигнала от несплошности сварного шва; Д – несплошность сварного шва; I – положение сигнала от нижнего углового отражателя в НО; II – положение сигнала от верхнего углового отражателя в НО; III – сигнал от несплошности (дефекта) сварного шва; IV – зондирующий сигнал; L_{max} – максимальное расстояние от передней грани ПЭП до границы валика сварного шва (ширина зоны сканирования)

Рисунок 8.19 – Схема прозвучивания стыкового сварного соединения

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

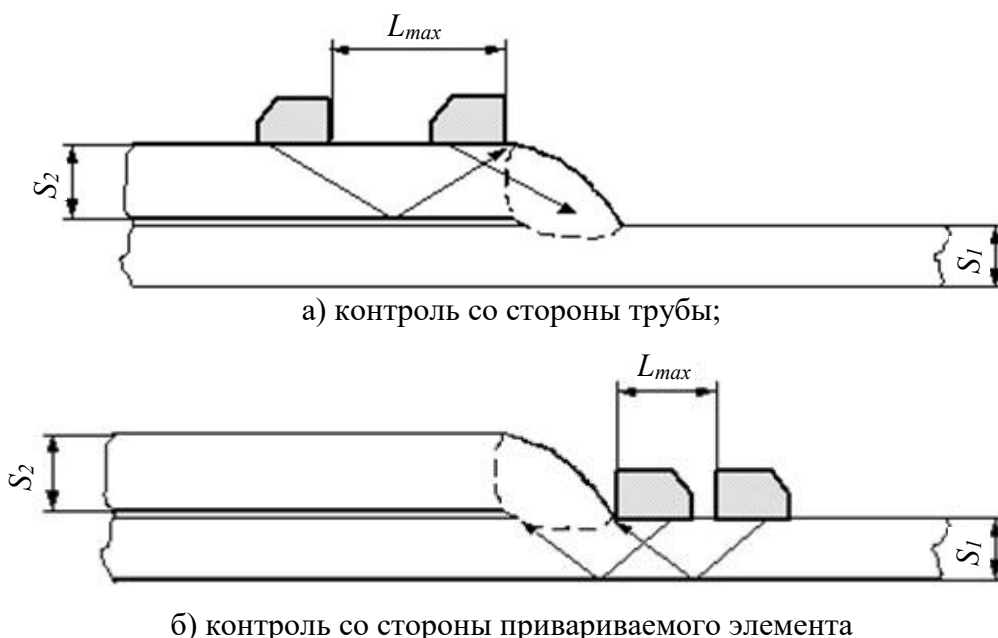
8.5.16.5 Схема контроля углового сварного соединения приведена на рисунке 8.20.



x_1 , x_2 – минимальное и максимальное расстояние от сварного шва, мм

Рисунок 8.20 – Схема контроля углового сварного соединения

8.5.16.6 Схема контроля сварного шва нахлесточного соединения (швы приварки муфт и усиливающих элементов к трубе) приведена на рисунке 8.21.



а) контроль со стороны трубы;

б) контроль со стороны привариваемого элемента

L_{max} – длина зоны перемещения ПЭП, мм; S_1 , S_2 – толщины свариваемых элементов, мм.

Рисунок 8.21 – Схема контроля сварного шва нахлесточного соединения (швы приварки муфт и усиливающих элементов к трубе)

8.5.16.7 Перемещение ПЭП осуществляют с обеих сторон валика сварного шва при контроле стыковых кольцевых сварных соединений. Возможность перемещения ПЭП с обеих сторон сварного шва при контроле угловых и нахлесточных сварных швов определяется их конструкцией и должна быть отражена в технологической инструкции и технологической карте.

8.5.16.8 Величина продольного (вдоль сварного шва) шага перемещения ПЭП – половина ширины/диаметра пьезопластины. Конкретное значение шага должно быть указано в операционной технологической карте. В процессе перемещения ПЭП необходимо

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

обеспечивать постоянный акустический контакт рабочей поверхности ПЭП с поверхностью контролируемого соединения.

8.5.16.9 Скорость перемещения ПЭП – не более 100 мм/с.

8.5.16.10 Признаком обнаружения дефекта служит появление при поисковом усилении эхо-сигнала на экране дефектоскопа в зоне развертки, соответствующей контролируемому участку сварного шва.

8.5.16.11 Основные положения технологии ультразвукового контроля стыковых кольцевых сварных соединений дефектоскопами с ФАР – в соответствии с приложением К.

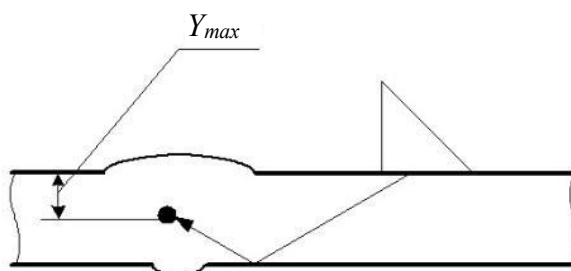
8.5.16.12 Особенности ультразвукового контроля стыковых кольцевых сварных соединений на подкладных кольцах – в соответствии с приложением Л.

8.5.16.13 При появлении признаков обнаружения дефекта следует зафиксировать ПЭП в положении, при котором амплитуда наблюдаемого сигнала максимальна, и определить координаты отражающей поверхности. Если результат определения координат свидетельствует о том, что обнаруженный отражатель располагается в контролируемом шве (т. е. является дефектом), необходимо провести измерение характеристик дефекта.

8.5.16.14 Проводят измерение следующих параметров дефекта:

- максимальная амплитуда сигнала от дефекта;
- наибольшая глубина залегания дефекта в сечении сварного шва (при применении совмещенного ПЭП);
- условная протяженность дефекта вдоль сварного шва;
- условное расстояние между дефектами;
- суммарная условная протяженность дефектов на оценочном участке.

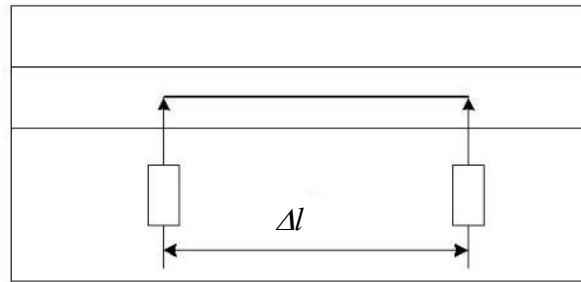
Схемы измерений параметров дефекта приведены на рисунке 8.22.



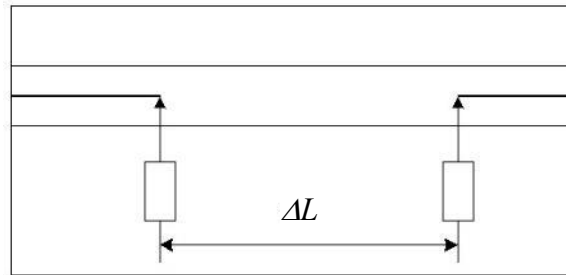
а) определение наибольшей глубины залегания Y_{max} , мм;

Рисунок 8.22, лист 1 – Схемы измерений параметров дефектов

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



б) измерение условной протяженности Δl , мм;



в) измерение условного расстояния между дефектами ΔL , мм

Y_{max} – глубина залегания дефекта в сечении сварного шва, мм;

Δl – условная протяженность дефекта вдоль сварного шва, мм;

ΔL – условное расстояние между дефектами, мм

Рисунок 8.22, лист 2 – Схемы измерений параметров дефектов

8.5.16.15 Амплитуду эхо-сигнала от дефекта $A_{изм}$ измеряют относительно амплитуды сигнала от отражателя в НО как разницу показаний аттенюатора дефектоскопа при уменьшении амплитуды измеряемого сигнала до уровня, установленного при настройке браковочной чувствительности (см. 8.5.15.8). Допускаются другие способы измерения амплитуды отраженного сигнала, определяемые конструктивными и эксплуатационными особенностями применяемого дефектоскопа. Операции по измерению амплитуды должны быть подробно описаны в технологической инструкции.

8.5.16.16 Глубину залегания дефекта Y_{max} , мм, определяют с помощью глубиномера дефектоскопа при максимальной амплитуде в соответствии с руководством по эксплуатации.

8.5.16.17 Условную протяженность дефектов вдоль сварного шва Δl , мм, измеряют как расстояние между крайними положениями ПЭП, перемещаемого вдоль сварного шва и ориентированного перпендикулярно к нему. При этом крайними положениями ПЭП считают те, при которых амплитуда эхо-сигнала от дефекта уменьшается до уровня фиксации.

8.5.16.18 Условное расстояние между дефектами ΔL , мм, измеряют на уровне фиксации как расстояние между крайними положениями ПЭП, при которых была определена условная протяженность расположенных рядом дефектов.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.5.16.19 Суммарную условную протяженность дефектов на оценочном участке Σ_{300} , мм, определяют как сумму условных протяженностей дефектов, обнаруженных на этом участке.

8.5.17 Идентификация дефектов по результатам УЗК

8.5.17.1 Дефекты по результатам УЗК относят к одному из следующих видов:

а) непротяженные (одиночные поры, компактные шлаковые включения);
б) протяженные (трещины, непровары, несплавления, удлиненные шлаковые включения и поры):

- в корне сварного шва – для которых Y_{max} более или равно $2/3S$;

- в сечении сварного шва – для которых Y_{max} меньше $2/3S$;

в) цепочки и скопления.

8.5.17.2 Значения условной протяженности одиночного дефекта, при котором дефект считается непротяженным, приведены в таблице 8.11.

8.5.17.3 К протяженным относят дефекты, условная протяженность которых превышает значения, приведенные в таблице 8.11.

8.5.17.4 Если при перемещении ПЭП вдоль или поперек сварного шва огибающие последовательностей эхо-сигналов от дефектов на уровне фиксации разделяются на три и более непротяженных дефекта, то данные дефекты считают цепочкой включений или скоплением. При этом расстояния между дефектами, входящими в цепочку или скопление, не более значений, приведенных в таблице 8.11. Если расстояния между дефектами, входящими в цепочку или скопление, превышают значения, приведенные в таблице 8.11, дефекты считают одиночными.

Таблица 8.11 – Значения условной протяженности одиночного дефекта, при котором дефект считается непротяженным

В миллиметрах

№ п/п	Толщина стенки контролируемого соединения	Условная протяженность одиночного непротяженного дефекта
1	2	3
1	От 2,0 до 3,0 включ.	3
2	Св. 3,0 до 4,0 включ.	4
3	Св. 4,0 до 6,0 включ.	5
4	Св. 6,0 до 9,0 включ.	7
5	Св. 9,0 до 12,0 включ.	10
6	Св. 12,0 до 15,0 включ.	12
7	Св. 15,0	15

8.5.18 Оценку допустимости выявленных дефектов осуществляют в соответствии с 11.1.14 в зависимости от вида работ.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.5.19 Результаты контроля фиксируют в журнале НК и оформляют в виде заключений по результатам УЗК. К заключению по результатам УЗК должна быть приложена схема проконтролированного соединения с указанием на ней координат продольных сварных швов и мест расположения недопустимых дефектов. Для выполнения оценки качества сварных соединений по критериям оценки допустимости дефектов по результатам зонального и дифракционных методов УЗК согласно 11.1.14 производителю работ по НК необходимо разработать и согласовать с ООО «НИИ Транснефть» операционную технологическую карту на проведение УЗК.

8.5.20 При составлении заключений по результатам УЗК каждый дефект следует описывать отдельно.

8.5.21 При сокращенном описании дефектов обозначают:

а) буквами – вид дефекта:

- SH – непотраженный;
- LS – протяженный в сечении сварного шва;
- LB – протяженный в корне сварного шва;
- TD – ориентированный перпендикулярно оси сварного шва (поперечно ориентированный дефект);
- CC – цепочки и скопления;

б) буквами – допустимость дефекта по амплитудному признаку:

- Ад – при *Аизм.* не более *Аэтал*;
- Ан – при *Аизм.* больше *Аэтал*;

в) цифрами – координату начала дефекта, мм, относительно точки начала контроля;

г) цифрами – наибольшую глубину залегания дефекта Y_{max} , мм. Для поперечно ориентированных дефектов глубину залегания не указывают;

д) цифрами – условную протяженность Δl , мм. Для поперечно ориентированных дефектов протяженность не указывают.

Обозначения отделяют друг от друга дефисом.

8.5.22 Настройку оборудования, предназначенного для поиска поперечно ориентированных дефектов, проводят по инструкции разработчика оборудования. Браковочный уровень чувствительности должен соответствовать уровню, полученному от углового отражателя с размерами, приведенными в таблице 8.9.

8.5.23 При сканировании специальным оборудованием, предназначенным для поиска поперечно ориентированных дефектов, признаком обнаружения недопустимого поперечно ориентированного дефекта, является фиксация сигнала от несплошности большего или

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

равного браковочного уровня. При необнаружении индикаций от несплошности выше уровня фиксации обычным ПЭП в месте обнаружения недопустимого поперечно ориентированного дефекта обнаруженный дефект следует считать поперечной трещиной.

8.5.24 Ниже приведены примеры сокращенного описания дефектов.

Примеры

1 SH-Ад-170-3-5 – непротивный дефект, отстоящий на 170 мм от точки начала контроля, глубина залегания в шве – 3 мм, условной протяженностью – 5 мм, допустим по амплитуде эхо-сигнала.

2 СС-Ан-568-4-20 – цепочка дефектов, отстоящая на 568 мм от точки начала контроля, глубина залегания в шве – 4 мм, условная протяженность – 20 мм, недопустим по амплитуде эхо-сигнала.

3 LS-Ад-1030-4-90 – протяженный дефект в сечении сварного шва, отстоящий на 1030 мм от точки начала контроля, глубина залегания в шве – 4 мм, условная протяженность – 90 мм, недопустим по условной протяженности.

4 LB-Ан-2100-6-140 – протяженный дефект в корне сварного шва, отстоящий на 2100 мм от точки начала контроля, глубина залегания в шве – 6 мм, условная протяженность – 140 мм, недопустим по амплитуде эхо сигнала и условной протяженности.

5 TD-Ан-130 – поперечно ориентированный дефект, отстоящий на 130 мм от точки начала контроля, недопустим.

8.5.25 Порядок проведения УЗТ области доработки/шлифовки

8.5.25.1 УЗТ подлежат все выявленные при ВИК и РК области доработки/шлифовки поверхности сварного соединения, околошовной зоны или тела трубы.

8.5.25.2 УЗТ области доработки/шлифовки поверхности сварного соединения, околошовной зоны или тела трубы выполняют с целью определения фактической минимальной остаточной толщины стенки трубы.

8.5.25.3 Определение минимальной остаточной толщины стенки трубы выполняют путем сплошного контроля прямым раздельно-совмещенным ультразвуковым ПЭП/толщиномером всей области доработки/шлифовки.

8.5.25.4 Для УЗТ рекомендуется применять прямой раздельно-совмещенный ультразвуковой ПЭП с номинальной рабочей частотой не менее 4 МГц.

8.5.25.5 Настройку оборудования при УЗТ выполняют согласно инструкции изготовителя.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

8.5.25.6 Определение минимальной остаточной толщины стенки трубы выполняют для каждого дефекта. Результаты измерений указывают в заключении по результатам УЗК.

8.5.25.7 При сокращенном описании дефекта обозначают координату начала дефекта (в миллиметрах) относительно точки начала отсчета, длину дефекта (вдоль сварного шва), минимальную остаточную толщину. Обозначения отделяют друг от друга дефисом.

8.5.25.8 Оценку допустимости проводят согласно 11.1.16.

8.5.26 Результаты контроля оформляют в соответствии с разделом 7. Заключение по результатам УЗК, подтвержденное специалистом СК заказчика, предоставляют производителю сварочно-монтажных работ:

- в срок не более 48 ч после окончания сварки стыка;
- в срок не более 72 ч после выполнения сварочно-монтажных работ на ремонтных стыках, захлестах линейной части магистрального трубопровода, стыках, выполняемых для устранения разрывов, разнотолщинных сварных соединениях.

При проведении работ по УЗК в период плановой остановки трубопровода сроки предоставления заключений по результатам НК определяют в соответствии с [ОР-75.200.00-КТН-0085-21](#).

9 Требования к обеспечению проведения неразрушающего контроля

9.1 Требования к персоналу, осуществляющему неразрушающий контроль сварных соединений трубопроводов

9.1.1 К работам по НК допускают лиц, прошедших обучение, аттестованных согласно [ОР-03.120.00-КТН-0439-22](#) и в соответствии с законодательством Российской Федерации.

9.1.2 Специалисты, непосредственно осуществляющие НК, не должны иметь медицинских противопоказаний по состоянию здоровья.

9.1.3 Порядок выдачи и срок действия разрешений на проведение работ по НК – в соответствии с [ОР-03.120.00-КТН-0439-22](#).

9.1.4 К руководству ЛНК/группой контроля качества допускаются специалисты, имеющие разрешение согласно [ОР-03.120.00-КТН-0439-22](#) не менее чем по двум методам контроля, одним из которых является ВИК, а другим – РК или УЗК. При этом их стаж работы в области НК должен быть не менее 3 лет.

9.1.5 Специальные требования к персоналу, выполняющему РК

9.1.5.1 К выполнению работ по РК, получению, транспортированию, хранению и перезарядке гамма-дефектоскопов источниками ионизирующих излучений допускаются лица

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

не моложе 18 лет, прошедшие специальный медицинский осмотр, инструктаж и сдавшие экзамен по радиационной безопасности в установленном порядке, а также прошедшие производственную стажировку не менее 2 месяцев.

9.1.5.2 Специалисты, выполняющие работы по РК с применением технологии ЦР, должны пройти специальное дополнительное обучение с учетом специфики технологии и оборудования ЦР, работы с электронным изображением, обработки и расшифровки этого изображения, идентификации дефектов по электронному изображению и измерения их размеров. Специалисты должны иметь документ, подтверждающий факт прохождения такого обучения.

9.2 Требования к организации, осуществляющей неразрушающий контроль сварных соединений трубопроводов

9.2.1 Организация, выполняющая работы по НК сварных соединений трубопроводов на объектах ОСТ, должна иметь:

- ЛНК, аккредитованную согласно [ОР-03.120.20-КТН-0449-22](#) и нормативным правовым актам;
- специалистов, обученных и аттестованных (включая проверку знаний правил безопасности) в соответствии с требованиями, приведенными в 9.1;
- лицензию на проведение экспертизы промышленной безопасности, выданную специально уполномоченными в области промышленной безопасности федеральными органами исполнительной власти (для организаций, выполняющих работы на действующих трубопроводах, если результатом работ по НК является заключение экспертизы промышленной безопасности или другой разрешительный документ, предусмотренный действующим законодательством).

9.2.2 Применяемые ЛНК технологии НК должны обеспечивать выявление и идентификацию дефектов в соответствии с критериями, установленными в разделе 11.

9.3 Требования к применяемому оборудованию и материалам

При проведении НК следует применять оборудование и материалы, соответствующие [ОТТ-75.180.00-КТН-046-12](#).

10 Требования безопасности

10.1 Общие положения

10.1.1 Для обеспечения безопасности при проведении работ по НК сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов необходимо

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

соблюдать положения [ГОСТ 12.1.019](#), [ГОСТ 12.2.003](#), [ГОСТ 12.3.002](#), [ГОСТ 12.4.011](#), [СНиП 12-03-2001](#), [СНиП 12-04-2002](#), правил [2], правил [3], [ПУЭ](#), постановления [4].

10.1.2 При организации работ по НК сварных соединений необходимо соблюдать требования пожарной безопасности по [РД-13.220.00-КТН-0243-20](#).

10.1.3 В ЛНК должны быть утвержденные инструкции по охране труда и пожарной безопасности по каждому виду работ/методу НК или одна инструкция по профессии дефектоскопист, а также требования безопасности при проведении НК в котлованах и траншеях, в соответствии с [РД-23.040.00-КТН-118-12](#).

10.1.4 Руководители соответствующих подразделений должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, а также контролировать выполнение правил и инструкций по охране труда и пожарной безопасности.

10.1.5 Персонал, выполняющий работы по НК, должен быть проинструктирован по правилам охраны труда и пожарной безопасности в объеме возложенных на него обязанностей под роспись в журнале инструктажей и обязан неукоснительно выполнять эти правила.

10.1.6 К эксплуатации и обслуживанию оборудования, приборов, средств НК и измерений допускаются только лица, обученные и аттестованные в установленном порядке и имеющие право на выполнение работ по контролю сварных соединений.

10.1.7 Работы по НК сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов следует проводить в соответствии с [ОР-13.100.00-КТН-0332-21](#) с оформлением нарядов-допусков на их подготовку и проведение.

10.2 Требования безопасности при проведении визуального и измерительного контроля

При проведении ВИК следует соблюдать требования, приведенные в 10.1.

10.3 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля капиллярными методами

10.3.1 При размещении, хранении, транспортировании и использовании дефектоскопических и вспомогательных материалов, отходов производства и проконтролированных сварных соединений следует соблюдать требования к защите от пожаров и взрывов по [ГОСТ 12.1.004](#) и [ГОСТ 12.1.010](#).

10.3.2 Расположение и организация рабочих мест, оснащение их приспособлениями, необходимыми для безопасного выполнения технологических операций, должны

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

соответствовать требованиям безопасности к производственному оборудованию по [ГОСТ 12.2.003](#).

10.3.3 Требования безопасности к производственным процессам – в соответствии с [ГОСТ 12.3.002](#).

10.3.4 Требования безопасности по содержанию вредных веществ, температуре, влажности и подвижности воздуха в рабочей зоне – в соответствии с [ГОСТ 12.1.005](#) и [ГОСТ 12.1.007](#), требования к вентиляционным системам – в соответствии с [ГОСТ 12.4.021](#).

10.3.5 Требования электробезопасности – в соответствии с [ГОСТ 12.2.007.0](#), [ГОСТ 12.2.007.6](#), [ГОСТ 12.2.007.8](#), [ГОСТ 12.2.007.14](#), [ГОСТ 12.1.019](#), правилами [3].
Требования к защите от шума – в соответствии с [ГОСТ 12.1.003](#).

10.3.6 Отходы производства в виде отработанных дефектоскопических материалов подлежат утилизации, регенерации, удалению в установленные сборники или уничтожению (сжиганию для органических материалов).

10.3.7 Требования к применению средств коллективной и индивидуальной защиты – в соответствии с [ГОСТ 12.4.011](#).

10.3.8 Требования к специальной одежде – в соответствии с [ГОСТ 12.4.016](#).

10.3.9 Требования к средствам защиты рук – в соответствии с [ГОСТ 12.4.020](#).

10.3.10 При выполнении осмотра контролируемой поверхности в ультрафиолетовом излучении следует применять защитные очки со стеклами ЖС4 по [ГОСТ 9411](#) толщиной от 2,0 до 2,5 мм.

10.4 Состав оцениваемых показателей

10.4.1 Общие требования безопасности к проведению МК – по [ГОСТ 12.3.002](#).

10.4.2 Конструкция производственного оборудования должна соответствовать [ГОСТ 12.2.049](#) и [ГОСТ 12.2.003](#).

10.4.3 Расположение и организация рабочих мест на участке, оснащение их приспособлениями, необходимыми для безопасного выполнения технологических операций, должны соответствовать требованиям безопасности по [ГОСТ 12.2.032](#), [ГОСТ 12.2.033](#), [ГОСТ 12.2.061](#) и [ГОСТ 12.2.062](#).

10.4.4 Требования к содержанию вредных веществ, температуре, влажности, подвижности воздуха в рабочей зоне – по [ГОСТ 12.1.005](#) и [ГОСТ 12.1.007](#), требования к вентиляционным системам – по [ГОСТ 12.4.021](#).

10.4.5 Требования электробезопасности – по [ГОСТ 12.2.007.0](#), [ГОСТ 12.1.019](#), правилам [3].

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

10.4.6 Защитное заземление или зануление дефектоскопов – по [ГОСТ 12.1.030](#).

10.4.7 При размещении, хранении, транспортировании и использовании дефектоскопических и вспомогательных материалов, отходов производства и объектов, прошедших контроль, следует соблюдать требования к защите от пожаров по [ГОСТ 12.1.004](#).

10.4.8 Индивидуальные средства защиты – в соответствии с [ТР ТС 019/2011](#) [5].

10.4.9 Требования к защите от вредного воздействия постоянных магнитных полей – в соответствии с [СанПиН 1.2.3685-21](#).

10.4.10 Органы управления магнитопорошковых дефектоскопов, создающих постоянные магнитные поля напряженностью более 80 А/см, должны быть вынесены за пределы зоны действия этих полей.

10.4.11 При контроле способом приложенного поля с циркулярным намагничиванием не допускается применять керосиновую или керосино-масляную суспензию.

10.4.12 Для приготовления суспензий не допускается использовать керосин температурной вспышки ниже 30 °С.

10.4.13 При осмотре контролируемой поверхности в ультрафиолетовом излучении, если в аппарате отсутствуют встроенные устройства, обеспечивающие защиту глаз оператора от вредного воздействия ультрафиолетовых лучей, следует применять защитные очки со стеклами ЖС-4 по [ГОСТ 9411](#) толщиной не менее 2 мм.

10.4.14 Отходы производства в виде отработанных дефектоскопических материалов подлежат утилизации, регенерации, удалению в установленные сборники или уничтожению.

10.5 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля радиографическим методом

10.5.1 Основными видами опасности для персонала при РК являются воздействие на организм ионизирующего излучения и вредных газов, образующихся в воздухе под воздействием излучения, а также поражение электрическим током.

10.5.2 Организации, использующие источники ионизирующего излучения (генерирующие), должны осуществлять деятельность при наличии санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии условий работы с источниками ионизирующего излучения (генерирующие) санитарным правилам на используемые источники.

10.5.3 В организациях, где проводятся работы с применением ионизирующего излучения, следует осуществлять систематический дозиметрический контроль, который

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

обеспечивает соблюдение норм радиационной безопасности и получение информации о дозе облучения персонала.

10.5.4 РК и перезарядку радиоактивных источников следует проводить только с использованием специально предназначенной для этих целей и находящейся в исправном состоянии аппаратуры, ТД на изготовление и эксплуатацию которой должна быть согласована с федеральными органами исполнительной власти, специально уполномоченными в области промышленной безопасности.

10.5.5 Электрооборудование действующих стационарных и переносных установок для РК – в соответствии с [ГОСТ 12.2.007.0](#) и [ПУЭ](#).

10.5.6 При проведении РК, хранении и перезарядке радиоактивных источников излучения должна быть обеспечена безопасность работ в соответствии с [СП 2.6.1.2612-10](#), [СП 2.6.1.3241-14](#), [СанПиН 2.6.1.1281-03](#), [СанПиН 2.6.1.3164-14](#) и [ГОСТ 23764](#). Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами персонального учета доз радиоактивного излучения индивидуальными дозиметрами.

10.5.7 При эксплуатации подключенных к промышленной электросети стационарных и переносных установок для РК должна быть обеспечена безопасность работ в соответствии с правилами [3].

10.5.8 При транспортировании радиоактивных источников излучения следует соблюдать требования [СанПиН 2.6.1.1281-03](#).

10.5.9 Предприятия, выполняющие РК сварных соединений, разрабатывают документ, определяющий правила и методы безопасной организации работ, объем и средства РК с учетом местных условий производства и доводят их в установленном порядке до работников.

10.6 Требования безопасности при проведении неразрушающего контроля ультразвуковыми методами

10.6.1 При проведении работ по УЗК сварных соединений специалист НК должен руководствоваться [ГОСТ 12.1.001](#), [ГОСТ 12.2.003](#), [ГОСТ 12.3.002](#), правилами [3].

10.6.2 Уровни шума, создаваемого на рабочем месте, не более значний, допустимых по [ГОСТ 12.1.003](#).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

11 Оценка качества сварных соединений

11.1 Оценка качества сварных соединений при строительстве и ремонте трубопроводов

11.1.1 При строительстве и ремонте трубопроводов по результатам НК все сварные соединения подразделяют на категории: «годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль».

11.1.2 К категории «годен» относят сварные соединения, в которых отсутствуют дефекты или выявлены дефекты, соответствующие критериям, приведенным в 11.1.10 – 11.1.15.

11.1.3 К категории «ремонт» относят сварные соединения, форма которых не удовлетворяет критериям, приведенным в 11.1.10.2, а также сварные соединения, в которых выявлены дефекты, не соответствующие критериям, приведенным в 11.1.11 – 11.1.15, но суммарная протяженность (суммарная условная протяженность) недопустимых дефектов, подлежащих ремонту с применением сварки, не превышает 1/6 длины/периметра сварного соединения.

11.1.4 К категории «вырезать» относят сварные соединения с выявленными трещинами, со смещением кромок более допустимого согласно 11.1.10.1, а также сварные соединения, в которых суммарная протяженность выявленных недопустимых дефектов (суммарная условная протяженность недопустимых дефектов, подлежащих ремонту с применением сварки) превышает 1/6 длины/периметра сварного соединения, а также сварные соединения после проведенного ремонта не соответствующие критериям, приведенным в 11.1.11 – 11.1.15.

11.1.5 Выявленные в процессе проведения НК недопустимые дефекты устраняют до выдачи разрешения на изоляцию, нанесения антикоррозионного покрытия на сварное соединение. Дефекты, выявленные ВИП, для которых был проведен расчет на прочность и долговечность в соответствии с [РД-23.040.00-КТН-011-16](#), должны быть устранены до наступления сроков, ограничивающих их эксплуатацию.

11.1.6 Повторному контролю подлежит сварное соединение при обнаружении дефекта, допустимость которого невозможно оценить в связи с невозможностью достоверно определить его тип, вид и параметры, а также при выявлении несоответствий в части требований к полученным результатам – по 8.4.20.1 для радиографических снимков, по 8.5.7 для результатов МУЗК/АУЗК. Объем и методы повторного контроля определяет дефектоскопист, выдающий заключение по результатам НК, или представитель СК, контролирующего работу ЛНК и выдающего совместное заключение по результатам НК.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Метод повторного контроля выбирают исходя из возможности наилучшего выявления предполагаемого дефекта.

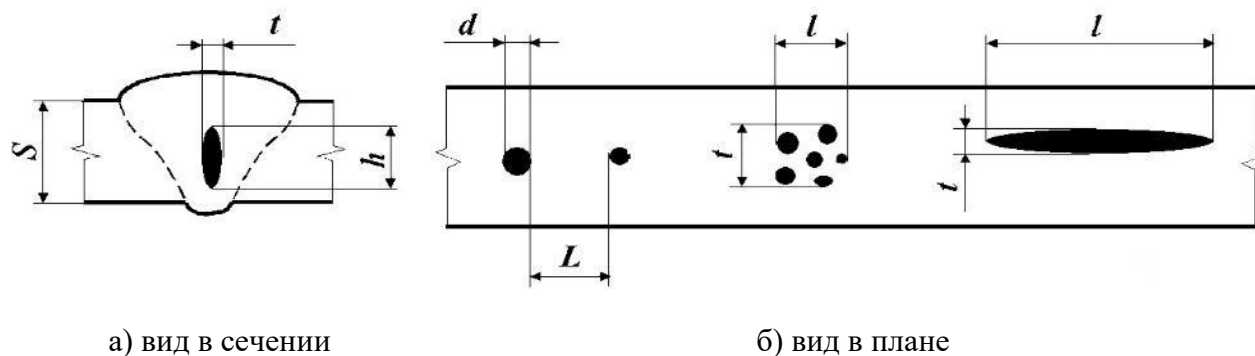
11.1.7 Представителям СК разрешается вносить исправления в заключения по результатам НК, выданные ЛНК, при неправильной расшифровке результатов НК или оценке качества радиографических снимков, с обязательным указанием правильных параметров расшифровки в графе «Примечания» за своей подписью и личным штампом/печатью.

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

11.1.9 Критерии оценки допустимости дефектов сварных соединений в тексте настоящего раздела приведены в следующем порядке:

- ВИК – 11.1.10;
- ПВК – 11.1.11;
- МК – 11.1.12;
- РК – 11.1.13;
- УЗК – 11.1.16
- ВТД – 11.1.19

Схематическое изображение сварного шва и определение размеров дефектов приведены на рисунке 11.1.



S – номинальная толщина стенки трубы/детали; d – диаметр дефекта округлой формы; h – глубина дефекта; l – протяженность дефекта (размер дефекта, определяемый вдоль сварного шва); t – ширина дефекта (размер дефекта, определяемый поперек сварного шва); L – расстояние между соседними дефектами; d – диаметр наибольшего из расположенных рядом отдельных дефектов или дефектов, входящих в скопление или цепочку

Рисунок 11.1 – Схематическое изображение сварного шва и определение размеров дефектов

11.1.10 Критерии оценки допустимости дефектов, выявляемых по результатам ВИК

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

11.1.10.1 Критерии оценки допустимости дефектов сварных соединений по результатам ВИК приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Критерии оценки допустимости дефектов сварных соединений по результатам ВИК

№ п/п	Наименование дефектов	Условное обозначение	Критерии оценки допустимости дефекта для трубопровода/участка трубопровода	
			Категории В, I (по СП 36.13330.2012)	Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)
1	2	3	4	5
1	Выходящие на поверхность поры, включения, незаваренные кратеры, прожоги, наплывы, свищи, усадочные раковины, прижоги металла в местах касания сварочной дугой основного металла.	AB	Не допускаются	
2	Выходящие на поверхность несплавления	Dc ₃	Не допускаются	
3	Трещины	E	Не допускаются	
4	Подрезы внутренние/наружные	Fc ₂ /Fc ₁	Допускаются, если	
			<i>h</i> до 0,05· <i>S</i> включ., но не более 0,5 мм <i>l</i> не более 50 мм; Σ ₃₀₀ не более 100 мм	<i>h</i> до 0,1· <i>S</i> включ., но не более 0,5 мм <i>l</i> не более 100мм; Σ ₃₀₀ не более 150 мм
5	Смещения кромок наружное/внутреннее	Fd ₁ /Fd ₂	Допускаются, если	
			<i>h</i> до 0,2 <i>S</i> включ., но не более 3,0 мм – для труб с <i>S</i> 10 мм и более, <i>h</i> до 0,25 <i>S</i> включ., но не более 2,0 мм – для труб с <i>S</i> менее 10 мм	
Примечания 1 В таблице применены следующие условные обозначения: - <i>h</i> – глубина дефекта; - <i>S</i> – номинальная толщина стенки трубы (детали); - <i>l</i> – протяженность дефекта (размер дефекта, определяемый вдоль оси сварного шва); - Σ₃₀₀ – суммарная протяженность дефектов на длине сварного шва, равной 300 мм. 2 Протяженность подреза измеряется по уровню фиксации <i>h</i> – 0,1 мм. 3 Протяженность измеряется только для недопустимого смещения: для толщин менее 6 мм измеряется по уровню фиксации <i>h</i> – 1 мм, для 6 мм и более <i>h</i> – 1,5 мм.				

11.1.10.2 Форма сварных швов должна соответствовать установленным в операционных технологических картах на сборку и сварку, [РД-25.160.00-КТН-037-14](#), [РД-23.040.00-КТН-201-17](#), [ГОСТ 16037](#), при этом:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- выпуклость сварного шва должна быть высотой от 0,5 до 3,0 мм и иметь плавный переход к основному металлу (угол α между основным металлом и валиком шва должен быть не менее 120°);

- чешуйчатость сварного шва $\Delta 1$ (превышение гребня над впадиной) не более 1,0 мм;

- глубина межваликовой канавки $\Delta 2$ не более 1,0 мм (определяется максимальной разностью между высотой валика относительно соседней с ним канавки);

- допускается вогнутость облицовочного сварного шва на вертикальных участках, не выходящая за пределы диапазона величины выпуклости сварного шва;

- требования к величине катетов углового сварного соединения должны быть оговорены в конструкторской документации на это соединение или в конструкторской документации на узел, частью которого это соединение является, но не более 1,2 меньшей номинальной толщины стенки свариваемых деталей;

- ширина подварочного слоя должна быть от 8 до 10 мм, при разнотолщинном соединении – от 9 до 12 мм;

- ширина швов, выполненных механизированной и ручной дуговой сваркой, должна соответствовать значениям, приведенным в таблице 11.2 и таблице 11.3;

- ширина наружного и внутреннего сварных швов, выполненных полуавтоматической и автоматической сваркой, должна соответствовать значениям, приведенным в таблицах 11.4 – 11.6.

Требования к ширине сварного шва при механизированной и ручной дуговой сварке сварных соединений при отсутствии сведений об НД, в соответствии с которым выполнено сварное соединение, приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Требования к ширине сварного шва при механизированной и ручной дуговой сварке сварных соединений при отсутствии сведений об НД, в соответствии с которым выполнено сварное соединение

В миллиметрах

№ п/п	Толщина стенки трубы	Ширина сварного шва	
		Минимальное значение	Максимальное значение
1	2	3	4
1	5,0	8,0	13,0
2	8,0	11,0	16,0
3	9,0	12,0	18,0
4	10,0	13,0	19,0
5	12,0	15,0	21,0
6	14,0	17,0	24,0
7	15,0	18,0	25,0
8	16,0	19,0	26,0
9	17,0	20,0	27,0

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

№ п/п	Толщина стенки трубы	Ширина сварного шва	
		Минимальное значение	Максимальное значение
1	2	3	4
10	18,0	21,0	29,0
11	19,0	22,0	31,0
12	20,0	23,0	34,0
13	22,0	25,0	37,0
14	24,0	27,0	39,0
15	28,0	31,0	43,0
16	30,0	33,0	45,0
17	32,0	35,0	48,0

Требования к ширине сварного шва при механизированной и ручной дуговой сварке, выполненной согласно [РД-25.160.00-КТН-037-14](#), приведены в таблице 11.3.

Таблица 11.3 – Требования к ширине сварного шва при механизированной и ручной дуговой сварке, выполненной согласно [РД-25.160.00-КТН-037-14](#)

В миллиметрах

№ п/п	Толщина стенки трубы	Ширина сварного шва	
		Минимальное значение	Максимальное значение
1	2	3	4
1	2,0	4,0	6,0
2	3,0	4,0	6,0
3	4,0	8,0	10,0
4	5,0	7,0	14,0
5	6,0	8,0	15,0
6	7,0	9,0	16,0
7	8,0	10,0	17,0
8	9,0	10,0	18,0
9	10,0	11,0	19,0
10	11,0	12,0	21,0
11	12,0	13,0	22,0
12	13,0	14,0	23,0
13	14,0	15,0	24,0
15	15,0	16,0	25,0
14	16,0	14,0	25,0
16	17,0	15,0	25,0
17	18,0	15,0	26,0
18	19,0	15,0	26,0
19	20,0	17,0	28,0
20	22,0	19,0	31,0
21	24,0	20,0	32,0
22	26,0	20,0	33,0
23	28,0	21,0	34,0
24	30,0	22,0	35,0
25	32,0	23,0	36,0

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Требования к ширине облицовочного сварного шва при односторонней автоматической сварке под флюсом сварных соединений приведены в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Требования к ширине облицовочного сварного шва при односторонней автоматической сварке под флюсом сварных соединений

В миллиметрах

№ п/п	Толщина стенки трубы	Ширина облицовочного сварного шва при сварке под флюсом
1	2	3
1	От 6,0 до 8,0	14±3
2	От 8,1 до 12,0	20±4
3	От 12,1 до 16,0	23±4
4	От 16,1 до 20,5	24±4
5	От 20,6 до 27,0	26±4
6	От 27,1 до 30,0	28±4

Требования к ширине сварного шва при двусторонней автоматической сварке под флюсом сварных соединений приведены в таблице 11.5.

Таблица 11.5 – Требования к ширине сварного шва при двусторонней автоматической сварке под флюсом сварных соединений

В миллиметрах

№ п/п	Толщина стенки трубы	Ширина облицовочного сварного шва	Ширина внутреннего сварного шва
1	2	3	4
1	От 8,0 до 17,5	14±3	14±2
2	От 17,6 до 21,5	20±4	20±4
3	От 21,6 до 24,0	21±4	24±4
4	От 24,1 до 27,0	23±4	
5	От 27,1 до 30,0	25±4	

Требования к геометрическим параметрам сварного шва при автоматической сварке неповоротных стыков труб в защитных газах сварных соединений приведены в таблице 11.6.

Таблица 11.6 – Требования к ширине облицовочного сварного шва при автоматической сварке неповоротных стыков труб в защитных газах сварных соединений

В миллиметрах

№ п/п	Толщина стенки трубы	Ширина облицовочного сварного шва	
		При односторонней сварке	При двухсторонней сварке
1	2	3	4
1	От 8,0 до 10,0	14±2	13±2
2	От 10,1 до 15,2	18±3	16±2
3	От 15,3 до 18,0	20±3	18±2
4	От 18,1 до 21,0	20±4	18±3
5	От 21,1 до 27,0	22±4	20±3

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

№ п/п	Толщина стенки трубы	Ширина облицовочного сварного шва	
		При односторонней сварке	При двухсторонней сварке
1	2	3	4
6	От 27,1 до 30,0	24±4	22±3
Примечание – Ширина внутреннего слоя сварного шва должна составлять от 5 до 10 мм.			

11.1.10.3 При наличии в операционной технологической карте по сварке параметров сварного шва, отличающихся от значений, приведенных в 11.1.10.2 и таблицах 11.2 – 11.5, то при контроле следует руководствоваться значениями, указанными в операционной технологической карте по сварке.

11.1.10.4 Измеряемыми параметрами при контроле разнотолщинности являются толщина свариваемых элементов и разность взаимного расположения стыкуемых кромок. При контроле разнотолщинности определяют наличие внутреннего скоса. Измерение толщины и разности взаимного расположения стыкуемых кромок проводят ВИК и УЗК в соответствии с приложением Д. Наличие внутреннего скоса определяют в соответствии с приложением Д.

11.1.10.5 Разнотолщинность без дополнительной обработки кромок допускается, если разность толщин элементов стыкуемых труб/деталей не превышает 2 мм.

11.1.10.6 Для сварных соединений, выполненных согласно [РД-25.160.00-КТН-037-14](#), наименьшее расстояние между продольными сварными швами, измеренное по схеме, приведенной на рисунке 8.2, должно быть:

- не менее 75 мм при наружном диаметре труб не более 530 мм включительно;
- не менее 100 мм при наружном диаметре труб более 530 мм.

11.1.11 Критерии оценки допустимости дефектов, выявляемых по результатам ПВК

11.1.11.1 По результатам ПВК признаком обнаружения дефекта является наличие индикаторного рисунка, максимальный размер которого в любом направлении превышает 2 мм.

11.1.11.2 Дефекты по 11.1.11.1 подразделяют на округлые, если отношение длины индикаторного рисунка к ширине индикаторного рисунка не более 3, и протяженные, если отношение длины индикаторного рисунка к ширине индикаторного рисунка более 3.

11.1.11.3 Критерии оценки допустимости дефектов по результатам ПВК приведены в таблице 11.7.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Таблица 11.7 – Критерии оценки допустимости дефектов по результатам ПВК

№ п/п	Наимено- вание дефектов	Условное обозначение	Соответствующий тип поверхностных дефектов	Критерии оценки допустимости дефекта для трубопровода/участка трубопровода	
				Категории В, I (по СП 36.13330.2012)	Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)
1	2	3	4	5	6
1	Округлые	AB	Выходящие на поверхность поры и включения; незаваренные кратеры, прожоги , наплавы, свищи, усадочные раковины	Не допускаются	
2	Протяженные	DE	Выходящие на поверхность несплавления, трещины	Не допускаются	
		Fc	Подрезы	Допускаются, если	
				l не более 50 мм; Σ_{300} не более 100 мм	l не более 100 мм; Σ_{300} не более 150 мм
Примечания 1 В таблице применены следующие условные обозначения: - l – протяженность дефекта (размер дефекта, определяемый вдоль оси сварного шва); - Σ_{300} – суммарная протяженность дефектов на длине сварного шва, равной 300 мм. 2 При обнаружении подреза его глубину измеряют методами ВИК и оценивают допустимость в соответствии с 11.1.10.					

11.1.12 Критерии оценки допустимости дефектов, выявляемых по результатам МК

11.1.12.1 По результатам МК признаком обнаружения дефекта является наличие индикаторного рисунка, максимальный размер которого в любом направлении превышает 2 мм.

11.1.12.2 Дефекты по 11.1.12.1 подразделяют на округлые, если отношение длины индикаторного рисунка к ширине индикаторного рисунка не более 3, и протяженные, если отношение длины индикаторного рисунка к ширине индикаторного рисунка более 3.

11.1.12.3 Критерии допустимости дефектов по результатам МК приведены в таблице 11.8.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Таблица 11.8 – Критерии оценки допустимости дефектов по результатам МК

№ п/п	Наимено- вание дефектов	Условное обозначение	Соответствующий тип поверхностных и подповерхностны х дефектов	Критерии оценки допустимости дефекта для трубопровода/участка трубопровода	
				Категории В, I (по СП 36.13330.2012)	Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)
1	2	3	4	5	6
1	Округлые	AB	Поры и включения; незаваренные кратеры, прожоги	Не допускаются	
2	Протяженные	DE	Несплавления	Не допускаются	
			Трещины	Не допускаются	
		Fc	Подрезы	Допускаются, если	
				l не более 50 мм; Σ_{300} не более 100 мм	l не более 100 мм; Σ_{300} не более 150 мм
Примечания 1 В таблице применены следующие условные обозначения: - l – протяженность дефекта (размер дефекта, определяемый вдоль оси сварного шва); - Σ_{300} – суммарная протяженность дефектов на длине сварного шва, равной 300 мм. 2 При обнаружении подреза его глубину измеряют методами ВИК и оценивают допустимость в соответствии с 11.1.10.					

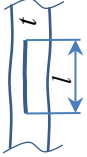
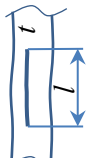
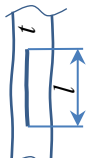
11.1.13 Критерии оценки допустимости дефектов по результатам РК, приведены в таблице 11.9.

11.1.14 Оптическая плотность изображения любого внутреннего дефекта в пределах изображения валиков сварного шва не более значения оптической плотности основного металла (при разнотолщинности – наиболее тонкой стенки).

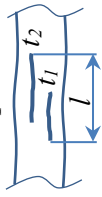
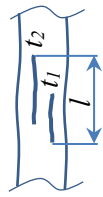
11.1.15 Суммарная протяженность дефектов (Aa, Ab, Ac, Ba, Bb, Bc) на любом участке сварного соединения длиной 300 мм должна быть не более:

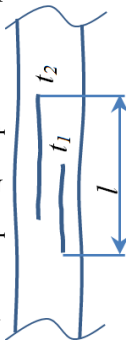
- 30 мм – для трубопроводов и их участков категорий В, I по [СП 36.13330.2012](#);
- 50 мм – для трубопроводов и их участков категорий II, III и IV по [СП 36.13330.2012](#).

Таблица 11.9 – Критерии оценки допустимости дефектов по результатам РК

№ п/п	Тип дефекта	Условное обозначение	Критерий идентификации изображений	Критерии оценки допустимости дефекта для трубопровода/участка трубопровода		
				Категория В (по СП 36.13330.2012)	Категория I (по СП 36.13330.2012)	Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)
1	2	3	4	5	6	7
1	Внутренние и выходящие на поверхность дефекты					
1.1	Единичные сферические и удлиненные поры	Aa	Непротяженный дефект (a/b не более 3)	l не более $0,5S$, но не более 5 мм. t не более 3 мм. Σ_{300} не более 30 мм	l не более $0,5S$, но не более 7 мм. t не более 3 мм. Σ_{300} не более 50 мм	
1.2	Канальные поры	Ак				
1.3	Единичные компактные шлаковые включения	Ba				
1.4	Скопление пор	Ac	Группа дефектов (три и более дефекта, расстояние между ближайшими краями которых P не более трех максимальных размеров b из двух рассматриваемых соседних дефектов, иначе дефекты являются одиночными)	l не более $2S$, но не более 15 мм. Σ_{300} не более 30 мм	l не более $2S$, но не более 30 мм. Σ_{300} не более 30 мм	Дефекты с размером a менее 0,2 мм не принимаются к рассмотрению при оценке наличия группы. Размеры каждого дефекта, входящего в группу не более размеров максимально допустимого дефекта. Максимально допустимая суммарная площадь проекций дефектов, входящих в группу, не более 5 % площади участка, ширина которого равна e , а длина – 50 мм, где e – ширина облицовочного сварного шва
1.5	Скопление шлаковых включений	Bc				
1.6	Цепочка пор	Ab				
1.7	Цепочка шлаковых включений	Bb				
1.8	Непровары	Da	Протяженный дефект, расположенный вдоль сварного шва (a/b более 3)	Если при просвечивании получается следующее изображение 	Если при просвечивании получается следующее изображение 	Если при просвечивании получается следующее изображение  то l не более $2S$ но не более 50 мм; h не более $0,1S$ но не более 1 мм; t не более 3 мм; Σ_{300} не более 50 мм
1.9	Несплавления	Dc				
1.10	Удлиненные зашлакованные карманы	Bd				
1.11	Внутренний подрез	Fc2				

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

ПАО «Транснефть»				Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов				РД-25.160.10-КТН-0016-23			
№ п/п	Тип дефекта	Условное обозначение	Критерий идентификации изображений	Критерии оценки допустимости дефекта для трубопровода/участка трубопровода			Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)				
				Категория В (по СП 36.13330.2012)	Категория I (по СП 36.13330.2012)	Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)					
1	2	3	4	5	6	7					
1.12	Трещины	Е	–	Если при просвечивании получается следующее изображение							
											
	Наружные дефекты	Расположение изображений протяженных дефектов, приведенное на рисунке, недопустимо для любого значения протяженности:									
											
2.1	Вогнутость корня сварного шва	Fa	Локальный темный участок, расположенный в зоне, соответствующей корневому шву	то l не более $2S$ но не более 30 мм; h не более $0,1S$ но не более 1 мм; t_1 не более 3 мм; t_2 не более 3 мм; Σ_{300} не более 30 мм							
	Превышение проплава	Fb	Локальный светлый участок, расположенный в зоне, соответствующей корневому шву	В сварных соединениях труб, выполненных с внутренней подваркой, непровары в корне сварного шва на участках подварки не допускаются							
	Дефект сборки, шлифовка околошовной зоны	Fe	Локальный темный участок, расположенный в околошовной зоне	Не допускаются							
	Западание между	Δ_2	Оценку проводят методом ВИК								

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
Критерии оценки допустимости дефекта для трубопровода/участка трубопровода	Категория В (по СП 36.13330.2012)	Категория I (по СП 36.13330.2012)	Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)		
	5	6	7		
Критерий идентификации изображений	4				
	3				
	Fc1				
	Fd				
Условное обозначение	Δ1				
	Чешуйчатость				
Тип дефекта	2				
	валиками				
	Наружный подрез				
	Смещение кромок				
№ п/п					
1					
Примечания 1 В таблице применены следующие условные обозначения: - a – максимальный размер включения; - b – ширина включения; - P – наименьшее расстояние между двумя точками внешнего контура включений; - Σ_{300} – суммарная протяженность дефектов на длине сварного шва, равной 300 мм; - l – протяженность дефекта (размер дефекта, определяемый вдоль сварного шва); - t – ширина дефекта (размер дефекта, определяемый поперек сварного шва); - h – глубина дефекта; - S – номинальная толщина стенки трубы (детали). 2 Определение параметров: a, b, P в соответствии с приложением Г. Определение параметров: l, t, h, S по схеме, приведенной на рисунке 11.1. 3 Оценку глубины протяженного дефекта проводят путем сравнения разности оптических плотностей изображения дефекта и бездефектной области сварного шва вблизи дефекта с разностью оптических плотностей канавок и оптической плотности области канавками канавочного эталона чувствительности (№ 1 и № 2). Если проведение инструментальной оценки невозможно, то проводят визуальное сравнение оптической плотности дефекта и канавки канавочного эталона. 4 При обнаружении по результатам РК внутренней подреза (Fc2) и наличии доступа к внутренней поверхности сварного соединения, оценку допустимости производят по результатам ВИК. 5 При обнаружении области с наличием шлифовки околошовной зоны (Fe) оценку допустимости производят по результатам ультразвуковой толщинометрии. 6 Схема определения параметров обнаруженных дефектов:   7 Если проекции протяженных дефектов на ось шва накладываются друг на друга, то в качестве протяженности принимается общая проекция на ось шва					

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

11.1.16 Критерии оценки допустимости дефектов по результатам УЗК приведены в таблице 11.10.

Т а б л и ц а 11.10 – Критерии оценки допустимости дефектов по результатам УЗК

№ п/п	Наименование дефектов по результатам УЗК	Условное обозначение	Критерии оценки допустимости дефекта для трубопровода/участка трубопровода	
			Категории В, I (по СП 36.13330.2012)	Категории II, III и IV (по СП 36.13330.2012)
1	2	3	4	5
1	Непротяженные	SH	Σ_{300} не более 30 мм	Σ_{300} не более 50 мм
2	Протяженные в сечении шва	LS	l не более $2S$, но не более 25 мм; Σ_{300} не более 25 мм	l не более $2S$, но не более 50 мм; Σ_{300} не более 50 мм
3	Протяженные в корне шва	LB	l не более S , но не более 25 мм; Σ_{300} не более 25 мм	l не более $2S$, но не более 25 мм; Σ_{300} не более 50 мм
4	Скопление	CC	l не более S , но не более 30 мм; Σ_{300} не более 30 мм	l не более S , но не более 50 мм; Σ_{300} не более 50 мм
П р и м е ч а н и я 1 В таблице применены следующие условные обозначения: - l – условной протяженности дефекта по 8.5.16.17; - S – номинальная толщина стенки трубы (детали); - Σ_{300} – суммарная условная протяженность дефекта на любые 300 мм шва. 2 Критерии отнесения дефектов по расположению в корне/сечении шва в 8.5.17.1. 3 Критерии отнесения дефектов к непротяженным приведены в 8.5.17.2. 4 Критерии отнесения дефектов к протяженным приведены в 8.5.17.3. 5 Критерии отнесения дефекта к скоплению в 8.5.17.4. 6 Любой дефект, амплитуда эхо-сигнала от которого превышает браковочный уровень, считают недопустимым.				

11.1.17 Критерии оценки допустимости дефектов по результатам зонального и дифракционных методов УЗК для толщин стенки трубы 12 мм и более приведены в таблице 11.11.

Т а б л и ц а 11.11 – Критерии оценки допустимости дефектов по результатам зонального и дифракционных методов УЗК для толщин стенки трубы 12 мм и более

№ п/п	Наименование дефекта по результатам УЗК с оценкой высоты дефекта	Условное обозначение	Критерии оценки допустимости дефекта
1	2	3	4
1	В сечении шва (дефект расположен на удалении от поверхности не менее чем на 3 мм)	LS	h_1 не более 3 мм. l не более $4S$. Σ_{300} не более $4S$
2	В поверхностном наружном слое (при расположении дефекта на удалении менее 3 мм от поверхности)	LT	h_2 не более 1 мм. l не более $2S$. Σ_{300} не более $2S$
3	В поверхностном внутреннем слое (при расположении дефекта на удалении менее 3 мм от поверхности)	LB	h_2 не более 1 мм. l не более $2S$. Σ_{300} не более $2S$

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

№ п/п	Наименование дефекта по результатам УЗК с оценкой высоты дефекта	Условное обозначение	Критерии оценки допустимости дефекта
1	2	3	4
Примечание – В таблице применены следующие условные обозначения: l – условная протяженность дефекта вдоль сварного шва, мм; h_1 – высота дефекта при ее оценке в сечении шва, мм; h_2 – высота дефекта при ее оценке в поверхностном наружном/внутреннем слое, мм; S – номинальная толщина стенки трубы (детали); Σ_{300} – суммарная условная протяженность дефекта на любые 300 мм шва.			

Критерии оценки допустимости дефектов, приведенные в таблице 11.11, распространяются на трубопроводы, расположенные на линейной части магистрального трубопровода.

Характеристики допустимых дефектов, приведенные в таблице 11.11, должны быть скорректированы на величину погрешности оцениваемых величин применяемого оборудования УЗК. Значения погрешностей оценки высоты, глубины и длины дефектов принимают на основании результатов выполненных квалификационных испытаний средств контроля. Значения погрешностей оцениваемых величин указывают в заключении о прохождении квалификационных испытаний оборудования на объектах ОСТ (см. приложение И, И.6).

11.1.18 Не допускается уточнение параметров недопустимых дефектов, выявленных по результатам УЗК по амплитудному критерию, с использованием оборудования, реализующего зональный и дифракционные методы УЗК.

11.1.19 Критерии оценки допустимости дефектов по результатам ВТД на этапе после завершения строительства до ввода в эксплуатацию – в соответствии с [ОР-19.000.00-КТН-0417-22](#).

11.1.20 Не допускается уменьшение толщины стенки трубы согласно межгосударственным и национальным стандартам Российской Федерации и техническим условиям на трубы и соединительные детали в контролируемой зоне основного металла.

11.1.21 Идентификацию дефектов сварных соединений трубопроводов по результатам НК в процессе ДДК осуществляют в соответствии с [ОР-19.100.00-КТН-0362-22](#).

11.2 Оценка качества сварных соединений ремонтных конструкций

11.2.1 Контроль сварных швов при заварке дефектов

Наплавленный металл подвергают ВИК, ПВК/МК для выявления внешних дефектов и УЗК – для выявления внутренних дефектов. Протяженность зоны контроля должна превышать длину отремонтированного участка не менее чем на 50 мм в обе стороны.

Классификацию и оценку выявленных дефектов осуществляют в соответствии с 11.1

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

11.2.2 Контроль сварных швов при изготовлении ремонтных конструкций

Все сварные швы ремонтной конструкции при изготовлении должны пройти ВИК в объеме 100 %. Продольные сварные швы укрупнения ремонтной конструкции подвергают РК в объеме 100 % до их термообработки.

Критерии допустимости дефектов сварных швов ремонтных конструкций, выявляемых по результатам УЗК и РК, приведены в таблице 11.12.

Т а б л и ц а 11.12 – Критерии допустимости дефектов сварных швов ремонтных конструкций, выявляемых по результатам УЗК и РК

№ п/п	Наименование дефектов по результатам УЗК	Условное обозначение	Соответствующий тип дефекта по результатам РК	Критерии оценки допустимости дефекта
1	2	3	4	5
1	Непротяженные	SH	Одиночные, компактные поры и шлаковые включения	Σ_{300} не более 30 мм
2	Скопление	CC	Скопления и цепочки пор и/или шлаковых включений	l не более S , но не более 30 мм, Σ_{300} не более 30 мм
3	Протяженные	LS	Непровары; несплавления по кромкам и между слоями, трещины	Не допускаются
П р и м е ч а н и я 1 В таблице применены следующие условные обозначения: - l – протяженность дефекта (размер дефекта, определяемый вдоль сварного шва); - S – номинальная толщина стенки трубы (детали); - Σ_{300} – суммарная условная протяженность дефекта на любые 300 мм шва. 2 Критерии отнесения дефектов к непротяженным приведены в 8.5.17.2. 3 Критерии отнесения дефектов к протяженным приведены в 8.5.17.3. 4 Критерии отнесения дефекта к скоплению по УЗК в 8.5.17.4 по РК в 8.4.21. 5 Любой дефект, амплитуда эхо-сигнала от которого превышает браковочный уровень, считают недопустимым.				

11.2.3 Контроль сварных швов при установке ремонтных конструкций

11.2.3.1 Методы и объемы НК сварных соединений при ремонте приведены в таблице 5.1.

11.2.3.2 Критерии допустимости дефектов, выявляемых по результатам УЗК, должны соответствовать критериям, приведенным в таблице 11.12.

11.2.3.3 Контроль тела трубы в месте установки ремонтной конструкции

Контроль поверхности основного металла трубы в местах приварки ремонтных конструкций проводят методом ПВК и УЗК. Размер зоны контроля основной трубы от границы привариваемой ремонтной конструкции в одну и другую стороны должен составлять не менее 100 мм.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Не допускается наличие расслоений, трещин всех видов и направлений в зоне сварного шва приварки ремонтной конструкции к трубе.

11.2.3.4 Контроль продольных швов муфты

По результатам измерений продольные швы муфты должны соответствовать следующим требованиям:

- наружный шов должен иметь плавный переход к основному металлу и иметь высоту от 1,0 до 2,5 мм при толщине стенки не более 10 мм и от 1,0 до 3,0 мм при толщине стенки более 10 мм;

- шов должен иметь ширину, достаточную для перекрытия основного металла соединения в каждую сторону от шва. При этом для оценки необходимой ширины шва следует руководствоваться значениями, приведенными в таблице 11.2;

- смещение стыкуемых кромок муфты не более 20 % толщины стенки, но не более 3 мм. Для муфт с толщиной стенки до 10 мм допускается смещение кромок до 25 % толщины стенки, но не более 2 мм.

Контроль продольных швов муфты, установленной на ремонтируемую трубу, осуществляют с применением УЗК.

По результатам УЗК «годными» считают продольные сварные соединения, в которых дефекты не обнаружены, или размеры обнаруженных дефектов отвечают критериям допустимости, приведенным в таблице 11.12.

11.2.3.5 Контроль угловых швов приварки ремонтных конструкций

Контроль кольцевых угловых швов следует проводить после окончания приварки отдельных элементов ремонтной конструкции к трубе.

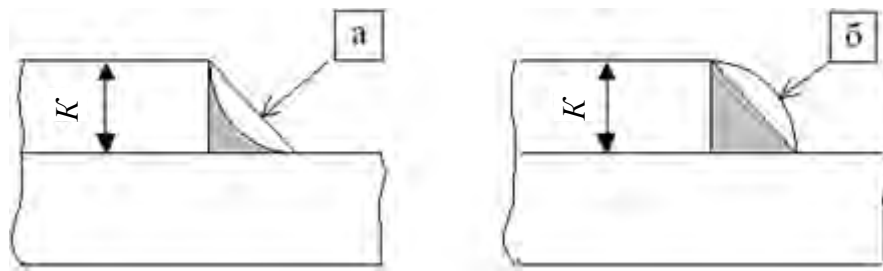
Контроль качества кольцевых угловых швов соединений приварки ремонтных конструкций (или элементов) к трубе следует проводить методами ВИК, УЗК и ПВК.

Выпуклость кольцевых угловых швов (швов нахлесточных соединений приварки ремонтной конструкции к трубе), выполненных в нижнем положении, допускается не более 2 мм, в других пространственных положениях – не более 3 мм.

Вогнутость кольцевых угловых швов при сварке во всех пространственных положениях допускается не более 1 мм.

Форма кольцевого углового шва нахлесточного сварного соединения приведена на рисунке 11.2.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



а) вогнутость углового сварного шва б) выпуклость углового сварного шва

K – высота катета шва

Рисунок 11.2 – Форма кольцевого углового шва нахлесточного сварного соединения

В кольцевых нахлесточных швах не допускаются:

- трещины всех видов и направлений;
- подрезы на основном металле трубы, а также непровары в корневом слое углового шва;
- несплавления металла шва с основным металлом трубы и муфты и между слоями;
- протяженные и непротяженные дефекты на линии сплавления углового шва нахлесточного сварного соединения с основным металлом трубы и муфты.

Контроль сварного шва «ремонтная конструкция – труба» методом УЗК выполняют как со стороны трубы, так и со стороны ремонтной конструкции.

Контроль сварных швов приварки патрубка проводят дважды – после приварки патрубка к трубе и приварки усиливающего воротника к патрубку.

По результатам УЗК «годными» считают угловые соединения, в которых дефектов не обнаружено или размеры обнаруженных дефектов отвечают критериям допустимости, приведенным в таблице 11.12.

11.2.4 Сварные соединения ремонтных конструкций, в которых обнаружены недопустимые дефекты, подлежат ремонту.

Приложение А
(обязательное)

Форма технологической инструкции по неразрушающему контролю

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ					
НАИМЕНОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ					
НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА					
ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ					
ОСНОВНЫЕ РАБОТЫ					
Технологическая инструкция должна содержать ссылки на операционные технологические карты неразрушающего контроля ¹⁾					
ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ					
Технологическую инструкцию составил	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату	

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

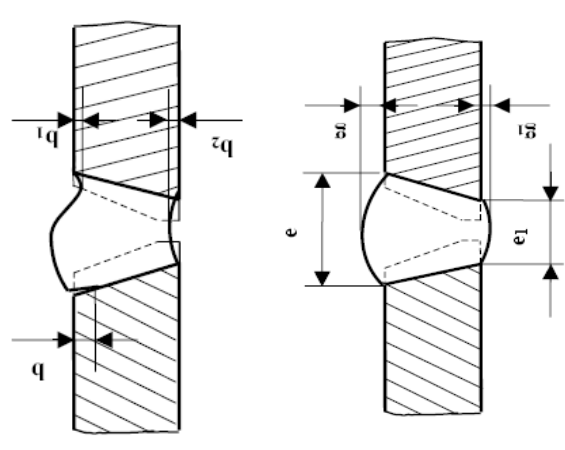
(обязательное)

Б.1 Форма операционной карты визуального и измерительного контроля сварных соединений

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть».

Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

¹⁾ Курсивом приведен пример заполнения элементов формы операционной технологической карты.

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
следующих дефектов: - пор, включений, отслоений, прожогов; свищей, наплавов, усадочных раковин; подрезов, непроваров, брызг расплавленного металла, незаваренных кратеров; - отсутствие/наличие западений между валиками, грубой чешуйчатости, прижогов, металла в местах касания сварочной дугой поверхности основного металла, а также отсутствие поверхностных дефектов в местах зачистки; - наличие зачистки поверхности сварного соединения изделия (сварного шва и прилегающих участков основного металла) под последующий контроль неразрушающими методами			Чешуйчатость шва	-	-
			Протяженность выходящего на поверхность несплавления	Dc	b
			Глубина подреза	Fc	b1
			Протяженность подреза	-	-
			Глубина вознутости	Fb	b2
			Участки с выходящими на поверхность порами и включениями, с незаваренными кратерами, прожогом, брызгами.	AB	-
			Трещины	E	-
			Прижоги	-	-
			Свищи	-	-

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ					
Контролируемая зона сварного соединения должна включать сварной шов, а также примыкающие к нему участки основного металла, которые в обе стороны от шва должны быть не менее 20 мм, но не менее толщины стенки свариваемых деталей. Освещенность – не менее 500 лк					
КОНТРОЛИРУЕМЫЙ ПАРАМЕТР	СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ			
Ширина внешнего валика	Штангенциркуль или универсальный шаблон сварщика	В местах наибольшей и наименьшей ширины, но не менее чем в трех точках по длине шва			
Высота внешнего валика	Штангенциркуль или универсальный шаблон сварщика	В местах наибольшей и наименьшей высоты, но не менее чем в трех точках по длине шва			
Величина смещения кромок	Штангенциркуль или универсальный шаблон сварщика	По данным визуального контроля			
Челюичатость шва	Универсальный шаблон сварщика	Измерения не менее чем в трех точках по длине шва			
Протяженность выходящих на поверхность несплавлений	Штангенциркуль, универсальный шаблон сварщика, лупа измерительная	Измерению подлежит каждая несплошность			
Размеры подреза	Штангенциркуль, универсальный шаблон сварщика, лупа для измерения глубины подреза, лупа измерительная				
Величина провиса	Штангенциркуль или универсальный шаблон сварщика				
Протяженность участков с выходящими на поверхность порами и включениями, с незаваренными кратерами, прожогами, усадочными раковинами	Штангенциркуль, универсальный шаблон сварщика, лупа измерительная				
КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ					
Произвести отбраковку выявленных дефектов по критериям оценки допустимости дефектов, приведенным в таблице ____ Составить заключение в соответствии с НД					
Операционную технологическую карту составил	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату	

Б.2 Форма операционной технологической карты капиллярного контроля сварных соединений

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ОПЕРАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА КАПИЛЛЯРНОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ				ШИФР	
НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ					
НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА					
КАТЕГОРИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА					
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ					
ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ		DN			
		НОМИНАЛЬНАЯ ТОЛЩИНА СТЕНКИ, мм			
		ТИП СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ. ВИД СВАРКИ			
ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ КАПИЛЛЯРНОГО КОНТРОЛЯ					
№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ	СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ		МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ	
1	Проверка работоспособности дефектоскопических материалов	Проверить работоспособность дефектоскопических материалов¹⁾ Убедиться в годности СОП к работе (имеется соответствующая отметка в паспортах). Проверить срок годности дефектоскопических материалов (срок годности обозначен на аэрозольных баллонах). Очистить поверхность рабочего образца при помощи очистителя или ацетона и лоскута. Нанести на поверхность рабочего образца пенетрант из комплекта дефектоскопических материалов. Выдержать пенетрант на поверхности образца от 10 до 15 мин, не допуская его высыхания. Для чего каждые 2 мин повторять нанесение пенетранта на образец. Удалить избыток пенетранта с поверхности образца лоскутом, смоченным в очистителе. Нанести проявитель на образец. Осмотреть поверхность рабочего образца сразу после высыхания проявителя и через 20 мин. Проверить соответствие полученной индикации с приведенной в паспорте СОП. Если индикации совпадают, можно приступить к контролю. В противном случае повторить контроль для арбитражного образца. При отрицательном результате заменить комплект дефектоскопических материалов		Дефектоскопические материалы (очиститель, пенетрант, проявитель), комплект СО для ПВК, источник освещенности, люксметр, часы, лоскут безворсовый (бязевый)	

¹⁾ Курсивом приведен пример заполнения элементов формы операционной технологической карты.

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
2	Подготовка к контролю	Зачистить абразивным кругом поверхность, подвергаемую контролю до металлического блеска. Шероховатость поверхности при этом не более Rz40. Очистить полости дефектов от загрязнений при помощи очистителя или ацетона и лоскута. Поверхность сварного соединения должна быть чистой и сухой. При необходимости высушить объект контроля феном и нагреть его до рабочей температуры дефектоскопических материалов	Образцы шероховатости, комплект дефектоскопических материалов, комплект СО для ПВК, источник освещенности, люксметр, часы, лоскут безворсовый (бязевый), фен промышленный, термометр		
3	Осмотр	Осмотреть сварной шов и околошовную зону с целью выявления внешних дефектов. Скорость осмотра – не более 1 м/мин	Лупа		
4	Нанесение индикаторного пенетранта	Нанести на контролируемую поверхность пенетрант из комплекта дефектоскопических материалов. Выдержат пенетрант на поверхности образца от 10 до 15 мин, не допуская его высыхания. Для чего каждые 2 мин повторять нанесение пенетранта на сварное соединение	Пенетрант в аэрозольном баллоне		
5	Удаление избытка пенетранта	Удалить избыток пенетранта с поверхности объекта контроля	Лоскут безворсовый (бязевый), очиститель		
6	Нанесение проявителя	Нанести на контролируемую поверхность проявитель. Распыление проводить с расстояния от 300 до 350 мм. Начинать распыление нужно в стороне от контролируемого участка, чтобы не допустить потоков проявителя. Проявитель наносить тонким ровным слоем без подтеков и проблесков непокрытого металла	Проявитель в аэрозольной упаковке		
7	Выявление дефектов	Осмотр контролируемого шва проводится дважды: сразу после высыхания проявителя и через _____ минут после первого осмотра. Обращать внимание на конфигурацию, цвет, контраст с фоном, место расположения, направление распространения и другие признаки дефектов. Освещенность не менее _____ лк	Лупа, источник освещенности, люксметр		
8	Классификация дефектов. Оформление результатов контроля	Провести отбраковку выявленных дефектов по критериям оценки допустимости дефектов, приведенным в таблице _____. Составить заключение	—		
ПВК проводить участками площадью не более 0,6 м²					
Операционную технологическую карту составил		Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

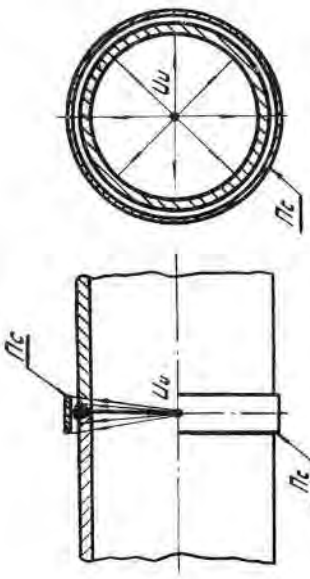
Б.3 Форма операционной технологической карты магнитопорошкового контроля сварных соединений

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ОПЕРАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА МАГНИТОПОРОШКОВОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ		ШИФР			
НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ					
НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА					
КАТЕГОРИЯ ТРУБОПРОВОДА					
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ					
ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ		DN			
		НОМИНАЛЬНАЯ ТОЛЩИНА СТЕНКИ, мм			
		ТИП СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ. ВИД СВАРКИ			
ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ МАГНИТОПОРОШКОВОГО КОНТРОЛЯ					
№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ	СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ	МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ		
1	Подготовка поверхности	Очистить контролируемую поверхность с обеих сторон шва от продуктов коррозии, окислы, масляных и других загрязнений ¹⁾ . Ширина зоны зачистки _____ мм Шероховатость поверхности не более Rz 60 Освещенность _____лк	Металлические щетки, ацетон, салфетки, образцы шероховатости		
2	Нанесение контрастной краски	Нанести на контролируемый участок контрастную краску тонким полупрозрачным слоем. Увеличение толщины слоя краски приводит к снижению чувствительности контроля	—		

¹⁾ Курсивом приведен пример заполнения элементов формы операционной технологической карты.

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ МАГНИТОПОРОШКОВОГО КОНТРОЛЯ					
НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ		СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ		МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ	
3		Проверка работоспособности оборудования и материалов		НУ, магнитная суспензия в аэрозольном баллоне, тест-образец, источник освещенности, люксметр	
4		Проведение контроля		НУ, магнитная суспензия в аэрозольном баллоне	
5		Фиксирование результатов		Лупа, источник освещенности, люксметр, линейка, штангенциркуль, маркеры по металлу	
6		Классификация дефектов, Оформление результатов контроля			
Операционную технологическую карту составил		Указать фамилию, инициалы		Указать организацию, номер разрешения	
		Привести подпись		Указать дату	

Б.4 Форма операционной технологической карты радиографического контроля сварных соединений

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23					
ОПЕРАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА									
РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ									
ШИФР									
НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ									
НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА									
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ									
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ									
ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ			ИСТОЧНИК ИЗЛУЧЕНИЯ						
СХЕМА ПРОСВЕЧИВАНИЯ			Панорамное просвечивание						
DN	Номинальная толщина стенки, мм	Тип сварного соединения, вид сварки	Рентгеновский аппарат _____ с диапазоном регулировки анодного напряжения _____ кВ, с размером фокусного пятна _____ мм, анодным током _____ мА ¹⁾ .						
МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И РЕЖИМЫ ПРОСВЕЧИВАНИЯ									
Наименование источника излучения	Размер активной части источника, мм	Тип детектора	Тип экрана, его толщина, мм	Толщина стенки, мм	Напряжение на трубке, кВ	Ток, мА	Время экспозиции, мин	Чувствительность контроля	Примечания
				Толщина просвечиваемого металла, мм	Радиационная толщина (в месте установки эталона чувствительности)				

¹⁾ Курсивом приведен пример заполнения элементов формы операционной технологической карты.

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ					
НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ		СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ, ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ		ОБОРУДОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТ	
1		Подготовка к контролю		Набор для ВИК. Мерный пояс. Канавочные эталоны чувствительности для стали №__ по ГОСТ 7512. Провололочные эталоны чувствительности для стали №__ по ГОСТ 7512. Карандаш-маркер. Цифры и буквы набор № 2 по ГОСТ 15843. Рулонная радиографическая пленка, прижимные магниты. Дозиметр _____. Предупреждающий сигнализатор (световой и звуковой). Индивидуальный дозиметр типа _____	
2		Просвечивание сварного соединения		Рулетка. Источник панорамного излучения с размером фокусного пятна (активной части) не более 6 мм	

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ					
	НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ	СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ, ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	ОБОРУДОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТ		
		По окончании просвечивания снять материалы и радиографическую пленку со стыка По окончании рабочей смены проверить и записать показания индивидуальных дозиметров			
3	Получение радиографического изображения сварного соединения	Фотообработку экспонированной радиографической пленки проводить в специально оборудованном помещении – фотолаборатории при неактивном освещении. Проверить пригодность и температуру обрабатывающих растворов. Они должны иметь температуру в пределах от 18 °С до 25 °С. При этом следует иметь в виду, что провизитель готов к применению не ранее чем через 12 ч после приготовления, а также, что в 1 л провизителя может быть качественно обработано не более 1 м² пленки, а фиксаж пригоден к работе, если в 1 л его обработано не более 1 м² пленки, а также замену химврежктивов необходимо проводить не позже двух месяцев после первого применения при нормальных условиях применения и хранения. Замена химврежктивов должна записываться в специальном журнале, который должен храниться в ЛНК. Оптимальное время проявления при температуре провизителя _____ °С указывается на этикетке первичной упаковки. Время проявления в провизителе устанавливается в зависимости от фактической температуры проявления Режимы промывок, фиксирования и сушки выбирать следующие: - промежуточная промывка – не менее 1 мин при температуре _____ °С; - фиксирование в фиксирующем растворе – не менее _____ мин при температуре не менее _____ °С; - окончательная промывка в проточной или сменной (не менее 3 раз) воде – при температуре не менее _____ °С от 20 до 30 мин ; - сушка естественная или в потоке воздуха – до полного высыхания при температуре не выше _____ °С. При применении автоматов для фотообработки радиографических пленок режимы фотообработки определяются инструкцией по эксплуатации применяемого автомата	Фоторастворы для фотообработки экспонированной рентгеновской пленки (в соответствии с рекомендациями изготовителя радиографической пленки). Линейка. Лабораторный фонарь. Кюветы. Проявочный автомат. Таймер. Термометр		

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ					
№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ	СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ, ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	ОБОРУДОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТ		
4	Расшифровка радиографического изображения сварного соединения	Просмотр и расшифровку снимков проводить после их полного высыхания в затемненном помещении с применением специальных осветителей – негатоскопов, отвечающих ГОСТ 7512. Снимки допускаются к расшифровке, если они удовлетворяют следующим требованиям: - на снимках отсутствуют пятна, полосы, загрязнения и повреждения эмульсионного слоя, затрудняющие расшифровку снимков; - на снимках должны быть видны изображения эталонов чувствительности (по одному на каждую четверть стыка), изображения ограничительных меток и маркировку, включающую в себя: номер стыка, направление укладки пленки (мерный пояс), дату проведения радиографического контроля, шифр (характеристика) объекта, шифр специалиста НК, шифр (клеймо) сварщика или бригады сварщиков; - оптическая плотность самого светлого участка сварного шва должна быть не менее 1,5 е.о.п.; разность оптических плотностей изображений канавочного эталона чувствительности и основного металла в месте установки эталона должна быть не менее 0,5 е.о.п.; - чувствительность снимков в соответствии с ГОСТ 7512. Выполнить расшифровку снимков по значениям, приведенным в таблице, прилагаемой к настоящей технологической карте. Каждый дефект в заключении должен иметь подробное описание с указанием символа условного обозначения типа дефекта, размера дефекта или суммарной длины цепочки и скопления пор, шлаков (с указанием максимального размера дефекта), через черточку ставят количество однотипных дефектов на снимке; глубину дефектов. Допускается вместо записи глубины дефектов (в миллиметрах или %) указать с помощью знаков «>», «=» или «<» величину дефекта по отношению к максимально допустимой для данного сварного соединения. Запись глубины дефектов проводить в миллиметрах с указанием фактической величины дефекта по отношению к максимально допустимой величине дефекта для данного сварного соединения с указанием расположения дефекта по знакам мерного пояса. Заключение по результатам контроля форматных снимков следует давать на каждый участок длиной 300 мм	Денситометр _____ (с точностью измерения 0,02 в диапазоне оптической плотности рентгеновских снимков от 0 до 4 е.о.п.). Негатоскоп _____ (с яркостью свечения экрана не ниже 30000 кд/м²). Прозрачная линейка. Универсальный шаблон дефектоскописта. Измерительная лупа. Линейка оптической плотности		
1) В операционной технологической карте указывают эталоны чувствительности, соответствующие 8.4.7.					
Операционную технологическую карту составил		Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

Форма допускного листа комплекса цифровой радиографии
(заполняют при применении комплекса ЦР)

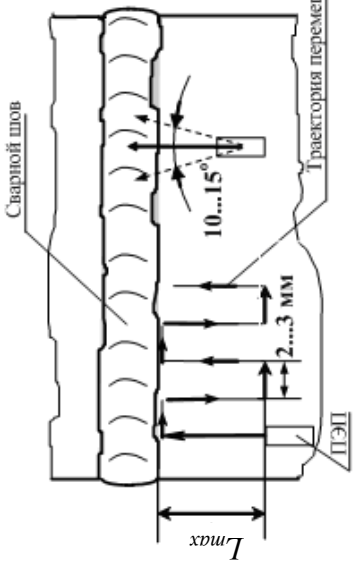
ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		РД-25.160.10-КТН-0016-23	
ДОПУСКНОЙ ЛИСТ КОМПЛЕКСА ЦР		ШИФР			
НАИМЕНОВАНИЕ ПОДРЯДНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ		ГОСТ 7512-82, ГОСТ ISO 17636-2-2017, указать обозначение настоящего документа			
НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА		Категория трубопровода			
ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ		DN		Номинальная толщина стенки, мм	
ТРЕБУЕМЫЙ КЛАСС ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПО ГОСТ 7512-82					
СХЕМА КОНТРОЛЯ (панорамная/фронтальная)					
ИСТОЧНИК ИЗЛУЧЕНИЯ		Указать модель, серийный номер, размер фокусного пятна, стандарт, по которому определен размер фокусного пятна, если известен			
ОБОРУДОВАНИЕ ЦР		Указать модель, серийный номер, год выпуска, программное обеспечение (номер версии, если известен)			
РЕЖИМ РАБОТЫ ИСТОЧНИКА ИЗЛУЧЕНИЯ		Анодное напряжение			
НАИМЕНОВАНИЕ ФАЙЛА НАСТРОЙКИ И ДАТА ЕГО СОХРАНЕНИЯ		Анодный ток			
НАСТРОЙКИ КОМПЛЕКСА ЦР		Время экспозиции одного кадра			
		Количество кадров на один снимок			
		Количество снимков на сварное соединение			
ПАРАМЕТРЫ КАЧЕСТВА ИЗОБРАЖЕНИЯ		Общее время сканирования, не менее			
Чувствительность контроля, определенная визуально по эталону чувствительности по ГОСТ 7512-82		ИЗМЕРЕННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ		ТРЕБУЕМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ	
Нормализованное отношение сигнал-шум по ГОСТ ISO 17636-2-2017, класс В				Указать значение по НД с учетом исходных данных	
Величина контраст-шум для требуемой чувствительности контроля				Указать значение по НД с учетом исходных данных	
Пространственное разрешение по ГОСТ ISO 17636-2-2017, класс А				Не менее 2	
Допускные испытания проведены на сварном соединении		Указать значение по НД с учетом исходных данных			
Расшифровка и сопоставление результатов показала, что ЦР обнаружены все недопустимые дефекты, выявленные пленочной радиографией					
Контроль, расшифровку и сопоставление результатов выполнили					
Представитель организации	ЛНК	подрядной	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Подпись
Представитель СК Заказчика			Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Подпись
Представитель Заказчика			Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Подпись

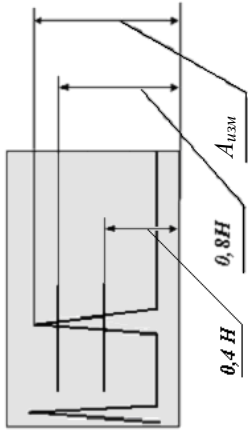
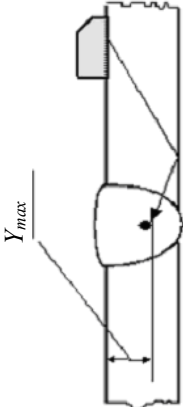
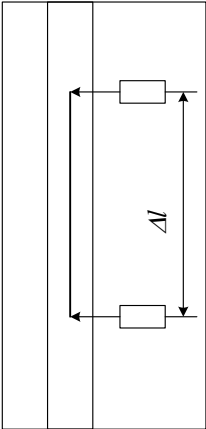
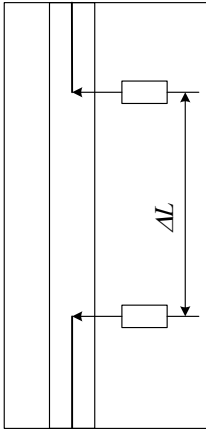
Б.5 Форма операционной технологической карты ультразвукового контроля сварных соединений

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов				РД-25.160.10-КТН-0016-23				
ОПЕРАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ						ШИФР				
НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ										
НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА										
КАТЕГОРИЯ ТРУБОПРОВОДА										
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ										
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ										
ОБЪЕКТ КОНТРОЛЯ		ПАРАМЕТРЫ КОНТРОЛЯ								
DN	Номинальная толщина стенки, мм	Тип сварного соединения	Дефектоскоп	Тип ПЭП	Рабочая частота, МГц	Угол ввода α	Стрела ПЭП, мм	Размер отражателя для настройки чувствительности	Понсковая чувствительность, дБ	Скорость перемещения ПЭП, мм/с
								Ширина, мм	Высота, мм	
ПОДГОТОВКА К КОНТРОЛЮ								СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ		
НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ:		Получить задание на контроль с указанием типа и номера сварного соединения и его расположения на контролируемом объекте, параметров соединения и его элементов¹⁾. Ознакомиться с настоящей технологической картой, конструкцией и особенностями технологии выполнения сварных соединений в части способа сварки, с результатами предыдущего контроля. Проверить: - обеспечение доступа к сварному соединению для беспрепятственного контроля околошовной зоны; - качество очистки зоны контроля сварного соединения по обе стороны от шва и по всей его длине от изоляционного покрытия, пыли, грязи, окислы, застывших брызг металла, забоя и других неровностей, размер очищенной околошовной зоны; - чистоту обработки поверхности околошовной зоны – должна быть не хуже Ra 6,3 (Rz 40); - ширину подготавливаемой зоны с каждой стороны шва – должна быть не менее ____ мм. Произвести разметку контролируемого соединения. Отметить точку начала контроля. Наложить мерный пояс. Нанести контактную жидкость в соответствии с температурой окружающего воздуха. При помощи стандартных образцов СО-2, СО-3: - проверить работоспособность дефектоскопа и технические параметры ПЭП (точку выхода, угол ввода); - провести настройку диапазона развертки, глубиномера дефектоскопа								

¹⁾ Курсивом приведен пример заполнения элементов формы операционной технологической карты.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

ПОДГОТОВКА К КОНТРОЛЮ	
СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ	
НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ:	Настройка аппаратуры
При помощи НО с угловым отражателем провести: - настройку чувствительности; - настройку системы автоматической сигнализации дефектов и уточнить настройку глубиномера дефектоскопа. <i>Примечание</i> – Скорость и задержку в призма откалибровать по двум эхо-сигналам от СО-3 (55/165 мм). Настройку дефектоскопа проводить при температуре контроля. Манипуляции с органами управления дефектоскопа проводить в соответствии с инструкцией по эксплуатации дефектоскопа. При проведении контроля инструкция должна находиться на рабочем месте	
Настройка уровня чувствительности	Используя функцию ВРЧ, установить амплитуду эхо-сигнала от обоих угловых отражателей в НО, равной 80 % высоты экрана
ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ	
СОДЕРЖАНИЕ ОПЕРАЦИИ	
НАИМЕНОВАНИЕ ОПЕРАЦИИ:	Сканирование
Установить поисковый уровень чувствительности, увеличив усиление на 6 дБ. Произвести контроль путем возвратно-поступательного передвижения ПЭП вдоль шва в пределах зоны шириной L_{max} . Следить за обеспечением акустического контакта. Контроль произвести с обеих сторон шва. Настройку дефектоскопа по НО проверять перед началом и после окончания контроля каждого сварного шва, а также не реже 1 раза в 1 ч в процессе контроля	
Схема контроля	 $L_{max} = 2S \cdot \operatorname{tg} \alpha - n + 3TB = \text{---} \text{ мм.}$
Локализация дефекта	Признаком обнаружения дефекта служит появление эхо-сигнала в пределах строб-импульса. Зафиксировать ПЭП в положении, соответствующем максимальному эхо-сигналу

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
ИЗМЕРЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕФЕКТОВ			
Амплитуда эхо-сигнала $A_{изм}$	Амплитуду эхо-сигнала от дефекта $A_{изм}$ измеряют относительно уровня, установленного при настройке браковочного уровня чувствительности (80 % высоты экрана). Если $A_{изм}$ более 80 % высоты экрана, то дефект недопустим по амплитуде. Если $A_{изм}$ от 40 % до 80 % высоты экрана, то дефект допустим по амплитуде, но подлежит фиксации и требуется его оценка по протяженности. Если $A_{изм}$ менее 40 %, то дефект допустимый и фиксации не требует 		
Наибольшая глубина залегания Y_{max} , мм	Измеряют при максимальной амплитуде эхо-сигнала 		
Условная протяженность ΔL , мм	Измеряют линейкой как расстояние между крайними положениями ПЭП, перемещаемого вдоль ива и ориентированного перпендикулярно к нему. При этом крайними положениями ПЭП считают те, при которых амплитуда эхо-сигнала от дефекта уменьшается до уровня фиксации 		
Условное расстояние между дефектами ΔL , мм	Измеряют линейкой на поисковом уровне чувствительности как расстояние между крайними положениями ПЭП, при которых была определена условная протяженность расположенных рядом дефектов 		
Суммарная условная протяженность $\sum_{300}$, мм	Определяют как сумму условных протяженностей дефектов на оценочном участке		

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ				
НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ УЗК	УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ	КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ПРИЗНАКИ	РАЗМЕРЫ ДЕФЕКТА	
Любой дефект, амплитуда эхо-сигнала от которого превышает браковочный уровень, считают недопустимым			При амплитуде эхо-сигналов от дефектов ниже браковочного уровня их считают допустимыми, если: Не более ____ дефектов на длине 300 мм	
Непротяженные	SH	$\Delta l \leq \text{____} \text{ мм}$	$l \leq \text{____} \text{ мм}; \sum_{300} \leq \text{____} \text{ мм}$	
Протяженные в сечении шва	LS	$\Delta l > \text{____} \text{ мм}, Y_{max} < \text{____} \text{ мм}$	$l \leq \text{____} \text{ мм}; \sum_{300} \leq \text{____} \text{ мм}$	
Протяженные в корне шва	LB	$\Delta l > \text{____} \text{ мм}, Y_{max} \geq \text{____} \text{ мм}$	$l \leq \text{____} \text{ мм}; \sum_{300} \leq \text{____} \text{ мм}$	
Скопление	CC	3 и более дефекта с $\Delta l \leq \text{____} \text{ мм}, \Delta L \leq \text{____} \text{ мм}$		
ОПИСАНИЕ ВЫЯВЛЕННЫХ ДЕФЕКТОВ				
При составлении заключений каждый дефект следует описывать отдельно. При сокращенном описании дефектов обозначают: а) буквами – вид дефекта (SH, LS, LB, CC); б) буквами – допустимость дефекта по амплитудному признаку: - Ad – при $A_{изм.} \leq A_{этат.}$; - An – при $A_{изм.} > A_{этат.}$; в) цифрами – координату начала дефекта (в мм) относительно точки начала контроля; г) цифрами – наибольшую глубину залегания дефекта Y_{max} , мм; д) цифрами – условную протяженность Δl , мм. Обозначения отделяют друг от друга дефисом		Привести примеры условной записи дефектов		
Операционную технологическую карту составил	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения		Указать дату

Приложение В
(обязательное)
Формы заключений по результатам неразрушающего контроля
В.1 Форма заключения по результатам визуального и измерительного контроля

Наименование ЛНК		ЗАКЛЮЧЕНИЕ № _____			Наименование объекта					
Номер свидетельства об аттестации		от «__» _____ 20__ г.			Категория трубопровода					
					Подрядная организация					
					Организация заказчика					
ПО КОНТРОЛЮ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ВИЗУАЛЬНЫМ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ МЕТОДОМ										
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой										
Оценка качества		Указать НД ¹⁾								
Средства контроля		В соответствии с операционной технологической картой								
Номер сварного соединения по журналу сварки	Тип сварного соединения, способ сварки	Диаметр, толщина стенки свариваемых элементов, мм	Тип секций (одношовная или двухшовная). Координаты продольных швов, наименьшее расстояние между продольными швами, мм	Шифр клейма сварщика/ бригады сварщиков	Параметры контроля		Описание выявленных дефектов	Заключение о допустимости выявленных дефектов (допустим/ не допустим)	Примечания	
					Освещенность, лк	Шероховатость поверхности				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Суммарная протяженность недопустимых дефектов, подлежащих устранению с применением сварки, по всей длине (периметру) сварного шва, мм										
Наибольшее и наименьшее значение величины выпуклости/вогнутости сварного шва _____.										
Наибольшее и наименьшее значение ширины шва _____.										
Величина смещения кромок _____.										
Заключение о годности сварного соединения: («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»)										
Контроль провел		Указать фамилию, инициалы		Указать организацию, номер разрешения				Привести подпись		Указать дату
Заключение выдал		Указать фамилию, инициалы		Указать организацию, номер разрешения				Привести подпись		Указать дату

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Подтвердил полноту проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД. Проведение последующего контроля разрешаю	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Производитель сварочно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил	Указать фамилию, инициалы		Привести подпись	Указать дату

Приложение к заключению по визуальному и измерительному контролю № _____ от _____

Схема проконтролированного сварного соединения
(указываются координаты продольных швов и мест расположения недопустимых дефектов)

▼ 0 ▼ P/4 ▼ P/2 ▼ 3P/4 ▼ P

где P – периметр сварного шва.

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

В.2 Форма заключения по результатам капиллярного контроля

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов				РД-25.160.10-КТН-0016-23	
Наименование ЛНК		ЗАКЛЮЧЕНИЕ № _____		Наименование объекта			
Номер свидетельства об аттестации		От «__» ____ 20__ г.		Категория трубопровода			
				Подрядная организация			
				Организация заказчика			
ПО КONTPOЛЮ CBAРНЫХ COEДИНЕНИЙ КАПИЛЛЯРНЫМ МЕТОДОМ							
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой							
Оценка качества по <i>указать НД</i> ¹⁾							
Средства контроля: в соответствии с операционной технологической картой <i>указать шифр операционной технологической карты</i>							

Номер сварного соединения по журналу сварки	Тип сварного соединения, способ сварки	Диаметр, толщина стенки свариваемых элементов, мм	Тип секций (одношовная или двухшовная). Координаты продольных швов, наименьшее расстояние между продольными швами, мм	Шифр клейма сварщика/ бригады сварщиков	Параметры контроля		Описание выявленных дефектов	Заключение о допустимости дефектов (допустим/не допустим)	Примечания
					Освещенность, лк, температура поверхности °С	Шероховатость поверхности			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Суммарная протяженность недопустимых дефектов, подлежащих устранению с применением сварки, по всей длине (периметру) сварного шва, мм
Заключение о годности сварного соединения: («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»)

Контроль произвел	<i>Указать фамилию, инициалы¹⁾</i>	<i>Указать организацию, номер разрешения</i>	<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>
Заключение выдал	<i>Указать фамилию, инициалы</i>	<i>Указать организацию, номер разрешения</i>	<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>
Подтвердил полностью проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД	<i>Указать фамилию, инициалы</i>	<i>Указать организацию, номер разрешения</i>	<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>
Производитель сварочно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил	<i>Указать фамилию, инициалы</i>	<i>Указать организацию, номер удостоверения</i>	<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.
¹⁾ Указания по заполнению приведены курсивом.

Приложение к заключению по капиллярному контролю № _____ от _____

Схема проконтролированного сварного соединения
(указывают координаты продольных швов и мест расположения недопустимых дефектов)



где P – периметр сварного шва.

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

В.3 Форма заключения по результатам магнитопорошкового контроля

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов				РД-25.160.10-КТН-0016-23		
Наименование ЛНК		ЗАКЛЮЧЕНИЕ № _____		Наименование объекта				
Номер свидетельства об аттестации		От «__» ____ 20__ г.		Категория трубопровода				
				Подрядная организация				
				Организация заказчика				
ПО КONTPOЛЮ CBAРНЫХ COEДИНЕНИЙ МАГНИТОПОРОШКОВЫМ МЕТОДОМ								
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой								
Оценка качества по								
Средства контроля в соответствии с операционной технологической картой								
Номер сварного соединения по журналу сварки	Тип сварного соединения, способ сварки	Диаметр, толщина стенки свариваемых элементов, мм	Тип секций (одношовная или двушовная). Координаты продольных швов, наименьшее расстояние между продольными швами, мм	Шифр клейма сварщика/ бригады сварщиков	Параметры контроля		Заключение о допустимости выявленных дефектов (допустим/не допустим)	Примечания
					Оборудование и материалы	Условия проведения контроля		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
Суммарная протяженность недопустимых дефектов, подлежащих устранению с применением сварки, по всей длине (периметру) сварного шва, мм								
Заклучение о годности сварного соединения: («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»)								
Контроль произвел			Указать фамилию, инициалы ¹⁾	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату		
Заклучение выдал			Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату		
Подтвердил полностью проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД			Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату		
Производитель сварочно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил			Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер удостоверения	Привести подпись	Указать дату		

¹⁾ Указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение к заключению по магнитопорошковому контролю № _____ от _____

Схема проконтролированного сварного соединения
(указывают координаты продольных швов и мест расположения недопустимых дефектов)



где P – периметр сварного шва.

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

В.4 Форма заключения по результатам радиографического контроля

В.4.1 Форма заключения по результатам радиографического контроля при применении радиографической пленки

Наименование ЛНК		Наименование объекта	
Номер свидетельства об аттестации		Категория трубопровода	
		Подрядная организация	
		Организация заказчика	
ПО КОНТРОЛЮ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ РАДИОГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ			
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой			
Оценка качества по			
Оборудование и материалы в соответствии с операционной технологической картой			

Номер сварного соединения по журналу сварки	Тип сварного соединения, способ сварки	Диаметр, толщина стенки свариваемых элементов, мм	Шифр клейма сварщика /бригады сварщиков	Тип секций (одношовная или двухшовная). Координаты продольных швов, наименьшее расстояние между продольными швами, мм	Номер снимка, координаты мерного пояса, мм	Параметры снимка			Описание выявленных дефектов	ЗАКЛЮЧЕНИЕ о допустимости выявленных дефектов (допустим/не допустим)	Примечания
						Чувствительность	Оптическая плотность самого светлого участка сварного шва, не менее ____ с.о.п./наибольшая оптическая плотность основного металла в зоне контроля, ____ с.о.п./фактическая яркость негатоскопа ____ кд/м ²	Разница оптических плотностей между эталоном чувствительности и основного металла, с.о.п.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Суммарная протяженность недопустимых дефектов, подлежащих устранению с применением сварки, по всей длине/периметру сварного шва, мм

Заключение о годности сварного соединения: («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»)

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы ¹⁾	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Подтвердил полную проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Производитель сварочно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер удостоверения	Привести подпись	Указать дату

¹⁾ Указания по заполнению приведены курсивом.

Приложение к заключению по РК № _____ от _____
по радиографическому контролю

Схема проконтролированного сварного соединения
(указываются координаты продольных швов и мест расположения недопустимых дефектов)



где P – периметр сварного шва.

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

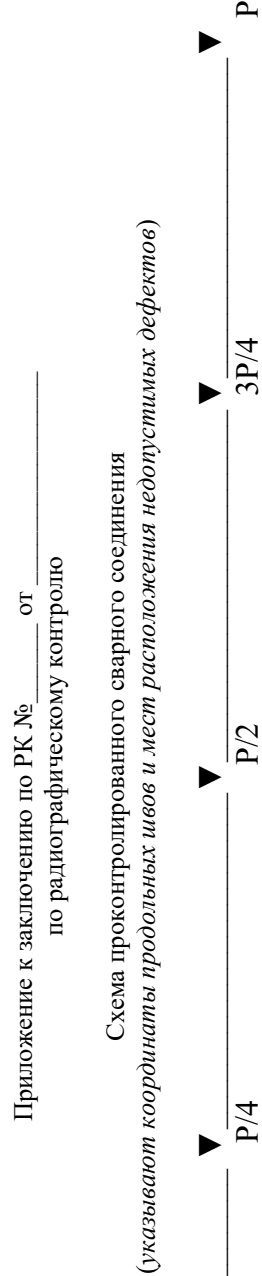
ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

В.4.2 Форма заключения по результатам радиографического контроля в случае применения цифровой или компьютерной радиографии

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов					РД-25.160.10-КТН-0016-23					
Наименование ЛНК		ЗАКЛЮЧЕНИЕ №			Наименование объекта							
Номер свидетельства об аттестации		От « » 20 г.			Категория трубопровода							
					Подрядная организация							
					Организация заказчика							
ПО КОНТРОЛЮ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ РАДИОГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ												
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой												
Оценка качества по												
Оборудование и материалы в соответствии с операционной технологической картой												
Номер сварного соединения по журналу сварки	Тип сварного соединения, способ сварки	Диаметр, толщина стенки свариваемых элементов, мм	Шифр клейма сварщика/бригады сварщиков	Тип секций (одношовная или Координаты продольных швов, наименьшее расстояние между продольными швами, мм	Номер снимка, координаты мерного пояса, мм	Параметры снимка		ЗАКЛЮЧЕНИЕ о допустимости выявленных дефектов (допустим/не допустим)	Примечание			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Суммарная протяженность недопустимых дефектов, подлежащих устранению с применением сварки, по всему периметру сварного шва, мм												
Заключение о годности сварного соединения: («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»)												
Контроль произвел				Указать фамилию, инициалы ¹⁾		Указать организацию, номер разрешения			Привести подпись			Указать дату
Заключение выдал				Указать фамилию, инициалы		Указать организацию, номер разрешения			Привести подпись			Указать дату
Подтвердил полную проверку контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД				Указать фамилию, инициалы		Указать организацию, номер разрешения			Привести подпись			Указать дату
Производитель сварочно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил				Указать фамилию, инициалы		Указать организацию, номер удостоверения			Привести подпись			Указать дату

¹⁾ Указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



где Р – периметр сварного шва.

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

В.5 Форма заключения по результатам ультразвукового контроля

Наименование ЛНК		Наименование объекта			ПАО «Транснефть»		
Номер свидетельства об аттестации		ЗАКЛЮЧЕНИЕ №			Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов		
		От «__» _____ 20__ г.			РД-25.160.10-КТН-0016-23		
		ПО КONTPOЛЮ CBAРНЫХ COEДИНЕНИЙ УЛЪТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ					
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой							
Оценка качества по							
Оборудование и материалы в соответствии с операционной технологической картой							

Номер сварного соединения по журналу сварки	Тип сварного соединения, способ сварки	Диаметр, толщина стенки свариваемых элементов, мм	Тип секций (одношовная или двухшовная). Координаты продольных швов, наименьшее расстояние между продольными швами, мм	Шифр клейма сварщика/ бригады сварщиков	Средства и параметры контроля		Описание выявленных дефектов	ЗАКЛЮЧЕНИЕ о допустимости выявленных дефектов (допустим/не допустим)	Примечания
					Оборудование и материалы	Данные НО			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Суммарная протяженность недопустимых дефектов, подлежащих устранению с применением сварки, по всему периметру сварного шва, мм
Заключение о годности сварного соединения: («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»)

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы ¹⁾	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Подтвердил полностью проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД. Проведение последующего контроля разрешаю	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Производитель сварочно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер удостоверения	Привести подпись	Указать дату

Приложение к заключению по ультразвуковому контролю № _____ от _____

Схема проконтролированного сварного соединения
(указывают координаты продольных швов и мест расположения недопустимых дефектов)



где P – периметр сварного шва.

Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

В.6 Форма заключения по результатам ультразвукового контроля на наличие расслоений в основном металле

ПАО «Транснефть»		Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов				РД-25.160.10-КТН-0016-23		
Наименование ЛНК		ЗАКЛЮЧЕНИЕ №		Наименование объекта				
Номер свидетельства об аттестации		От «		Категория трубопровода				
		»		Подрядная организация				
		20		Организация заказчика				
		г.						
ПО КОНТРОЛЮ СПЛОШНОСТИ КРОМОК СВАРИВАЕМЫХ ЭЛЕМЕНТОВ УЛЬТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ								
Контроль выполнен в соответствии с операционной технологической картой								
Оценка качества по								
Оборудование и материалы в соответствии с операционной технологической картой								
Номер секции, трубы или катушки	Диаметр, толщина стенки элементов, мм	Тип секций (одношовная или двухшовная или катушка)	Средства и параметры контроля	Оборудование и материалы	Данные НО	Описание выявленных дефектов	ЗАКЛЮЧЕНИЕ о допустимости выявленных дефектов (допустим/не допустим)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	
Заключение о годности элемента: («годен»/«вырезать»)								
Контроль произвел	Указать фамилию, инициалы ¹⁾	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату				
Заключение выдал	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату				
Подтвердил полноту проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер разрешения	Привести подпись	Указать дату				
Производитель сварочно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил	Указать фамилию, инициалы	Указать организацию, номер удостоверения	Привести подпись	Указать дату				

¹⁾ Указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение Г (обязательное)

Определение размеров одиночных включений, скоплений и цепочек включений при радиографическом контроле

Г.1 Параметры одиночных включений, скоплений и цепочек включений

Протяженность одиночного включения l , мм, – наибольшее расстояние между двумя точками внешнего контура включения, измеренное вдоль оси сварного шва.

Ширина одиночного включения t , мм, – наибольшее расстояние между двумя точками внешнего контура включения, измеренное в направлении, перпендикулярном размеру l .

Параметры одиночного включения приведены на рисунке Г.1.

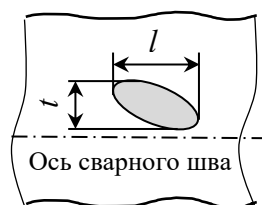


Рисунок Г.1 – Параметры одиночного включения

Протяженность скопления/цепочки включений $l_{вкл}$, мм, – наибольшее расстояние между двумя точками внешнего контура включений, входящих в скопление/цепочку, измеренное вдоль оси сварного шва.

Ширина скопления/цепочки включений $t_{вкл}$, мм, – наибольшее расстояние между двумя точками внешнего контура включений, входящих в скопление/цепочку, измеренное в направлении, перпендикулярном размеру $l_{вкл}$, мм.

Параметры скопления/цепочки включений приведены на рисунке Г.2.

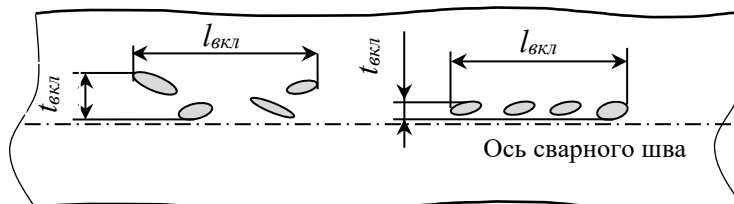


Рисунок Г.2 – Параметры скопления/цепочки включений

Максимальный размер включения a , мм, – наибольшее расстояние между двумя точками внешнего контура включения.

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНТУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023
Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован
в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах
ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Ширина включения b , мм, – наибольшее расстояние между двумя точками внешнего контура включения, измеренное в направлении, перпендикулярном размеру a .

Расстояние между включениями P , мм, – наименьшее расстояние между двумя точками внешнего контура включений.

Максимальный размер включения a , ширину включения b , расстояние между включениями P необходимо применять для определения наличия скопления/цепочки.

Параметры включений, применяемые для определения наличия скопления/цепочки, приведены на рисунке Г.3.

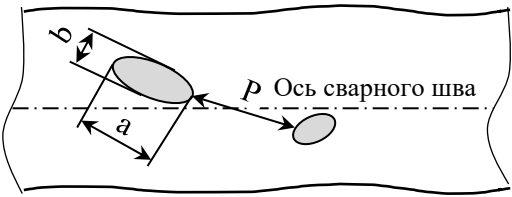


Рисунок Г.3 – Параметры включений, применяемые для определения наличия скопления/цепочки

Г.2 Критерии и классификация

Если внешний контур одного включения пересекается с внешним контуром другого включения, то данные включения рассматривают как одно единое включение.

Скопление – три и более включений, расположенных не на одной прямой, расстояние между ближайшими краями которых P – не более трех максимальных размеров ширины из двух рассматриваемых (b_1, b_2) соседних включений в скоплении. Иначе включения являются одиночными.

Цепочка – три и более включений, расположенных на одной прямой вдоль сварного шва, расстояние между ближайшими краями которых P – не более трех максимальных размеров ширины из двух рассматриваемых (b_1, b_2) соседних включений в цепочке. Иначе включения являются одиночными.

Параметры включений, применяемые для определения наличия скопления/цепочки, приведены на рисунке Г.4.

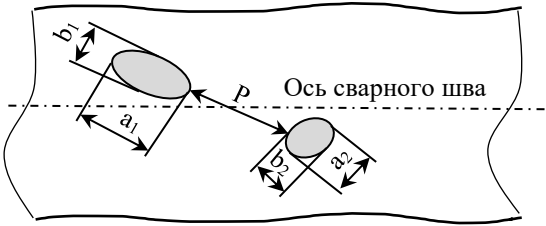


Рисунок Г.4 – Параметры включений, применяемые для определения наличия скопления/цепочки

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Схематичное изображение критериев классификации приведено на рисунке Г.5.



Рисунок Г.5 – Схематичное изображение критериев классификации

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение Д

(обязательное)

Методика оценки соответствия кольцевых сварных соединений, имеющих различные толщину стенки и форму подготовки кромок

Д.1 Методика предназначена для контроля неразрушающими методами кольцевых сварных соединений труб, соединительных деталей и запорной арматуры трубопроводов, имеющих различную толщину стенки и форму подготовки кромок, при отсутствии доступа к внутренним поверхностям.

Д.2 До начала проведения контроля проводят анализ проектной и исполнительной документации, сертификата на трубы, детали с целью ознакомления с конструкцией и особенностями технологии выполнения сварных соединений, подлежащих контролю.

Д.3 Подготовленный в соответствии с 8.1.8.4 и 8.5.14.2 к проведению ВИК и УЗК сварной шов разметить водонесмываемым маркером с шагом 30° по периметру сварного шва.

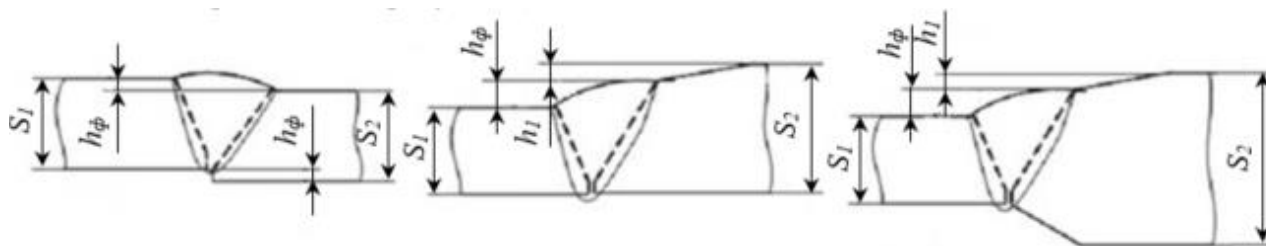
Д.4 Схемы измерения смещения кромок и разнотолщинности в сварных соединениях приведены на рисунке Д.1.

Д.5 При отсутствии видимой наружной разделки кромки элементов, как приведено на рисунке Д.1 а); г); д), контроль выполняют в последовательности, приведенной в Д.5.1 – Д.5.5.

Д.5.1 Измеряют толщины соединяемых элементов; измерения проводят ультразвуковым дефектоскопом, оснащенным прямым ПЭП, с шагом 30° по окружности трубы. Измерение начинают на расстоянии 100 мм от сварного шва и ведут по направлению к шву до валика.

Д.5.2 Измеряют величину смещения кромок тонкостенного элемента h_{ϕ} по схемам, приведенным на рисунке Д.1. Измерения проводят опорной планкой с глубиномером или штангенциркулем в точках, размеченных в соответствии с Д.3, и в местах с максимальной величиной видимого смещения.

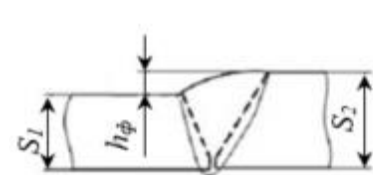
ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



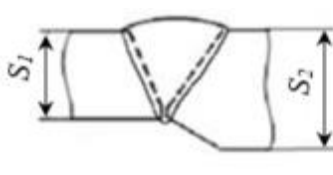
а) отсутствие видимой наружной кромки, вариант 1

б) наличие видимой наружной кромки, вариант 2

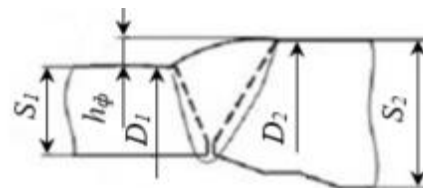
в) наличие видимой наружной кромки, вариант 3



г) отсутствие видимой наружной кромки, вариант 4



д) отсутствие видимой наружной кромки, вариант 5



е) наличие видимой наружной кромки, вариант 6

h_{ϕ} – смещение положения уровня поверхности тонкостенной детали относительно толстостенной; t_1, t_2 – свариваемые толщины; D_1, D_2 – наружные диаметры свариваемых изделий

Рисунок Д.1 – Схема измерения смещения кромок и разнотолщинности в сварных соединениях

Д.5.3 Проверяют соблюдение требований по величине наружного смещения кромок (см. таблицу 11.1). Если измеренная величина смещения кромок тонкостенного элемента h_{ϕ} не превышает значений $\pm h$, допускаемых требованиями НД к контролю сварных соединений, то проверяют наличие разделки внутренней кромки толстостенного элемента.

В местах с обработкой внутренней поверхности кромок амплитуда донного сигнала прямого ПЭП уменьшается на величину от 6 до 12 дБ, сигнал перемещается влево (уменьшается толщина) или исчезает. На поверхности трубы отмечают точки, где происходит изменение толщины стенки. При отсутствии четкого подтверждения наличия обработки внутренней поверхности толстостенного элемента с применением прямого ПЭП проводят контроль с применением наклонного совмещенного ПЭП.

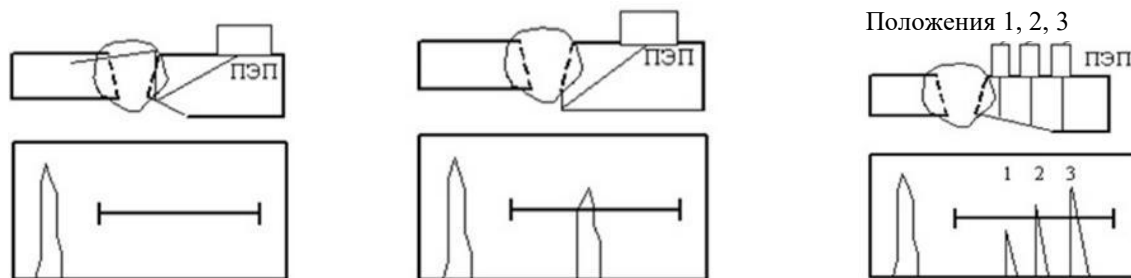
Д.5.4 Проведение контроля с применением наклонного совмещенного ПЭП

Наличие специальной разделки кромок выявляют ультразвуковым методом – наклонным ПЭП со стороны толстостенного элемента. Признаком специальной разделки

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

кромок является отсутствие сигнала на экране дефектоскопа при контроле корневого сварного шва. Наличие сигнала свидетельствует об отсутствии специальной разделки.

Схема определения наличия специальной разделки при разнотолщинности элементов приведена на рисунке Д.2. В зависимости от крутизны разделки в положениях 1 и 2, приведенных на рисунке Д.2 в), донный сигнал может не фиксироваться.



а) показания дефектоскопа при наличии разделки б) показания дефектоскопа при отсутствии разделки в) показания дефектоскопа с прямым ПЭП при наличии разделки

Рисунок Д.2 – Схема определения наличия специальной разделки кромок при разнотолщинности элементов

Д.5.5 При выполнении критериев, приведенных в 11.1.10 (см. таблица 11.1) для наружного смещения кромок, наличия внутренней разделки кромок у толстостенного элемента и отсутствия в сварном соединении недопустимых дефектов по результатам проведенного контроля неразрушающими методами (РК, УЗК) сварное соединение считается годным.

Д.6 При наличии видимой разделки наружной кромки элемента (см. рисунок Д.1 б), в)), контроль выполняется в последовательности, приведенной в Д.6.1 – Д.6.6.

Д.6.1 Измеряют толщины соединяемых элементов по Д.4.1.

Д.6.2 Измеряют положение уровня наружной поверхности тонкостенного элемента относительно уровня наружной поверхности толстостенного элемента по Д.5.2 по схемам, приведенным на рисунке Д.1 б), в).

Д.6.3 Выполняют оценку величины смещения внутренних кромок расчетным путем исходя из условия

$$(-h) \leq S_2 - S_1 - h_{\phi} - h_l \leq (+h), \quad (Д.1)$$

где h – допустимая величина смещения кромок в соответствии с НД и ТД, мм;

h_{ϕ} – превышение расположения точки сплавления наружной поверхности толстостенного элемента относительно наружной поверхности тонкостенного элемента, мм;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

h_1 – катет наружной разделки, мм (см. рисунок Д.1 б), в));

S_2 – толщина толстой стенки, мм;

S_1 – толщина тонкой стенки, мм.

Для сварного соединения, приведенного на рисунке Д.1 в), оценку качества готового сварного соединения по величине смещения поверхностей на соответствие значениям, приведенным в таблице 11.1, не выполняют, если иное не установлено проектной документацией. Величину смещения кромок, подготовленных под сварку, целесообразно контролировать при сборке до проведения сварки по смещению притуплений с наружной или внутренней стороны собранного стыка.

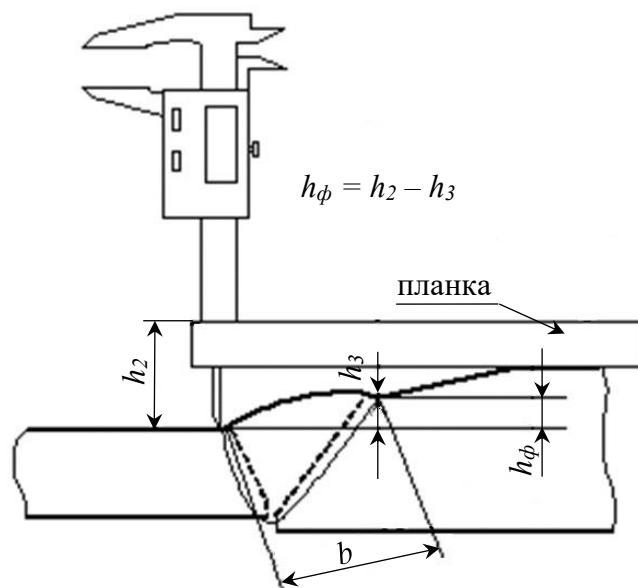
Д.6.4 Если расчетное значение смещения внутренних кромок превышает допустимое значение, приведенное в таблице 11.1, то проверяют наличие разделки внутренней кромки толстостенного элемента согласно Д.5.3, Д.5.4. Если геометрия разделки верхней кромки толстостенного элемента сварного соединения по схемам, приведенным на рисунке Д.1 б), в) не позволяет проверить наличие разделки внутренней кромки ультразвуковым методом (не прозвучивается корень сварного шва), то наличие разделки определяют по результатам радиографического контроля.

Д.6.5 Проводят проверку правильности формирования наружного валика разнотолщинного сварного соединения:

- измеряют ширину валика;
- измеряют превышение h_f одной стороны валика сварного шва относительно другой (превышение расположения точки сплавления наружной поверхности толстостенного элемента относительно наружной поверхности тонкостенного элемента);
- проверяют выполнение условия h_f/b – не более 0,5.

Схема измерения смещения одной стороны валика сварного шва относительно другой, приведена на рисунке Д.3.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



h_{ϕ} – смещение положения уровня поверхности тонкостенной детали относительно толстостенной; h_2 , h_3 – измеряемые величины; b – ширина сварного шва

Рисунок Д.3 – Схема измерения смещения одной стороны валика сварного шва относительно другой

Д.6.6 При выполнении Д.6.3 – Д.6.5 и отсутствии в сварном соединении недопустимых дефектов по результатам контроля неразрушающими методами (РК, УЗК) сварное соединение считается годным.

Д.7 Особенности УЗК сварных соединений разнотолщинных элементов:

- соединения с разделкой наружной кромки толстостенного элемента являются ограниченно пригодными для УЗК ввиду ограниченной возможности прозвучивания сечения сварного шва со стороны толстостенного элемента наклонным ПЭП;
- настройка чувствительности ультразвукового дефектоскопа должна быть проведена по образцу с угловым отражателем для тонкостенного элемента.

Д.8 Порядок проведения измерений и оценка допустимости смещения для сварного соединения, приведенного на рисунке Д.1 е)

Д.8.1 Сварное соединение разметить водонесмываемым маркером с шагом 30° по периметру сварного шва.

Д.8.2 Измерить смещение уровней наружных поверхностей h_{ϕ} , как приведено на рисунке Д.1 е)).

Д.8.3 Измерения выполняют опорной планкой с глубиномером или штангенциркулем в точках, размеченных в соответствии с Д.7.1, и в местах с максимальной величиной превышения.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Д.8.4 Оценить допустимость величины смещения согласно условию

$$[-Fd_I] \leq [h_\phi - ((D_2 - D_I)/2)] \leq [+Fd_I], \quad (Д.2)$$

где Fd_I – допустимая величина смещения, мм, значение которой приведено в таблице 11.1;

h_ϕ – смещение уровня поверхности тонкостенного элемента относительно поверхности толстостенного элемента, мм;

D_I – наружный диаметр тонкостенного элемента, мм;

D_2 – наружный диаметр толстостенного элемента, мм.

Д.9 Порядок проведения измерений и оценка допустимости внутреннего смещения кромок труб для сварных соединений, имеющих отличие номинальных толщин элементов на 2 мм и менее, с равными наружными диаметрами при наличии доступа к внутренней поверхности сварного соединения

Д.9.1 Сварное соединение разметить водонесмываемым маркером с шагом 30° по периметру сварного шва.

Д.9.2 Измерить смещение уровней внутренних поверхностей. Измерения выполняют опорной планкой с глубиномером или штангенциркулем в точках, размеченных в соответствии с Д.8.1, и в местах с максимальной величиной превышения.

Д.9.3 Оценить допустимость величины внутреннего смещения согласно условию

$$h_\phi - (D_2 - D_I) \leq Fd_I, \quad (Д.3)$$

где Fd_I – допустимая величина смещения мм, значение которой приведено в таблице 11.1;

h_ϕ – смещение уровня поверхности присоединяемой трубы относительно поверхности патрубка, мм;

D_I – наружный диаметр тонкостенного элемента 1, мм;

D_2 – наружный диаметр толстостенного элемента 2, мм.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение Е
(рекомендованное)
Форма журнала неразрушающего контроля сварных соединений

Наименование организации, в подчинении которой находится служба, выполняющая контроль¹⁾

Наименование организации/подразделения, выполняющего контроль

Наименование объекта строительства, ремонта

Журнал
неразрушающего контроля сварных соединений

Указать год начала ведения журнала

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

№ п/п	Наименование узла, детали; номер соединения по журналу или сварочной схеме; номер журнала/схемы	Шифр клейма сварщика/ бригады	Метод контроля и дата его проведения	Заключение о качестве проконтролированного сварного соединения				Замечания лиц по качеству выполняемого контроля физическими методами сварных соединений с указанием фамилии, должности и даты записи	Дата и подпись ответственного лица об устранении нарушений
				Номер заключения и дата его выдачи	Заключение о годности («годен», «ремонт», «вырезать», «повторный контроль»)	Специа- лист по ВИК/РК/ УЗК/ПВК /МК	Подписи Начальник/ инженер службы контроля качества		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение Ж

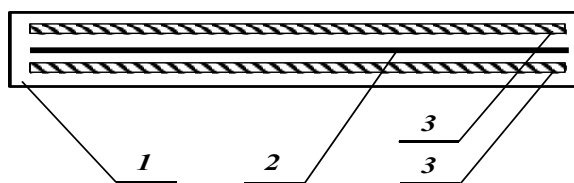
(обязательное)

Особенности технологии компьютерной радиографии с использованием запоминающих пластин

Ж.1 Подготовка запоминающих пластин к экспонированию. Зарядка кассет

Ж.1.1 Для предохранения запоминающих пластин от загрязнений и механических повреждений, а также для защиты от воздействия яркого освещения их следует помещать в светозащитные влагостойкие кассеты.

Ж.1.2 Для защиты запоминающих пластин от первичного рассеянного рентгеновского излучения и улучшения качества изображения рекомендуется применять металлические экраны по [ГОСТ 7512](#). Схема укладки экранов в кассеты приведена на рисунке Ж.1.



1 – кассета; 2 – запоминающая пластина; 3 – металлические экраны

Рисунок Ж.1 – Схема укладки экранов в кассеты

Ж.1.3 Флуоресцентные и флуорометаллические усиливающие экраны при работе с запоминающими пластинами не применяются.

Ж.1.4 Перед зарядкой запоминающей пластины в кассету необходимо внимательно осмотреть ее активный запоминающий слой. Активный слой запоминающей пластины должен иметь чистую гладкую поверхность без царапин, рисок, следов от пальцев, пятен. При необходимости запоминающую пластину следует протереть мягкой безворсовой тканью, а для удаления стойких загрязнений – тканью, слегка смоченной этиловым спиртом. Зарядку запоминающей пластины в кассету рекомендуется производить в хлопчатобумажных перчатках.

Ж.1.5 Запоминающую пластину следует заряжать в кассету ориентируя активный слой запоминающей пластины к кармашкам для маркировки и эталонов чувствительности, а при отсутствии таковых расположение активного слоя запоминающей пластины должно быть помечено на кассете.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Ж.1.6 Для привязки получаемых при просвечивании изображений к контролируемому соединению на каждой кассете (каждом участке сварного соединения) следует устанавливать маркировочные знаки.

Ж.2 Выбор времени экспозиции

Ж.2.1 Выбор времени экспозиции при ЦР проводят для выбранной схемы просвечивания в два этапа: предварительная оценка и окончательный выбор.

Ж.2.2 Для предварительной оценки требуемого времени экспозиции следует использовать величину $E_0/10$, где E_0 – экспозиция, требуемая для получения оптической плотности, равной 2, на пленке класса С5 по [ГОСТ Р ИСО 11699-1](#). E_0 определяют в зависимости от толщины стенки трубы, фокусного расстояния, напряжения и тока на рентгеновской трубке, типа и активности источника гамма излучения – по номограммам для пленки соответствующего типа.

Ж.2.3 Значения предварительного времени экспозиции в зависимости от режимов просвечивания приведены в таблице Ж.1.

Т а б л и ц а Ж.1 – Значения предварительного времени экспозиции в зависимости от режимов просвечивания

№ п/п	Радиационная толщина просвечиваемой стали, мм	Напряжение на рентгеновской трубке, кВ	Ток рентгеновской трубки I_0 , мА	Предварительное время экспозиции T_0 , с
1	2	3	4	5
1	От 1 до 3 включ.	70	1	От 30 до 40
2	Св. 3 до 6 включ.	90	1	
3	Св. 6 до 12 включ.	100	2	От 40 до 60
4	Св. 12 до 20 включ.	140	4	От 30 до 60
5	Св. 20 до 23 включ.	170	5	От 40 до 60
6	Св. 23 до 32 включ.	200	5	
7	Св. 32 до 40 включ.	300	5	От 30 до 60

Предварительное время экспозиции, приведенное в таблице Ж.1, указано для фокусного расстояния F_0 , равного 700 мм. При изменении фокусного расстояния и/или тока рентгеновской трубки время экспозиции T , с, следует определять по формуле

$$T = T_0 \cdot I_0 / I \cdot (F / F_0)^2, \quad (\text{Ж.1})$$

где T_0 – предварительное время экспозиции, с;

I_0 – ток рентгеновской трубки, мА;

I – выбранный ток рентгеновской трубки, мА;

F – выбранное фокусное расстояние, мм;

F_0 – фокусное расстояние, равное 700 мм.

После предварительного выбора времени экспозиции следует:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- установить кассету с «чистой» непроэкспонированной запоминающей пластиной на контролируемое сварное соединение в соответствии с выбранной схемой просвечивания;
- выполнить пробное просвечивание;
- отсканировать проэкспонированную запоминающую пластину;
- вывести на дисплей компьютера полученное изображение сварного соединения;
- провести окончательный выбор времени экспозиции в соответствии с руководством по эксплуатации комплекса ЦР.

Ж.3 Проведение контроля. Выполнение просвечивания

Ж.3.1 Установить кассеты с запоминающими пластинами на контролируемый стык в соответствии с выбранной схемой просвечивания. Активный слой запоминающей пластины должен быть направлен к источнику ионизирующего излучения. Для закрепления кассет с запоминающими пластинами на трубе следует использовать магнитные держатели, пояса, ремни или другие приспособления, которые применяются для закрепления кассет с радиографической пленкой.

Ж.3.2 При контроле сварного соединения, размеры которого меньше размеров запоминающей пластины, следует исключить воздействие на запоминающую пластину неослабленного первичного пучка излучения во избежание возможного сохранения на запоминающей пластине «фантомного» изображения, которое впоследствии трудно удалить полностью даже при длительном цикле стирания.

Ж.3.3 Установить источник излучения согласно выбранной схеме просвечивания.

Ж.3.4 Принять необходимые меры безопасности и выполнить просвечивание сварного соединения.

Ж.3.5 По окончании просвечивания снять кассеты с запоминающими пластинами со стыка.

Ж.4 Считывание и цифровая обработка изображений

Ж.4.1 В соответствии с операционной технологической картой выбрать режим работы сканирующего устройства, количество точек в строке изображения и установить эти параметры в соответствии с руководством по эксплуатации применяемого комплекса ЦР и руководством пользователя соответствующего программного обеспечения.

Ж.4.2 При контроле сварных соединений труб с различной толщиной стенок сканирование следует выполнять в режиме повышенной контрастности.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Ж.4.3 Пользуясь хлопчатобумажными перчатками, вынуть запоминающую пластину из кассеты и установить ее в сканирующее устройство в соответствии с его руководством по эксплуатации.

Ж.4.4 Разрядку кассеты и сканирование запоминающей пластины следует проводить в затемненном помещении. Допустимые значения освещенности определяются требованиями руководства по эксплуатации.

Ж.4.5 Выполнить сканирование запоминающей пластины. При этом во избежание снижения качества сканирования не рекомендуется трогать запоминающую пластину или сканирующее устройство. После завершения сканирования необходимо поместить запоминающую пластину в кассету до принятия окончательного решения о приемке результатов сканирования.

Ж.4.6 После вывода на экран первоначального (не подвергнутое цифровой обработке) изображения необходимо его сохранить на диске компьютера в формате DICONDE и создать его копию на другом носителе информации (компакт-диске или др.).

Для возможности дальнейшего анализа полученного цифрового рентгеновского изображения оно должно соответствовать следующим требованиям:

- параметр чувствительности должен быть не хуже требуемого по 8.4.7;
- параметр нерезкости должен соответствовать (быть не ниже) требованиям к нерезкости для класса качества изображения А по [ГОСТ ISO 17636-2](#);
- параметр отношения сигнал-шум должен соответствовать (быть не ниже) требованиям к этому параметру для класса качества изображения В по [ГОСТ ISO 17636-2](#);
- параметр контраст-шум должен быть больше или равным 2 для требуемой чувствительности контроля.

Определение величины нерезкости и отношения сигнал-шум следует выполнять согласно [ГОСТ ISO 17636-2](#).

Ж.4.7 После сохранения и вывода на экран компьютера первоначального изображения его следует оптимизировать в интересующем диапазоне интенсивностей. Оптимизация изображения – в соответствии с операционной технологической картой и руководством по эксплуатации комплекса ЦР.

Для сварных соединений, имеющих переменное сечение с соотношением толщин соединяемых элементов не менее 1:1,5 оптимизацию и расшифровку изображения, следует проводить по каждому участку одинаковой толщины отдельно.

Если оптимизировать изображение штатными программными средствами не удастся, следует выполнить повторное сканирование с повышенным разрешением. После повторного

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

сканирования полученное изображение следует оптимизировать в интересующем диапазоне интенсивностей.

Если после повторного сканирования оптимизировать изображение также не удастся, следует:

- выполнить стирание запоминающих пластин в соответствии с инструкцией по эксплуатации стирающего устройства, входящего в комплект оборудования ЦР;
- выполнить повторное просвечивание сварного соединения соединения.

Ж.4.8 Оптимизированные изображения, подлежащие расшифровке, должны удовлетворять следующим требованиям:

- на изображении не должно быть пятен, полос, царапин и других повреждений запоминающего слоя запоминающей пластины, затрудняющих его расшифровку;
- длина изображения, получаемого с каждой запоминающей пластины, должна обеспечивать перекрытие изображений смежных участков сварного соединения на величину не менее 20 мм, а его ширина – получение изображения сварного шва и прилегающих к нему участков околошовной зоны не менее 20 мм с каждой стороны сварного шва;
- на изображении должны быть видны: сварное соединение, эталоны чувствительности, маркировочные знаки, ограничительные метки, мерный пояс и имитаторы – если они применяются;
- изображение маркировочных знаков не должно накладываться на изображение сварного соединения;
- чувствительность контроля, определяемая при расшифровке полученного изображения, должна соответствовать 8.4.7. При определении чувствительности контроля расчет необходимо вести по отношению к радиационной толщине в месте установки эталона чувствительности.

Ж.4.9 При необходимости оптимизированное изображение допускается сохранять на диске компьютера в одном из графических форматов (.jpeg, .tiff и т. п.), которые не требуют для просмотра использования специализированных программ ЦР. При необходимости на сохраненные таким образом изображения можно наносить пояснительный текст и дополнительные метки, упрощающие анализ изображения. Такие изображения, так же как файлы в графических форматах (.jpeg, .tiff и т. п.) и отпечатки с них, документом не являются и не могут использоваться в качестве доказательства наличия/отсутствия дефектов.

Ж.4.10 Создавать копию оптимизированного изображения следует на том же носителе информации, на котором была создана копия первоначального (не подвергнутого

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

цифровой обработке) изображения. Имя файла должно повторять имя файла первоначального изображения с добавлением в конце индекса «_opt».

Пример

HP1M0139_opt

Ж.4.11 Если оптимизированное изображение признается годным к расшифровке, пластина может быть очищена от радиографического изображения с помощью стирающего устройства, входящего в комплект оборудования ЦР в соответствии с руководством по его эксплуатации. После стирания пластина готова к повторному использованию при условии отсутствия на ней повреждений.

Ж.4.12 Расшифровку изображений сварных соединений, проконтролированных с применением технологии ЦР, идентификацию и измерение обнаруженных при расшифровке дефектов осуществляют только по оптимизированным изображениям на дисплее компьютера комплекса ЦР с помощью соответствующей программы без дублирования на твердый носитель (бумагу, прозрачную пленку и др.).

Расшифровка изображений (радиограмм) по копиям на твердом носителе (бумаге, прозрачной пленке и т. п.), а также идентификация и измерение дефектов по таким изображениям не допускаются.

Ж.4.13 Измерение размеров дефектов и расстояний между ними проводят в соответствии с руководством по эксплуатации комплекса ЦР с помощью соответствующего программного обеспечения. При этом следует использовать возможности специализированной программы ЦР по масштабированию анализируемых изображений.

Ж.4.14 Глубину дефекта определяют по потемнению его изображения путем сравнения с потемнением изображений канавок канавочных эталонов чувствительности или отверстий в имитаторах (если они использовались). При этом необходимым условием является то, что высота сварного шва должна быть не больше толщины эталона чувствительности или толщины имитатора.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Ж.5 Архивирование, хранение и передача технической документации по результатам контроля

Ж.5.1 Изображения проконтролированных соединений, получаемые с запоминающих пластин, должны быть переписаны (архивированы) с жесткого диска компьютера комплекса ЦР на любой другой сменный носитель информации. При этом изображение каждого проконтролированного стыка должно быть записано в двух видах:

- в первоначальном виде, фиксируемом на жестком диске компьютера комплекса ЦР. Изображение записывается в формате программы, входящей в применяемый для контроля данного объекта комплекс ЦР;

- в оптимизированном (подвергнутом цифровой обработке) виде. Изображение записывается в одном из общепринятых форматов (.jpeg, .tiff и т. п.), позволяющем просматривать изображения без использования специализированной программы ЦР. Такая запись, так же как любые ее распечатки, документом не является, не позволяет вести расшифровку радиограмм и измерение размеров дефектов и служит лишь для общего, предварительного ознакомления с результатами расшифровки.

Ж.5.2 Носители информации и упаковка каждого из них должны быть пронумерованы водонесмываемым маркером. В упаковку должен быть помещен вкладыш, на котором должен быть проставлен тот же номер. На вкладыше следует указывать:

- наименование объекта;
- наименование организации, которая выполняла контроль;
- номера стыков, электронные изображения которых записаны на этот диск;
- даты проведения контроля;
- номера соответствующих заключений по результатам контроля.

Ж.5.3 Архивы, в которых хранятся носители информации с записью изображений проконтролированных сварных соединений, должны быть обеспечены техническими средствами (компьютером) и программным обеспечением, позволяющими при необходимости воспроизводить эти изображения в любой момент времени.

Ж.5.4 По истечении гарантированного изготовителем срока хранения носителя, но не реже 1 раза в 5 лет, первичный носитель информации и его резервная копия (если она была создана) должны быть обновлены путем перезаписи хранящейся на них информации на новые носители.

Ж.5.5 Журнал НК сварных соединений, заключения по результатам РК, схемы проконтролированных соединений, носители информации с электронными изображениями

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

проконтролированных соединений и их резервные копии должен храниться у производителя работ по НК до сдачи объекта в эксплуатацию.

Ж.5.6 Условия хранения первичных носителей информации и их резервных копий должны соответствовать требованиям изготовителя.

Ж.5.7 Поступившие на хранение носители информации с электронными изображениями подлежат учету в отдельных инвентарных/архивных журналах. Журнал должен содержать следующие сведения:

- номер упаковки и носителя информации;
- наименование объекта;
- наименование организации, которая выполняла контроль;
- номера стыков, электронные изображения которых записаны на этот диск;
- номера соответствующих заключений по результатам НК;
- дата сдачи на хранение;
- срок обновления (перезаписи информации);
- подписи ответственных лиц (с расшифровкой подписи).

Ж.5.8 Журналы учета поступивших на хранение носителей информации должны быть прошнурованы, опечатаны и храниться у производителя работ по НК в течение всего срока эксплуатации объекта.

Ж.5.9 После приемки объекта в эксплуатацию носители информации в составе исполнительной документации по акту должны быть переданы заказчику и храниться у него в течение всего срока эксплуатации объекта.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение И (обязательное)

Порядок применения систем автоматизированного ультразвукового контроля

И.1 Требования к персоналу и оборудованию

И.1.1 Общие требования

И.1.1.1 Системы АУЗК, применяемые для контроля кольцевых стыковых сварных соединений труб, должны обеспечивать обнаружение дефектов стыковых кольцевых сварных соединений и регистрацию их параметров (координат и условных размеров, уровня отраженного сигнала).

И.1.1.2 Затраты времени на установку сканера на трубу, контроль, предварительную обработку данных и подготовку предварительного заключения должны соответствовать темпу движения сварочной колонны.

И.1.1.3 АУЗК, использующий зональный метод контроля, не применяют на кольцевых стыковых сварных соединениях труб, выполненных ручным способом сварки.

И.1.2 Требования к оборудованию АУЗК

И.1.2.1 Система АУЗК должна обеспечивать двухсторонний контроль всего объема кольцевого стыкового сварного соединения (включая околошовную зону) труб наружным диаметром от 530 до 1220 мм с толщиной стенки трубы от 8 до 40 мм за один проход сканера по всей длине сварного шва.

И.1.2.2 Система АУЗК, применяемая для НК кольцевых стыковых сварных соединений труб, должна:

- быть внесена в реестр утвержденных типов средств измерения в соответствии с Федеральным законом [6];
- иметь свидетельство о метрологической поверке/калибровке установленной формы;
- пройти квалификационные испытания согласно И.6;
- иметь согласованную с ПАО «Транснефть» методику проведения и интерпретации результатов контроля сварных соединений.

И.1.2.3 Система АУЗК должна иметь следующие технические характеристики:

- температура контролируемой поверхности – от минус 40 °С до 60 °С;
- температура эксплуатации сканирующего устройства – от минус 40 °С до 60 °С.

И.1.2.4 Если внешние условия (сильный ветер, отрицательные температуры окружающего воздуха) ниже допустимых, то работы по АУЗК следует выполнять в укрытиях с подогревом. Установка укрытий и систем обогрева осуществляется производителем

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

строительно-монтажных работ.

И.1.2.5 ПЭП, используемые в работе системы АУЗК, должны иметь паспорт, в котором указывают:

- тип и заводской номер ПЭП;
- угол ввода;
- частоту.

И.1.2.6 Для ПЭП с ФАР в паспорте указывают:

- скорость продольных волн в призме;
- геометрические характеристики призмы;
- количество элементов в ПЭП;
- расстояние между элементами;
- частоту.

И.1.2.7 Для ПЭП, предназначенных для работы с TOFD, в паспорте указывают угол ввода, диаметр пьезопластины и частоту.

И.1.2.8 Система АУЗК должна быть укомплектована НО, прошедшим метрологическую аттестацию.

И.1.3 Требования к НО для настройки установок АУЗК

И.1.3.1 Для настройки системы АУЗК следует использовать НО, предусмотренные методикой проведения и интерпретации результатов контроля.

И.1.3.2 НО, применяемые для настройки системы АУЗК, должны иметь свидетельства о поверке и/или свидетельства об аттестации установленной формы.

И.1.3.3 НО должны быть изготовлены из материала, который по акустическим свойствам аналогичен материалу контролируемого объекта и имеет паспорт, выданный аккредитованным центром метрологии и стандартизации или изготовителем, если он обладает правом первичной поверки. Паспорт НО должен содержать:

- номер НО;
- диаметр и толщину трубы, для контроля которой используется НО;
- ТУ на трубу, из которой изготовлен НО;
- тип, размеры, положение и углы наклона отражателей.

И.1.3.4 Эскиз НО, параметры искусственных отражателей и схемы контроля должны быть приведены в операционной технологической карте на АУЗК.

И.1.3.5 Количество искусственных отражателей в НО, их ориентация должны соответствовать параметрам разделки кромок свариваемых элементов. Торцы образца и

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

отражатели, расположенные в соседних зонах, не должны создавать акустических помех при настройке.

И.1.3.6 Для систем, использующих зональный метод контроля, каждому типу разделки кромок и типоразмеру труб должен соответствовать определенный НО.

И.1.3.7 Шероховатость поверхности НО – не более Rz 40 мкм.

И.1.3.8 Фрагменты трубы для изготовления НО должны передаваться исполнителю работ по НК заказчиком. Размеры фрагментов трубы для НО должны быть указаны исполнителем работ по НК. Рекомендуемые размеры заготовок для НО приведены в таблице И.1.

Т а б л и ц а И.1 – Рекомендуемые размеры заготовок для НО

№ п/п	Диаметр трубы, мм	Длина заготовки, мм	Примечание
1	2	3	4
1	От 530 до 600	305	Заготовка представляет собой отрезок трубы
2	От 601 до 1220	610 (в осевом направлении) 610 (по окружности)	Заготовка представляет собой фрагмент материала трубы

И.1.3.9 Заготовка для НО должна быть проконтролирована заказчиком на отсутствие внутренних расслоений и внешних дефектов. Наличие продольных и поперечных швов на заготовке недопустимо, шероховатость поверхности заготовки – не более Rz 40 мкм.

И.1.3.10 НО должен иметь следующие искусственные отражатели:

- отверстия с плоским дном с размерами, приведенными в таблице 8.9, для настройки чувствительности и длительности строга для обнаружения внутренних дефектов плоскостного характера по линии разделки кромок;

- отверстия с плоским дном диаметром от 1,5 до 2,0 мм по оси сварного шва для обнаружения внутренних дефектов объемного характера;

- угловые отражатели с размерами, приведенными в таблице 8.9, на верхней и нижней границе разделки сварного шва для настройки чувствительности и длительности строга при контроле корня и верхней части сварного шва;

- вертикальные пазы с заостренной нижней гранью на оси сварного шва для проверки работоспособности ПЭП TOFD. Размеры пазов, используемые при контроле TOFD, приведены в таблице И.2.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Т а б л и ц а И.2 – Размеры пазов, используемые при контроле TOFD

№ п/п	Номинальная толщина стенки трубы S , мм	Глубина паза на поверхности, мм		Длина паза, мм
		наружной	внутренней	
1	2	3	4	5
1	От 8,0 до 10,0 включ.	3,0	2,0	15,0
2	Св 10,0 до 12,0 включ.	4,0		
3	Св 12,0 до 15,0 включ.	5,0		
4	Св 15,0 до 20,0 включ.	6,0		
5	Более 20,0	7,0		

И.1.3.11 Пазы в НО должны быть выполнены безударным способом.

И.1.3.12 Допуски на отклонение параметров искусственных отражателей в НО приведены в таблице И.3.

Т а б л и ц а И.3 – Допуски на отклонение параметров искусственных отражателей в НО

№ п/п	Параметр	Допуск на отклонение
1	2	3
1	Диаметр плоскодонного отверстия	$\pm 0,2$ мм
2	Плоскостность торца плоскодонного отверстия	$\pm 0,1$ мм
3	Угол	$\pm 1^\circ$
4	Глубина пазов	$\pm 0,1$ мм
5	Длина пазов	$\pm 0,1$ мм
6	Отклонение положения центра отражателя от заданного значения	$\pm 0,1$ мм
7	Глубина плоскодонного отверстия	$\pm 0,2$ мм

И.1.3.13 Искусственные отражатели НО должны быть маркированы в соответствии с чертежом и залиты герметиком.

И.1.3.14 На поверхности НО должны отсутствовать следы коррозии, смазки или другого материала, которые могут препятствовать проникновению ультразвуковых волн в металл. НО следует проверять на наличие признаков износа (рисок, царапин) в области ввода/приема. Подобные дефекты следует удалять полировкой. Если в результате шлифовки толщина стенки НО снижается более чем на 0,5 мм от первоначальной толщины, НО следует заменить.

И.1.4 Требования к контактной жидкости

Для контроля при температуре окружающего воздуха и поверхности трубы выше 0°C в качестве контактной жидкости использовать воду. При температурах ниже 0°C использовать водные растворы пропиленгликоля или этилового спирта. Рекомендуемое содержание пропиленгликоля в растворе контактной жидкости в зависимости от температуры окружающего воздуха приведено в таблице И.4.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Таблица И.4 – Рекомендуемое содержание пропиленгликоля в растворе контактной жидкости в зависимости от температуры окружающего воздуха

№ п/п	Температура воздуха, °С	Содержание пропиленгликоля, %
1	2	3
1	От минус 5 до 0	30
2	От минус 10 до минус 5	40
3	От минус 20 до минус 10	54
4	От минус 40 до минус 20	70

И.1.5 Требования к персоналу

И.1.5.1 Персонал должен пройти обучение правилам эксплуатации применяемого оборудования в соответствии с требованиями изготовителя оборудования.

И.1.5.2 Специалисты должны иметь документ, подтверждающий факт прохождения обучения работе с установкой АУЗК от изготовителя оборудования или уполномоченной организации на территории Российской Федерации.

И.1.5.3 Количество специалистов, эксплуатирующих систему АУЗК, должно быть установлено в инструкции по эксплуатации системы АУЗК.

И.1.6 Требования к программному обеспечению систем АУЗК

Программное обеспечение должно обеспечивать:

- запись первичных результатов контроля для последующего анализа;
- сигнализацию отсутствия акустического контакта между ПЭП и контролируемым изделием, регистрацию участков контроля с отсутствием акустического контакта с отметкой пропущенных зон на результатах контроля;
- визуализацию данных во время контроля в реальном режиме времени, после выполнения контроля при анализе данных и подготовке заключения по результатам контроля;
- формирование списка дефектов в формате, позволяющем дальнейшее редактирование.

И.2 Подготовка и порядок проведения неразрушающего контроля

И.2.1 АУЗК проводят в соответствии с операционной технологической картой. Операционная технологическая карта должна быть утверждена в организации, выполняющей контроль, и согласована с ООО «НИИ Транснефть».

И.2.2 В срок не менее чем за 1 календарный месяц до планируемого начала работ заказчик должен предоставить исполнителю работ по НК заготовку из трубы (темплет или катушку) для изготовления НО для каждого номинала диаметра трубы, толщины стенки и класса прочности. Требования к размерам заготовки приведены в И.1.3.8 – И.1.3.9.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.2.3 Подготовку контролируемых поверхностей выполняет производитель строительно-монтажных работ.

И.2.4 Нижняя часть поверхности сварного соединения должна находиться на расстоянии не менее 0,5 м от поверхности грунта.

И.2.5 При работе в траншее должен быть обеспечен безопасный спуск персонала с оборудованием НК в траншею.

И.2.6 Для труб, контролируемых установками АУЗК, должны выполняться следующие условия:

- наружный валик продольных швов труб должен быть удален изготовителем трубы до остаточной высоты от 0 до 0,5 мм, при этом должен быть обеспечен плавный переход от металла трубы к наружному продольному шву. Удаление участка наружного продольного сварного шва должно быть предусмотрено ТУ на трубы электросварные и составлять от 200 до 250 мм;

- концы труб должны быть свободны от антикоррозионного покрытия на длину от 150 до 200 мм от торца трубы для труб с толщиной стенки не более 30 мм и на длину от 200 до 250 мм для труб с толщиной стенки свыше 30 мм. Освобождение концевых участков труб от наружного антикоррозионного покрытия должно быть предусмотрено ТУ на антикоррозионное покрытие (если указанные требования не предусмотрены ТУ (до внесения изменений в ТУ), удаление наружного продольного сварного шва концевых участков и освобождение концевых участков труб от антикоррозионного покрытия выполняется производителем строительно-монтажных работ в полевых условиях);

- производитель строительно-монтажных работ должен нанести на внешнюю поверхность труб реперную линию на расстоянии 40 мм от притупления кромки после операции торцевания и перед началом операции сборки (инструмент для разметки предоставляется ЛНК).

И.2.7 При использовании направляющего банджа его устанавливают относительно реперной линии и не устанавливают относительно валика облицовки.

И.2.8 Перед началом контроля необходимо водонесмываемым маркером/краской отметить точку начала отсчета (на отметке «12 ч») и направление отсчета координат на трубе. Пример установки точки начала отсчета и направления отсчета координат при контроле приведен на рисунке И.1.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

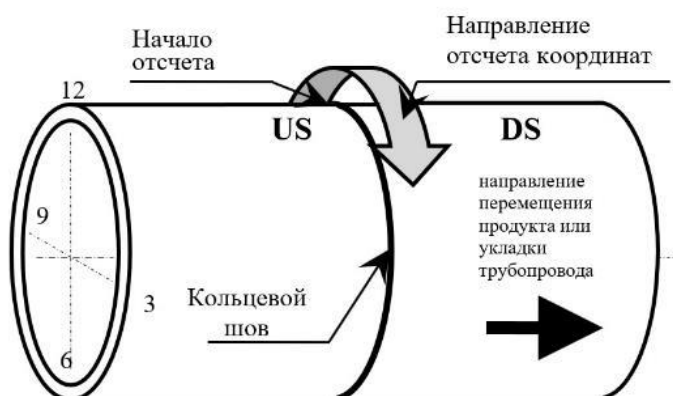


Рисунок И.1 – Пример установки точки начала отсчета и направления отсчета координат при контроле

И.2.9 Перед проведением контроля дефектоскопист должен:

- получить задание на контроль с указанием типа сварного соединения, толщины стенок и диаметра трубы, параметров разделки сварного шва;
- ознакомиться с конструкцией, особенностями технологии выполнения сварных соединений и документацией, в которой указаны допущенные отклонения от установленной технологии;
- ознакомиться с результатами предыдущего контроля;
- проверить размеры подготавливаемой зоны под АУЗК и качество подготовки поверхности.

И.2.10 Провести настройку установки АУЗК в соответствии с инструкцией изготовителя оборудования.

И.2.11 Провести проверку настройки установки АУЗК в соответствии с инструкцией изготовителя оборудования.

И.2.12 Проверку правильности настройки параметров контроля проводят:

- после выполнения настройки;
- в начале смены;
- после выполнения контроля пяти стыков, но не реже 1 раза в 1 ч;
- после замены ПЭП, используемых при контроле;
- после падения сканера.

И.2.13 Проверку настройки установки выполняют на НО, установленном на стенде.

И.2.14 Проверку выполняют при той же температуре, что и контроль.

И.2.15 Проведение контроля – в соответствии с инструкцией изготовителя оборудования и операционной технологической картой.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.3 Обработка и расшифровка результатов контроля

И.3.1 При анализе данных контроля необходимо обращать внимание на наличие акустического контакта, отсутствие пропусков данных, отсутствие смещения бандажа (при его наличии) и превышение эхо-сигналами браковочного уровня, появление сигналов в зоне контроля TOFD.

И.3.2 При отсутствии акустического контакта на протяжении более чем 15 мм по любому из контролируемых каналов акустического контакта, отсутствии акустического контакта в смежных каналах на протяжении более 10 мм или смещении бандажа во время контроля, превышающего 1 мм, необходимо устранить причины неполадок и повторить контроль всего сварного шва.

И.3.3 Участки, на которых при повторном контроле индицируется исчезновение акустического контакта, могут содержать расслоения. Участки с предполагаемыми расслоениями необходимо проверить ручным ультразвуковым дефектоскопом.

И.3.4 Расшифровку результатов контроля проводят с применением специализированного программного обеспечения в соответствии с методикой, разработанной изготовителем оборудования.

И.3.5 По результатам расшифровки полученных в результате контроля данных оператор установки оформляет заключение по результатам УЗК. К заключению прилагают дефектограмму.

И.3.6 На основании заключения по результатам УЗК с дефектограммой, подготовленного оператором установки, проводят разметку дефектов на сварном соединении. Разметку дефектов на трубе выполняют водонесмываемым маркером.

И.4 Оценка качества сварного соединения

Оценку качества с использованием амплитудного критерия выполняют согласно разделу 11.

Для оценки качества по условной протяженности и высоте дефекта допустимо применение альтернативных критериев, разработанных на основании инженерной оценки критического состояния и по методике, согласованной с ООО «НИИ Транснефть».

И.5 Требования к порядку оформления и хранения результатов

И.5.1 Результатом проведения АУЗК являются:

- первичные результаты контроля для последующего анализа;
- дефектограмма;
- заключение о годности сварного соединения.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.5.2 Первичные результаты контроля и дефектограммы исполнитель работ по АУЗК передает заказчику на электронном носителе.

И.5.3 Результаты проведения АУЗК оформляют и хранят в соответствии с разделом 7.

И.6 Требования к испытаниям установок автоматизированного ультразвукового контроля

И.6.1 Общие требования к испытаниям

И.6.1.1 Испытания установок АУЗК проводят по договору между ООО «НИИ Транснефть» и производителем работ по АУЗК (изготовителем оборудования).

И.6.1.2 ООО «НИИ Транснефть» проводит техническое сопровождение испытаний и выдачу заключения о прохождении испытаний.

И.6.1.3 Испытания подразделяют на квалификационные и допускные.

И.6.1.4 Квалификационные испытания установок АУЗК проводят с целью проверки технических характеристик системы АУЗК, определения области применения системы АУЗК, а также установления соответствия их технических характеристик и методик контроля требованиям НД и ТД.

И.6.1.5 Квалификационные испытания проводят по программе квалификационных испытаний, разработанной ООО «НИИ Транснефть» совместно с производителем работ по АУЗК (изготовителем оборудования) на договорной основе.

И.6.1.6 По результатам квалификационных испытаний ООО «НИИ Транснефть» письменно уведомляет производителя работ по АУЗК о возможности применения оборудования на объектах ОСТ.

И.6.1.7 Для работы на конкретном объекте ОСТ требуется пройти допускные испытания, проводимые по программе допускных испытаний.

И.6.1.8 Программа допускных испытаний разрабатывается ООО «НИИ Транснефть» совместно с производителем работ по АУЗК (изготовителем оборудования).

И.6.1.9 Допускные испытания проводят на месте проведения работ по АУЗК.

И.6.2 Квалификационные испытания

И.6.2.1 Для проведения работ по квалификационным испытаниям должны быть разработаны следующие документы:

- программа квалификационных испытаний установки АУЗК;
- операционные технологические карты сборки и автоматической сварки контрольных сварных соединений труб для изготовления КСС;
- чертежи с расположением искусственных дефектов в КСС;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- чертежи НО;
- акт метрологической экспертизы НО;
- требования к проведению РК КСС;
- методика металлографических исследований;
- операционные технологические карты АУЗК для контроля КСС.

И.6.2.2 Программу квалификационных испытаний установки АУЗК разрабатывают на основе технического задания, НД и ТД.

И.6.2.3 Программа квалификационных испытаний установки АУЗК должна содержать требования:

- к количеству КСС, типу сварки и разделки сварного шва;
- к типу вносимых дефектов (типы дефектов должны быть как естественными – полученными за счет нарушения технологии процесса сварки, так и искусственными, но имитирующими естественные дефекты – полученными за счет внедрения специальных вставок и механической обработки);
- к размерам дефектов (должны быть как допустимые, так и недопустимые дефекты);
- к количеству вносимых дефектов (количество дефектов должно быть достаточным для выполнения полного объема испытаний и проведения статистической обработки).

И.6.2.4 Программа квалификационных испытаний установки АУЗК должна содержать перечень, условия и последовательность проведения операций, а именно:

- контроль КСС средствами АУЗК с последующей разметкой дефектов, обнаруженных при контроле;
- проверка температурной чувствительности системы АУЗК;
- проверка работоспособности системы контроля акустического контакта;
- проверка повторяемости результатов контроля;
- радиографический контроль КСС;
- вырезка образцов и проведение металлографических исследований;
- сравнение результатов АУЗК, РК и металлографического исследования КСС.

И.6.2.5 Количество дефектов в КСС при квалификационных испытаниях установки АУЗК должно быть достаточным для выполнения полного объема испытаний. Искусственные несплошности, вносимые в КСС, должны имитировать реальные дефекты.

И.6.2.6 Для проведения квалификационных испытаний установки АУЗК необходимо выполнить следующее:

- изготовить НО для настройки оборудования ультразвукового дефектоскопа;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- подготовить и сварить КСС в соответствии с разработанными технологическими картами сборки и автоматической сварки КСС труб и чертежами с расположением естественных и искусственных дефектов в КСС;

- подготовить и настроить АУЗК, выполнить калибровку на НО;
- провести все работы в соответствии с программой квалификационных испытаний установки АУЗК;
- провести сравнение результатов АУЗК, РК и металлографического исследования КСС.

И.6.2.7 По результатам квалификационных испытаний установки АУЗК должны быть подготовлены следующие документы:

- отчет о результатах квалификационных испытаний;
- заключение о результатах квалификационных испытаний.

И.6.2.8 Отчет о результатах квалификационных испытаний установки АУЗК должен содержать:

- информацию о разделке КСС, технологии сварки;
- технические характеристики установки АУЗК с указанием уровней чувствительности при контроле;
- результаты контроля КСС и тестов на повторяемость, работоспособность контроля акустического контакта и влияния температуры на чувствительность контроля;
- программу проведения квалификационных испытаний;
- протоколы по результатам АУЗК, РК и металлографического исследования КСС;
- ТД, разработанную для проведения квалификационных испытаний (включая карты расположения искусственных дефектов в КСС, исполнительную схему вырезки темплетов на различных участках КСС для проведения металлографических исследований);
- результаты измерения размеров искусственных отражателей в НО;
- результаты испытаний работы АУЗК в трассовых условиях.

И.6.2.9 В заключении о результатах квалификационных испытаний установки АУЗК должен быть выполнен анализ и сравнение результатов контроля с критериями приемки установки АУЗК. В выводе заключения должно быть указано:

- область применения установки АУЗК;
- соответствие установки АУЗК требованиям НД и ТД.

И.6.2.10 Величина погрешности оценки размеров дефектов для установки АУЗК должна быть подтверждена результатами квалификационных испытаний.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.6.2.11 Результаты квалификационных испытаний считают положительными, если установка АУЗК выдержала испытания по всем пунктам программы квалификационных испытаний и величина погрешности оценки размеров дефектов для установки АУЗК подтверждена результатами металлографических исследований.

И.6.3 Допускные испытания

И.6.3.1 Допускные испытания проводит ПО по НК совместно с заказчиком работ по НК непосредственно на объекте, на кольцевых сварных соединениях на минимальном и максимальном диаметрах из перечня труб, контролируемых испытываемой установкой АУЗК. Проведение допусковых испытаний должно быть выполнено на НО и не менее чем десяти кольцевых сварных соединениях.

И.6.3.2 Установка АУЗК, прошедшая квалификационные испытания, должна пройти допусковые испытания на конкретном объекте строительства и ремонта ОСТ:

- перед началом работ на данном объекте;
- при длительных вынужденных перерывах в проведении работ (более 6 месяцев);
- при изменении типа или модели установки АУЗК.

И.6.3.3 Допускные испытания проводят в присутствии представителей ООО «Транснефть Надзор», ООО «НИИ Транснефть», ОСТ – заказчика строительных работ.

И.6.3.4 Допускные испытания установки АУЗК проводят в два этапа:

- проведение оценки выявляемости контрольных отражателей на НО в соответствии с утвержденной методикой проведения и интерпретации результатов контроля;
- проведение АУЗК на сварных соединениях для оценки работоспособности средств НК и соответствия действий персонала методике проведения и интерпретации результатов контроля и операционной технологической карте.

И.6.3.5 По результатам допусковых испытаний оформляют акт. В акте отражают фактические результаты АУЗК и соответствие оборудования требованиям НД и ТД. Акт должен быть подписан представителями ПО, ОСТ, в которой выполняются сварочно-монтажные работы, ООО «Транснефть Надзор» и ООО «НИИ Транснефть».

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.7 Формы документов, оформляемых по результатам квалификационных и допусковых испытаний

И.7.1 Форма заключения по результатам контроля КСС установкой АУЗК

Заключение

по результатам контроля КСС установкой АУЗК

Номер КСС _____
Способ сварки _____
Наименование системы контроля _____
Параметры дефектов по результатам АУЗК _____
Уровень фиксации дефекта _____

№ п/п	Номер дефекта в КСС	Координата дефекта по показаниям датчика координат, мм		Протяженность L, мм	Максимальная глубина залегания H, мм	Максимальная высота h, мм	Положение относительно оси сварного шва (справа, слева, в центре)	Максимальная амплитуда относительно браковочного уровня, дБ ²⁾	Тип дефекта ³⁾	Координата дефекта по реперным точкам КСС и рулетке, мм			Примечание
		Начало	Конец ¹⁾							Начало, мм	Максимальная амплитуда относительно уровня фиксации, дБ	Конец, мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1) Необязательный параметр. 2) При применении TOFD амплитуда не указывается. 3) Указывается в соответствии с обозначениями, приведенными в настоящем документе для УЗК.													

Глубину залегания при УЗК измеряют в точке с максимальной амплитудой.
Оператор установки НК может дополнить заключение любыми данными, повышающими его информативность¹⁾.

Выполнил	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать номер разрешения, должность, организацию
Проверил	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать номер разрешения, должность, организацию

Руководитель испытаний	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату
Член экспертной группы	Указать фамилию, инициалы, удостоверения	Привести подпись	Указать дату

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНТУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023
Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован
в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах
ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.7.2 Форма заключения по результатам испытаний установки АУЗК на повторяемость, чувствительность к температуре сварного шва и работоспособность сигнализации потери акустического контакта

Заключение

по результатам испытаний средств АУЗК на повторяемость, чувствительность к температуре сварного шва и работоспособность сигнализации потери акустического контакта

Наименование (идентификатор) установки АУЗК _____

Испытания установки АУЗК на повторяемость результатов по НО и КСС

Номер НО _____

Результаты испытаний установки АУЗК на повторяемость по НО

№ п/п	Положение НО при сканировании, номер сканирования	Амплитуда эхо-сигнала, % ПВЭ				
		Отражатель № 1	Отражатель № 2	Отражатель № 3	Отражатель № 4	Отражатель № 5
1	2	3	4	5	6	7
1	Положение «12 ч» сканирование 1					
2	Положение «12 ч» сканирование 2					
3	Положение «12 ч» сканирование 3					
4	Положение «12 ч» сканирование 4					
5	Положение «12 ч» сканирование 5					
6	Положение «12 ч» сканирование 6					
7	Положение «12 ч» сканирование 7					
8	Положение «12 ч» сканирование 8					
9	Положение «12 ч» сканирование 9					
10	Положение «12 ч» сканирование 10					
11	Положение «3 ч» сканирование 1					
12	Положение «3 ч» сканирование 2					
13	Положение «3 ч» сканирование 3					
14	Положение «3 ч» сканирование 4					
15	Положение «3 ч» сканирование 5					
16	Положение «6 ч» сканирование 1					
17	Положение «6 ч» сканирование 2					
18	Положение «6 ч» сканирование 3					
19	Положение «6 ч» сканирование 4					
20	Положение «6 ч» сканирование 5					
Примечание – Номера отражателей даны в соответствии со схемой _____ указать номер схемы.						

Номер КСС _____ Способ сварки _____

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНТУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023
Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован
в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах
ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Результаты испытаний установки АУЗК на повторяемость по КСС

№ п/п	Номер и направление прохода по КСС	Дефект 1		Дефект 2		Дефект 3	
		Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ	Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ	Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Проход 1 в направлении увеличения координат						
2	Проход 2 в направлении увеличения координат						
3	Проход 1 в направлении уменьшения координат						
4	Проход 2 в направлении уменьшения координат						

Проверка влияния температуры сварного шва на чувствительность АУЗК

Номер КСС _____ Способ сварки _____

Результаты испытаний установки АУЗК по оценке влияния температуры сварного шва на чувствительность АУЗК

№ п/п	Температура поверхности КСС, °С	Дефект 1		Дефект 2		Дефект 3	
		Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ	Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ	Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	90						
2	85						
3	80						
4	75						
5	70						
6	65						
7	60						
8	55						
9	50						
10	45						
11	40						
12	35						
13	30						
14	25						
15	20						

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Проверка сигнализации потери акустического контакта

Номер КСС _____ Способ сварки _____

№ п/п	Номер прохода	Дефект 1		Дефект 2		Дефект 3	
		Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ	Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ	Координата, мм	Амплитуда, % ПВЭ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1						
2	2						
3	3						
4	4						
5	5						
6	6						
7	7						
8	8						
9	9						
10	10						
11	11						
12	12						

Сканирования выполнил	Указать фамилию, инициалы ¹⁾	Привести подпись	Указать дату	Указать номер разрешения, должность, организация
Проверил	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать номер разрешения, должность, организация

Руководитель испытаний	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату
Член экспертной группы	Указать фамилию, инициалы удостоверения	Привести подпись	Указать дату

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.7.3 Форма протокола сравнения результатов АУЗК и металлографии

Протокол сравнения с результатов АУЗК и металлографии

Номер КСС _____

№ п/п	Номер дефекта	Номер темплета	Результаты металлографии							Результаты контроля установкой АУЗК						Отклонение размеров дефектов, мм		
			Координата начала дефекта, мм	Протяженность L_m , мм	Глубина залегания H_m , мм	Максимальная высота h_m , мм	Положение в шве *	Ширина w , мм	Тип дефекта	Координата начала дефекта, мм	Протяженность L , мм	Глубина залегания H , мм	Максимальная высота h , мм	Положение в шве*	Тип дефектам	$\Delta L = L - L_m$	$\Delta H = H - H_m$	$\Delta h = h - h_m$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1) Параметр не указывают, если для оценки дефекта применялся только ДВМ.																		

Выполнил	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать номер разрешения, должность, организацию
Проверил	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать номер разрешения, должность, организацию

1) Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.7.4 Форма протокола результатов металлографических исследований

	Наименование организации, выполнившей исследование Адрес организации		№ _____ от _____.20__ г.
ПРОТОКОЛ РЕЗУЛЬТАТОВ МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ			
Наименование и адрес заказчика			
Технология сварки			
Требования к объекту испытания			
Место проведения сварочных работ			
Номер КСС			
Параметры сварного соединения		Диаметр трубы, толщина стенки, параметры разделки	
Шифр операционно-технологической карты по сварке			
Основной металл			
Сварочный материал			
Методика измерения			
Тип и номер образца, место вырезки			
Модель прибора для проведения исследования			
Кратность увеличения при выполнении анализа/макрофотографировании			

Характеристики дефектов

№ п/п	Номер дефекта	Номер темплета	Координата начала дефекта (АУЗК), мм	Координата конца дефекта (АУЗК), мм	Координата точки с максимальной амплитудой эхо-сигнала для различных установок УЗК, мм	Номер шлифа	Координата шлифа, мм	Глубина дефекта, мм	Высота дефекта, мм	Положение в шве	Протяженность L, мм	Максимальная высота, мм	Тип дефекта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Тип дефекта указывается в соответствии с обозначениями, приведенными в таблице 11.9.¹⁾

Макрофотографирование и исследования провел	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать уровень квалификации, номер удостоверения
Технический руководитель испытательной лаборатории	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать уровень квалификации, номер удостоверения
Начальник ЛНК	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату	Указать номер разрешения, должность, организацию

¹⁾ Здесь и далее курсивом приведены указания по заполнению.

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНТУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023
Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован
в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах
ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.7.5 Форма заключения по результатам квалификационных испытаний

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
генерального директора
ООО «НИИ Транснефть»

_____ И.О. Фамилия
«__» _____ 20__ г.

**Заключение
по результатам квалификационных испытаний установки АУЗК**

- 1¹⁾ Указать наименование установки АУЗК²⁾
- 2 Указать цель проведения квалификационных испытаний установки АУЗК
- 3 Указать место и дату проведения квалификационных испытаний установки АУЗК
- 4 Привести сведения об изготовителе установки АУЗК. Сведения об организации, представившей установку АУЗК
- 5 Привести перечень документов, предоставленных экспертной группе
- 6 Указать НД, в соответствии с которыми проводилась оценка соответствия установки АУЗК, в том числе результаты квалификационных испытаний установки АУЗК
- 7 Указать результаты оценки соответствия требованиям НД результатов испытаний установки АУЗК
- 8 Привести выводы
- 9 Указать рекомендации при их наличии

Руководитель испытаний	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату
Член экспертной группы	Указать фамилию, инициалы	Привести подпись	Указать дату

1) Применена нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему документу.
2) Здесь и далее курсивом приведены указания по заполнению.

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНТУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023
Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован
в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах
ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.7.6 Форма заключения по результатам АУЗК стыковых сварных соединений трубопровода

Наименование ЛНК <i>Указать наименование ЛНК¹⁾</i>	Заключение № ____	Объект <i>Указать наименование трубопровода, категорию</i>							
Номер свидетельства об аттестации <i>Указать номер свидетельства об аккредитации/аттестации</i>	от «__» _____ 20__ г.	Наименование организации заказчика <i>Указать наименование организации заказчика</i>							
		Наименование подрядной организации <i>Указать наименование подрядной организации</i>							
ПО АВТОМАТИЗИРОВАННОМУ УЛЬТРАЗВУКОВОМУ КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ									
Шифр технологической карты на проведение контроля		<i>Указать шифр, номер карты</i>							
НД (методика/инструкция по отбраковке)		<i>Указать НД</i>							
Установка автоматизированного/механизированного ультразвукового контроля		<i>Указать тип, марку заводской номер, дату последней поверки</i>							
Типы применяемых ПЭП и призм									
Настроечный образец		<i>Указать номер свидетельства об аттестации</i>							
Диаметр, толщина стенки свариваемых элементов, мм									
Тип сварного соединения, способ сварки									
Результаты контроля									
№ п/п	Номер сварного соединения по журналу сварки	Шифр клейма сварщика/бригады сварщиков	Описание выявленных дефектов					ЗАКЛЮЧЕНИЕ («Годен», «Ремонт», «Вырезать»)	Примечания
			Координата начала, мм	Максимальная глубина, мм	Высота, мм ¹⁾	Протяженность, мм	Максимальная амплитуда сигнала (превышение уровня регистрации), дБ ²⁾		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1) Значение обязательно при применении зонального метода контроля и оценке дефекта по условной высоте и протяженности. 2) Значение обязательно, если применяется амплитудный критерий оценки.									

Примечание – Форма содержит минимально допустимый объем информации по контролю. Допускается дополнение формы организацией, выполняющей АУЗК.

Контроль провел	<i>Указать фамилию, инициалы</i>	<i>Указать номер разрешения, должность, организацию</i>	<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>
Заключение выдал	<i>Указать фамилию, инициалы</i>	<i>Указать номер разрешения, должность, организацию</i>	<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>
Строительный контроль подтверждает полноту проведенного контроля и соответствие оценки качества проконтролированных соединений требованиям НД	<i>Указать фамилию, инициалы</i>	<i>Указать номер разрешения, должность, организацию</i>	<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>
Производитель строительно-монтажных работ с результатами контроля ознакомлен и заключение получил	<i>Указать фамилию, инициалы</i>		<i>Привести подпись</i>	<i>Указать дату</i>

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть».
Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНТУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

И.7.7 Форма акта допуска установки АУЗК к применению на объекте ОСТ

Акт

допуска установки АУЗК к применению на объекте:

название трубопровода, номер участка, км-км

основание

20__ г.

1 Типоразмеры и характеристика свариваемых труб

№ п/п	Свариваемые трубы, деталь, арматура	DN	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали. Класс прочности по ГОСТ 20295	Номер ТУ/ обозначение НД	Эквивалент углерода, %, не более
1	2	3	4	5	6	7

2 Сведения о подрядной организации, технологии сварки, сварочном и вспомогательном оборудовании, персонал

Наименование подрядной организации

Номер свидетельства аттестации технологии сварки

Способ сварки

Номер операционной технологической карты сварки кольцевых сварных соединений

Сварочное и вспомогательное оборудование и материалы

Тип/марка сварочного оборудования/комплексов

Тип/марка центратора/сборочного приспособления

Тип/марка сварочных материалов (в т. ч. защитного газа)

Тип/марка установки подогрева/термообработки

Тип оборудования для резки труб и подготовки кромок

Состав бригады сварщиков, участвующих в допусках испытаниях технологии НК

№ п/п	И.О. Фамилия сварщика/оператора	Номер удостоверения, срок действия	Клеймо сварщика/ оператора	Содержание работы, выполняемой в бригаде
1	2	3	4	5

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023
Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован
в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах
ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

3 Сведения о субподрядной организации, выполняющей неразрушающий контроль сварных соединений

Наименование субподрядной организации _____
Объем и методы НК _____
Методика проведения и интерпретации результатов контроля АУЗК _____
Технологическая карта НК _____
Средства НК и материалы, номер свидетельства поверки средств НК _____
Специалисты НК, участвующие в допусковых испытаниях технологии НК _____

№ п/п	И.О. Фамилия специалиста НК	Номер удостоверения НК, срок действия	Содержание работы, выполняемой в бригаде
1	2	3	4

4 Выводы

Технология НК *соответствует/не соответствует¹⁾* требованиям НД и *допущена к дальнейшему применению/не допущена к дальнейшему применению до устранения причин выявленных несоответствий*.

Представитель ООО «Транснефть – Надзор»	_____	И.О. Фамилия
Представитель подрядной организации	_____	И.О. Фамилия
Представитель организации системы «Транснефть»	_____	И.О. Фамилия
Представитель ООО «НИИ Транснефть»	_____	И.О. Фамилия

- Приложения:
- 1 Операционная технологическая карта сварки.
 - 2 Технологические карты НК.
 - 3 Фактические результаты НК по заключениям.

¹⁾ Здесь и далее указания по заполнению приведены курсивом.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение К (обязательное)

Основные положения технологии ультразвукового контроля стыковых кольцевых сварных соединений дефектоскопами с фазированными решетками

К.1 Общие требования

К.1.1 УЗК с применением ФАР проводят при температуре окружающего воздуха в соответствии с инструкцией по эксплуатации применяемого оборудования.

К.1.2 РУЗК и МУЗК с применением ФАР выполняют в соответствии с операционной технологической картой, разработанной согласно руководству по эксплуатации конкретного дефектоскопа.

К.1.3 Для контроля кольцевых сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов дефектоскопы с ФАР необходимо применять только в составе систем МУЗК или АУЗК.

К.1.4 РУЗК с ФАР применяют только при проведении ДДК при отсутствии доступа для проведения МУЗК (во внимание принимают только А-скан с фиксированным при настройке углом ввода, S-скан используют только как дополнительную информацию).

К.2 Требования к квалификации специалистов

К.2.1 Квалификация специалистов, выполняющих работы по УЗК дефектоскопом с ФАР, должна соответствовать требованиям раздела 9.

К.2.2 Дефектоскописты должны пройти дополнительное обучение технологии контроля с учетом специфики применяемых приборов (настройка оборудования, визуальное представление результатов контроля в трех проекциях (плоскостях), измерение размеров дефектов по их проекционным изображениям). Специалисты должны иметь документ, подтверждающий факт прохождения обучения работе на дефектоскопе с ФАР.

К.3 Требования к средствам контроля

К.3.1 Требования к техническим характеристикам оборудования для проведения РУЗК и МУЗК приведены в таблице К.1.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Таблица К.1 – Требования к техническим характеристикам оборудования для проведения РУЗК и МУЗК

№ п/п	Параметр/функциональная возможность	МУЗК	РУЗК
1	2	3	4
1	Активная апертура	От 16 до 32	Св. 16
2	Минимальное поддерживаемое количество элементов одной ФАР	64	16
3	Количество законов фокусировки	Не менее 256	Не менее 64
4	Диапазон рабочих частоты	От 1,0 до 10,0 МГц	От 1,0 до 10,0 МГц
5	Максимальное количество групп в режиме «мультигрупп»	Не менее 6	—
6	Возможность одновременной работы с обычными ПЭП	Да	—
7	Корректировка усиления от угла ввода или точки ввода (выравнивание чувствительности к отражателям с одной эквивалентной площадью во всем контролируемом объеме).	Да	Да
8	Выравнивание амплитуды эхосигналов от отражателей с одинаковой эквивалентной площадью, расположенных во всей зоне контроля (для всех используемых углов ввода при секторном режиме сканирования)	Да	Да
9	Функции сканирования	Линейное и секторное сканирование	Секторное сканирование
10	Класс защиты по ГОСТ 14254	Не хуже IP65	Не хуже IP54
11	Возможность подключения USB flash-носителей информации	Да	Да
12	Возможность работы с датчиками пути (относительные энкодеры)	Да	—
13	Возможность программной калибровки датчика пути	Да	—
14	Фиксация пропусков записи данных при контроле	Да	—
15	Контроль наличия акустического контакта	Звуковая и/или световая индикация с фиксацией участков с потерей контакта на дефектограмме	Звуковая и/или световая индикация
16	Запись всех А-сканов в процессе сканирования	Да	—

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

К.3.2 Требования к элементам систем МУЗК приведены в таблице К.2.

Т а б л и ц а К.2 – Требования к элементам системы МУЗК

№ п/п	Элементы системы МУЗК	Тип, свойства, параметры
1	2	3
1	Датчик пути	Колесного типа, обеспечивающий шаг сканирования не хуже 1 мм и точность определения координат при перемещении ФАР на расстояние 500 мм не хуже ± 5 мм
2	Призмы для датчиков ФАР	С регулируемыми твердосплавными вставками (или другими средствами защиты от истирания). Наличие штуцеров для подачи контактной жидкости.
3	Датчик ФАР с числом элементов	Для линейного сканирования не менее 64 Для секторного сканирования не менее 16
4	Сканер ручной	Для одностороннего контроля Для двустороннего контроля
5	Кабель-удлинитель, м	Не менее 3
6	Минимальная рабочая температура датчика пути, ручного сканера, ФАР и призм, °С	Не менее минус 30

К.3.3 Требования к программному обеспечению систем МУЗК приведены в таблице К.3.

Т а б л и ц а К.3 – Требования к программному обеспечению систем МУЗК

№ п/п	Наименование функции	Свойства
1	2	3
1	Визуализация результатов контроля	Все используемые типы отображения результатов сканирования (А, В по ГОСТ Р ИСО 5577 и др.)
2	Геометрия разделки кромок сварного шва и/или схематичное указание размеров валиков сварного шва	Отображение на сканах разделки кромок сварного шва или зоны сварного шва (контролируемая зона), возможность коррекции ее положения. Опционально: схематичное указание размеров валиков сварного шва
3	Проведение измерений	Наличие измерительных маркеров
4	Режим «мультигрупп»	Одновременное отображение на экране сканов нескольких групп, наличие «связанных маркеров» (маркера с постоянной общей геометрической привязкой на всех отображаемых сканах)
5	Подготовка отчета	Автоматическая выдача отчета по всем проанализированным дефектам на просканированном участке сварного шва

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

№ п/п	Наименование функции	Свойства
1	2	3
6	Отсечка	Возможность отображения сканов с отсечкой по амплитуде вне зависимости положения строба

К.3.4 Требования к программному обеспечению для обработки результатов контроля приведены в таблице К.4.

Таблица К.4 – Требования к программному обеспечению для обработки результатов контроля

№ п/п	Выполняемая функция	Свойства
1	2	3
1	Визуализация результатов контроля	Все используемые типы сканов (А, В по ГОСТ Р ИСО 5577 и др.)
2	Геометрия разделки кромок сварного шва и/или схематичное указание размеров валиков сварного шва	Отображение на сканах разделки кромок сварного шва или зоны сварного шва (контролируемая зона), возможность коррекции ее положения. Опционально: схематичное указание размеров валиков сварного шва
3	Проведение измерений	Наличие измерительных маркеров
4	Режим «мультигрупп»	Одновременное отображение на экране сканов нескольких групп, наличие «связанных маркеров» (маркера с постоянной общей геометрической привязкой на всех отображаемых сканах)
5	Подготовка отчета	Автоматическая выдача отчета по всем проанализированным дефектам на просканированном участке сварного шва
6	Отсечка	Возможность отображения сканов с отсечкой по амплитуде вне зависимости положения строба
7	Размер отображения на экране	Возможность отображения сканов с возможностью масштабирования изображения сканирований как вместе, так и по отдельности на весь экран компьютера

К.3.5 В качестве контактной жидкости в зависимости от температуры окружающего воздуха следует применять специальные контактные смазки, обеспечивающие надежный и стабильный акустический контакт в рабочем диапазоне температур окружающего воздуха при заданном уровне чувствительности контроля. Для МУЗК допускается применение воды, пропиленгликоля, растворов спиртов и т. п.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

К.4 Технология ультразвукового контроля дефектоскопами с фазированной решеткой

К.4.1 Для проверки технических параметров дефектоскопов, а также основных параметров контроля необходимо использовать СО по [ГОСТ Р 55724](#), ISO 19675 [7] или специализированные образцы, разработанные изготовителем оборудования.

К.4.2 Настройку датчика пути систем МУЗК необходимо проводить в соответствии с руководством по эксплуатации на соответствующее оборудование и операционной технологической картой, разработанной для данного оборудования.

К.4.3 Выбор схемы сканирования

К.4.3.1 Схему сканирования выбирают в зависимости от типа сварного соединения и наличия доступа к поверхности сканирования.

К.4.3.2 Примеры схем контроля сварных соединений с применением ФАР приведены на рисунке К.1.

К.4.3.3 Значения углов ввода, расстояние от передней кромки датчика до осевой линии сварного шва определяются схемой сканирования, типом ФАР, толщиной стенки и видом разделки кромок. При выборе данных параметров необходимо обеспечить полное перекрытие зоны сварного шва и зоны термического влияния с допусками, учитывающими возможное смещение ПЭП относительно оси сварного шва.

К.4.3.4 Расстояние от передней кромки датчика до осевой линии сварного шва, дискретность измерения координаты при перемещении ПЭП вдоль сварного шва, конкретную схему контроля необходимо указать в операционной технологической карте контроля.

К.4.3.5 Схема сканирования должна обеспечивать контроль области сварного соединения от середины сварного шва по вертикали до корня сварного шва (включительно) прямым лучом, а от облицовки до середины сварного шва по вертикали – однократно отраженным лучом.

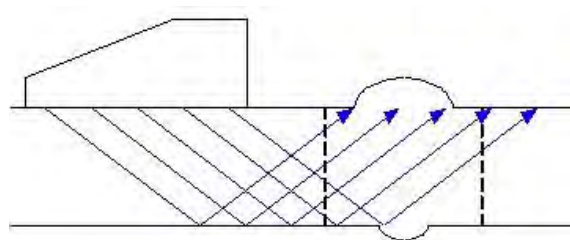
К.4.3.6 Допускается применение режима «мультигрупп» как при одностороннем, так и двухстороннем контроле сварного соединения.

К.4.3.7 Секторное сканирование допускается использовать как дополнительный режим контроля для уточнения параметров дефектов, при этом определение условных размеров и допустимости по амплитудному признаку необходимо проводить в режиме одного луча (угол ввода выбирают в соответствии с разделом 8 (см. таблица 8.9)). Допускается применение секторного сканирования в качестве основного режима контроля с обязательным совместным использованием TOFD или схемы сканирования «тандем», при этом TOFD и

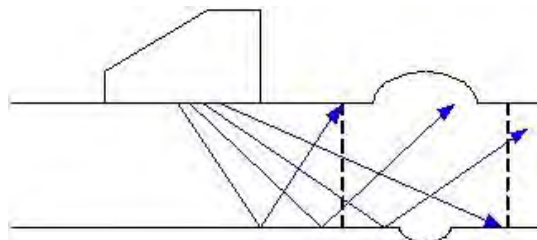
ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

схема сканирования «тандем» предназначены для выявления дефектов в центральной части сварного шва.

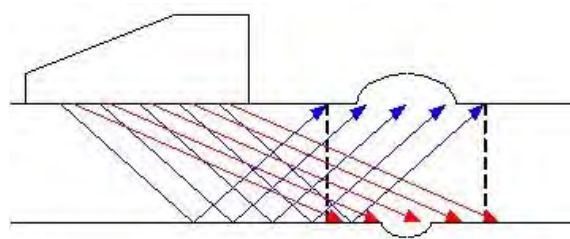
К.4.3.8 Рекомендуемые значения диапазона углов ввода ультразвукового луча при секторном сканировании составляют от 40° до 75° .



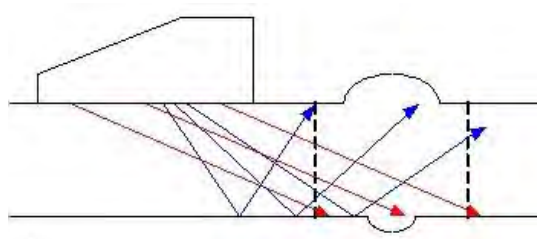
а) секторное сканирование



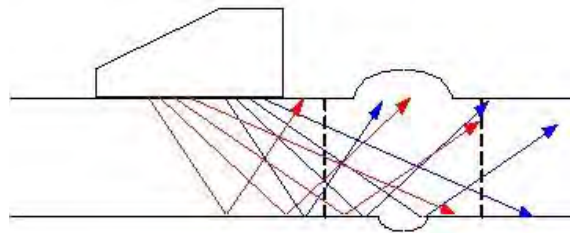
б) линейное сканирование



в) линейное сканирование с использованием двух углов ввода



г) линейное сканирование и секторное сканирование



д) секторное сканирование двумя диапазонами углов

Рисунок К.1 – Примеры схем контроля сварных соединений с применением ФАР

К.4.3.9 При применении дефектоскопа с ФАР в системе МУЗК проведение одновременного двустороннего контроля двумя датчиками с ФАР обязательно при наличии двустороннего доступа.

К.4.4 Выравнивание амплитуды эхо-сигналов от отражателей с одинаковой эквивалентной площадью, расположенных во всей зоне контроля, проводят в соответствии с инструкцией изготовителя оборудования.

К.4.5 Настройка чувствительности

К.4.5.1 Браковочный уровень настраивают по НО с отражателем, приведенным в таблице 8.10.

К.4.5.2 НО должен соответствовать требованиям, приведенным в 8.5.13.5 – 8.5.13.10.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

К.4.5.3 Для настройки на браковочный уровень при линейной схеме сканирования (см. рисунок К.1 б), в), г)) необходимо использовать НО с угловым отражателем с размерами, приведенными в таблице 8.9, при этом углы ввода выбирают по значениям, приведенным в таблице 8.8.

К.4.5.4 Рекомендуемые размеры НО с угловым отражателем (зарубкой) для линейного сканирования приведены в таблице К.5.

Таблица К.5 – Рекомендуемые размеры НО с угловым отражателем (зарубкой) для линейного сканирования

№ п/п	Толщина образца S , мм	Длина образца L , мм	Расстояние от края образца до углового отражателя, мм
1	2	3	4
1	От 6,0 до 15,0 включ.	200	50
2	Св. 15,0 до 26,0 включ.	220	50
3	Св. 26,0 до 40,0 включ.	250	50

К.4.5.5 Допускается настройка чувствительности с установкой браковочного уровня по методике и образцу, рекомендованными изготовителем дефектоскопа, но с последующей проверкой результатов настройки по НО. Результат настройки считают положительным, если разница между браковочным уровнем, установленным по образцу и методике изготовителя, отличается не более чем на ± 2 дБ от браковочного уровня, настроенного в соответствии с К.4.5.1.

К.4.5.6 Уровень фиксации (на 6 дБ ниже браковочного уровня) – уровень, при превышении которого эхо-сигналом дефект должен быть зафиксирован в заключении по результатам контроля, также этот уровень используется для измерения условных размеров дефектов. Оценка высоты дефекта, обнаруженного TOFD, проводится только, если сигналы от верхней и нижней поверхности разделяются.

Оценку размеров дефектов методом TOFD проводят в соответствии с инструкцией изготовителя оборудования.

К.4.6 Требования к подготовке поверхности

Подготовку поверхности проводят в соответствии с 8.5.14.2.

К.4.7 Перед началом контроля специалист, осуществляющий контроль, должен:

- выполнить требования, приведенные в 8.1.10.3;
- ознакомиться с результатами предшествующего контроля;
- убедиться в отсутствии наружных дефектов.

К.4.8 Проведение контроля

К.4.8.1 На поверхность объекта контроля наносят контактную жидкость.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

К.4.8.2 На поверхность контролируемого объекта устанавливают механическое приспособление с блоком ФАР.

К.4.8.3 Сканирование сварного соединения осуществляют путем перемещения блока ФАР по поверхности основного металла параллельно контролируемому шву на расстоянии от кромки сварного шва, указанного в технологической карте.

К.4.8.4 В местах пересечения поперечного и продольного швов контроль выполняют с одной стороны поперечного сварного шва.

К.4.8.5 В процессе перемещения датчика ФАР необходимо контролировать качество акустического контакта и отслеживать возможные пропуски записи данных. Если длина зоны с потерей акустического контакта или с пропуском записи данных превышает 7 мм или суммарная протяженность таких зон составляет 30 мм на участке длиной 300 мм, то следует устранить причину пропадания акустического контакта или пропуска записи данных и провести повторный контроль участка сварного шва. В дефектоскопах, работающих в составе систем МУЗК и допускающих «обратный» отсчет координат датчиком пути, допускается возврат в начало участка, на котором произошла потеря акустического контакта или пропуск записи данных без остановки режима сканирования. При восстановлении контакта контролировать повторно этот участок не требуется.

К.4.8.6 По завершении сканирования сварного шва данные записываются в память дефектоскопа для дальнейшего анализа результатов контроля.

К.5 Анализ результатов контроля

К.5.1 Измерение параметров дефектов и расстояний между ними проводят в соответствии с руководством по эксплуатации оборудования в программе визуализации данных. Программа визуализации данных должна обеспечивать возможность измерения параметров дефектов с помощью маркеров по изображению дефекта.

К.5.2 Измеряют следующие параметры дефектов:

- амплитуду сигнала;
- координату начала дефекта;
- максимальную глубину залегания дефекта в сечении сварного шва;
- условную протяженность дефекта;
- условную высоту дефекта в сечении сварного шва;
- координату дефекта относительно оси сварного шва;
- расстояние между дефектами.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

К.5.3 Необходимо рассчитать суммарную протяженность дефектов на оценочном участке сварного шва.

К.5.4 Условные размеры дефектов необходимо измерять по уровню фиксации.

К.5.5 Оценку наличия дефектов осуществляют в соответствии с 11.1.14.

К.6 Оформление и хранение результатов контроля

К.6.1 Оформление результатов контроля проводят в соответствии с разделом 7.

К.6.2 Файлы данных с информацией о контролируемых сварных швах и перечень этих файлов следует записывать (архивировать) на электронный носитель информации (компакт-диск, жесткий диск). Перечень файлов оформляют по форме, приведенной в К.6.3.

К.6.3 Перечень файлов данных с результатами контроля сварных соединений трубопровода оформляют в соответствии с К.7.

К.6.4 Электронный носитель информации должен содержать файлы данных по всем сварным швам. Сохраненные данные используются для проверки результатов расшифровки представителями надзорных органов.

К.6.5 Электронный носитель информации должен содержать дистрибутив программы просмотра и анализа данных контроля.

К.6.6 Электронные носители информации и их упаковка должны иметь маркировку с указанием:

- наименования объекта и даты проведения контроля;
- наименования организации, выполнившей контроль, номера стыков, по которым данные записаны на этот диск;
- номера соответствующих заключений по результатам контроля;
- гарантийный срок хранения электронного носителя информации, установленный его изготовителем.

К.6.7 В целях защиты информации от потери в связи с возникновением непредвиденных ситуаций ПО должна создать резервные копии носителей, которые следует хранить отдельно от первых экземпляров носителей до сдачи объекта заказчику.

Документ предоставлен ООО «НИИ Транснефть» для ООО ИЦ «УГНТУ» по договору № НИИ-192-2023 от 16.03.2023
Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть без согласия ПАО «Транснефть» передан третьим лицам, опубликован
в открытых источниках информации, а также использован для целей, не связанных с деятельностью, осуществляемой по заказу и/или в интересах
ПАО «Транснефть» и/или организаций системы «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов				РД-25.160.10-КТН-0016-23		
К.7 Форма перечня файлов данных с результатами контроля сварных соединений трубопровода							
ПЕРЕЧЕНЬ ФАЙЛОВ ДАННЫХ С РЕЗУЛЬТАТАМИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ						ШИФР	
Наименование ЛНК							
Наименование организации							
Наименование объекта контроля							
Тип дефектоскопа							
Наименование программы просмотра данных							
Номер сварного соедине- ния по журналу сварки	Тип сварного шва	Внешний диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Наименование файла данных	Примечания		
Разработал		Проверил		Утвердил		Лист	
Дата		Дата		Дата		Листов	

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть».
Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

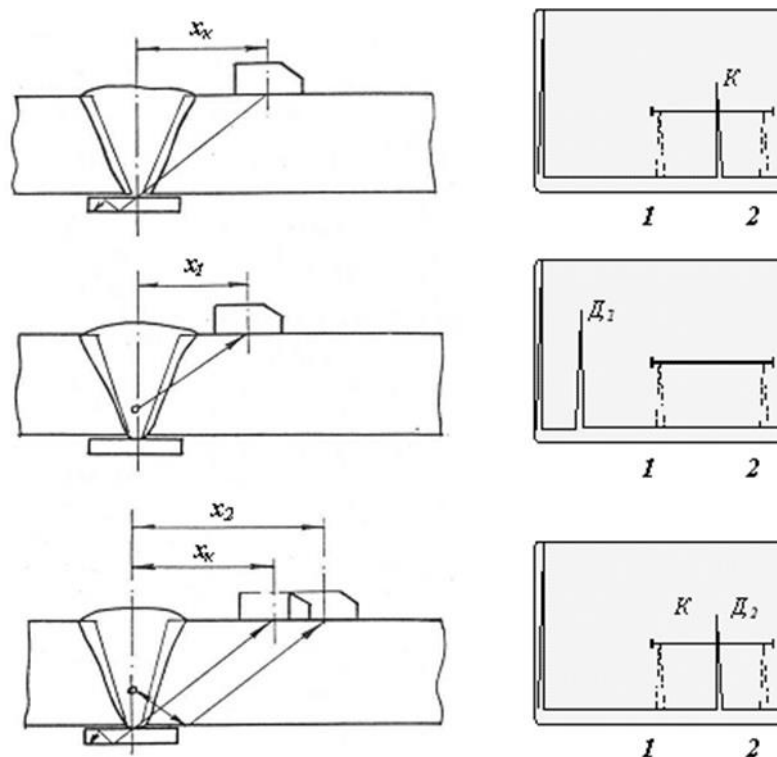
Приложение Л

(обязательное)

Особенности ультразвукового контроля стыковых кольцевых сварных соединений на подкладных кольцах

Л.1 Основной особенностью контроля стыковых кольцевых сварных соединений на подкладных кольцах является то, что сигналы от несплошности/дефекта, располагающейся над корневым слоем, трудно отличить от сигналов, получаемых от подкладного кольца.

Л.2 Схема обнаружения подкладного кольца и надкорневой несплошности приведена на рисунке Л.1. Идентификацию подкладного кольца осуществляют путем измерения горизонтальных координат расположения индикаций на экране дефектоскопа при различных положениях ПЭП при контроле прямым и однажды отраженным лучом.



1 и 2 – положения сигналов от угловых отражателей в НО; K – сигнал от подкладного кольца; D_1 и D_2 – сигналы от надкорневой несплошности, обнаруживаемой соответственно прямым и однократно отраженным лучом; x_k , x_1 и x_2 – расстояния между серединой сварного шва и точкой ввода ПЭП

Примечание – Сигнал от подкладного кольца K наблюдается в одном положении ПЭП на расстоянии от сварного шва x_k . Сигналы от несплошности D_1 и D_2 наблюдаются в двух положениях ПЭП – на расстояниях x_1 и x_2 .

Рисунок Л.1 – Схема обнаружения подкладного кольца и надкорневой несплошности

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение М

(рекомендуемое)

Методика определения параметра контраст-шум для цифрового радиографического изображения

М.1 Определение значения параметра контраст-шум цифрового рентгеновского изображения выполняют на изображении отверстия канавочного эталона № 11 по [ГОСТ 7512](#).

М.2 Пример расстановки контуров для определения параметра контраст-шум приведен на рисунке М.1.

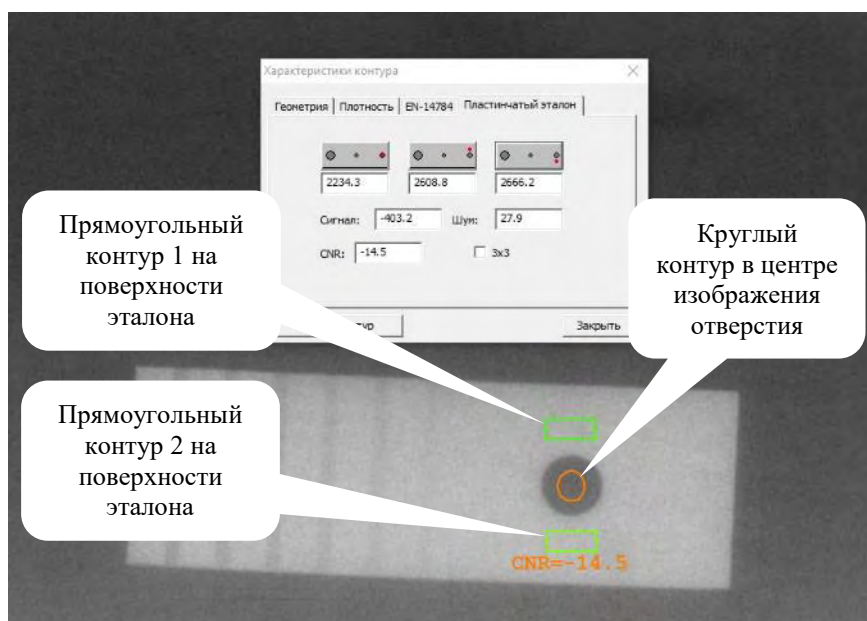


Рисунок М.1 – Расстановка контуров для определения параметра контраст-шум

М.3 На цифровом рентгеновском изображении найти изображение эталона № 11 (сталь толщиной 2 мм) по [ГОСТ 7512](#).

М.4 Выделить на изображении эталона № 11 три контура – один круглый и два прямоугольных. Круглый контур помещают в центр изображения отверстия, как приведено на рисунке М.1. Диаметр круглого (оранжевого) контура должен составлять половину от диаметра изображения отверстия канавочного эталона. Прямоугольные контуры должны иметь протяженность, равную диаметру отверстия в эталоне, и ширину, равную половине диаметра отверстия в эталоне. Допустимо увеличение размера круглого и прямоугольных контуров до 20 %. Прямоугольные контуры должны иметь одинаковые размеры. Контуры должны располагаться на расстоянии от края изображения отверстия, равном половине диаметра отверстия.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

М.5 Определить среднее значение серого цвета G в каждом из трех контуров. В прямоугольных контурах определить величину среднеквадратического отклонения от среднего значения серого цвета.

М.6 Величину шума $S_{ш}$ определяют как среднее значение от среднеквадратического отклонения серого цвета для двух прямоугольных контуров по формуле

$$S_{ш} = (S_1 + S_2)/2, \quad (M.1)$$

где S_1 и S_2 – величины среднеквадратического отклонения значений серого цвета в прямоугольных контурах от средних значений.

М.7 Определить величину контраста для отверстия C как разницу среднего значения серого цвета для круглого контура и усредненного значения для прямоугольных контуров по формуле

$$C = G_0 - (G_1 + G_2)/2, \quad (M.2)$$

где G_0 – значение серого цвета в круглом (оранжевом) контуре, приведенном на рисунке М.1;

G_1 – значение серого цвета в прямоугольном (зеленом) контуре 1, приведенном на рисунке М.1;

G_2 – значение серого цвета в прямоугольном (зеленом) контуре 2, приведенном на рисунке М.1.

М.8 Определить параметр контраст-шум CNR для отверстия по формуле

$$CNR = (2 \cdot C)/(S_1 + S_2). \quad (M.3)$$

М.9 Допустимо применять встроенную в программное обеспечение функцию определения значения параметра контраст-шум цифрового рентгеновского изображения.

М.10 Оценить величину контраста C_{Δ} для требуемой чувствительности контроля Δ по формуле

$$C_{\Delta} = \Delta \cdot C / h_{\text{эталона}}, \quad (M.4)$$

где $h_{\text{эталона}}$ – высота используемого эталона, мм. Для эталона № 11 по [ГОСТ 7512](#) $h_{\text{эталона}}$ равна 2 мм.

М.11 Оценить CNR_{Δ} для требуемой чувствительности контроля Δ по формуле

$$CNR_{\Delta} = C_{\Delta} / S_{ш} \quad (M.5)$$

или

$$CNR_{\Delta} = CNR \cdot \Delta / h_{\text{эталона}}. \quad (M.6)$$

Изображение можно считать качественным, если величина вычисленного значения CNR_{Δ} составит не менее 2.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

М.12 Пример оценки величины параметра контраст-шум для требуемой чувствительности контроля и оценки контрастной чувствительности с применением специализированного программного обеспечения

Измерение отношения контраст-шум для цифрового рентгеновского снимка стыкового сварного соединения диаметром 530 мм и с толщиной стенки 20 мм приведено на рисунке М.2.

Значения параметров, вычисленных встроенной в программное обеспечение функцией расчета отношения контраст-шум, приведены в таблице М.1.

Таблица М.1 – Значения параметров, вычисленных встроенной в программное обеспечение функцией расчета отношения контраст-шум

№ п/п	Параметр	Обозначение параметра	Значение параметра
1	2	3	4
1	Значение серого в каждом из трех контуров	G_0	26464,3
2		G_1	24601,1
3		G_2	25462,5
4	Величина шума	S	119,1
5	Величина контраста (по отверстию)	C	1432,6
6	Контраст-шум (по отверстию)	CNR	12



Рисунок М.2 – Измерение отношения контраст-шум для цифрового рентгеновского снимка стыкового сварного соединения диаметром 530 мм и с толщиной стенки 20 мм

В качестве примера оценим величину контраста C_{Δ} для требуемой чувствительности контроля Δ , равной 0,4 мм, $h_{\text{эталона}}$ – высота эталона № 11 равна 2,0 мм, для этого по формуле (М.4) вычислим

$$C_{\Delta} = \Delta \cdot C / h_{\text{эталона}} = 1432,6 \cdot 0,4 / 2 = 286,5.$$

Величина контраст-шум CNR_{Δ} в этом случае равна

$$CNR_{\Delta} = C_{\Delta} / S = 286,5 / 119,1 \approx 2,4.$$

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Поскольку значение CNR уже определено встроенной функцией программного обеспечения, можно использовать формулу (М.6)

$$CNR_{\Delta} = CNR \cdot \Delta / h_{\text{этало́на}} = 12,0 \cdot 0,4 / 2,0 = 2,4.$$

Полученное значение больше 2, что подтверждает качество данного цифрового рентгеновского снимка.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Приложение Н (рекомендуемое)

Методика ультразвукового контроля стыковых сварных соединений дифракционно-временным методом

Н.1 Основные положения

Н.1.1 При УЗК стыковых сварных соединений ДВМ используют принцип регистрации сигналов, рассеянных (дифрагированных) на гранях дефекта, отраженные от дефектов сигналы при этом также поступают на приемник. При регистрации сигналов анализируют в первую очередь время прихода сигналов, при этом амплитуды допускается учитывать в качестве вторичного фактора.

Примечание – Настоящая методика не устанавливает порядок проведения УЗК ДВМ:
- нахлесточных, тавровых, уторных и угловых, а также перекрестий сварных соединений;
- сварных соединений через антикоррозионное покрытие.

Н.1.2 Методику УЗК стыковых сварных соединений ДВМ применяют для объектов с минимальным диаметром, равным 300 мм.

Примечание – Для контроля объектов с меньшим диаметром применяют специализированные притертые ПЭП.

Н.1.3 УЗК ДВМ осуществляют по операционной технологической карте, разработанной на основе настоящей методики.

Н.1.4 ДВМ допускается применять для определения глубины залегания, высоты и протяженности несплошностей сварных соединений.

Н.1.5 ДВМ реализуют с помощью двух ПЭП с одинаковыми углами ввода продольных звуковых волн в контролируемый объект, а также широкими диаграммами направленности.

Н.1.6 С целью обеспечения постоянного расстояния между точками ввода ПЭП обязательным является использование оснастки (специальный держатель, сканер и др.), фиксирующей выбранное постоянное расстояние.

Н.1.7 ДВМ допускается контролировать сварные соединения с толщиной стенок от 8 мм и более.

Н.1.8 Перемещение сканера допускается осуществлять как вручную, так и с применением электропривода.

Н.1.9 УЗК ДВМ следует выполнять по очищенной от загрязнений поверхности с шероховатостью не более $Rz\ 40\ \mu\text{м}$.

Н.1.10 При работе ПЭП формируется ультразвуковая волна, распространяющаяся непосредственно под верхней поверхностью контролируемого объекта (подповерхностный

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

сигнал), и продольная волна, распространяющаяся в соответствии с диаграммой направленности ПЭП.

Н.1.11 Принимаемые сигналы отображаются на экране дефектоскопа в виде А-скана недетектированного сигнала. Пример отображения сигналов от подповерхностного и от донного сигналов на А-скане приведен на рисунке Н.1. Пример отображения сигналов от подповерхностного и от донного сигналов на А-скане и В-скане приведен на рисунке Н.2. На В-скане (ДВМ-скане) амплитуда сигнала отображается в градациях серого цвета. Отображение сигнала на экране дефектоскопа/мониторе компьютера дает информацию о его фазе. Подповерхностный сигнал и сигнал, отраженный от донной поверхности, всегда находятся в противофазе.

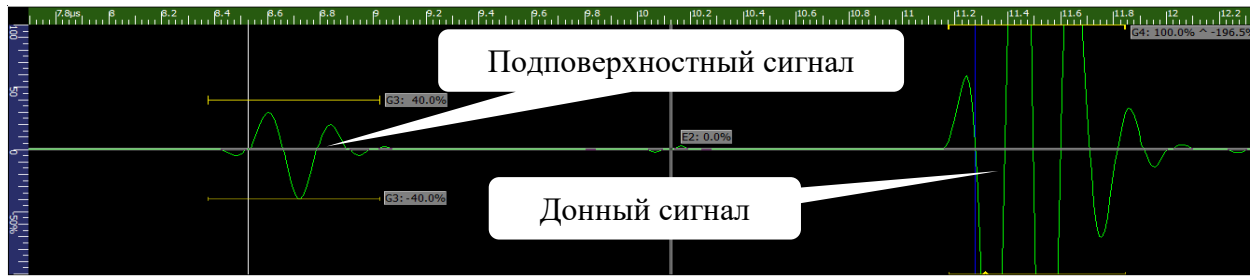


Рисунок Н.1 – Пример отображения сигналов от подповерхностного и от донного сигналов на А-скане



Рисунок Н.2 – Пример отображения сигналов от подповерхностного и от донного сигналов на А-скане и В-скане

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.2 Требования к персоналу и оборудованию

Н.2.1 Требования к персоналу

Специалисты, осуществляющие УЗК ДВМ, должны пройти обучение правилам эксплуатации применяемого оборудования в соответствии с требованиями изготовителя оборудования.

Специалисты должны иметь документ от изготовителя оборудования или уполномоченной организации на территории Российской Федерации, подтверждающий факт обучения работе с используемым оборудованием.

Н.2.2 Требования к оборудованию

Н.2.2.1 Дефектоскоп должен обеспечивать отображение линейного А-скана как при настройке параметров сканирования, так и при анализе данных.

Н.2.2.2 Дефектоскоп должен обеспечивать отображение данных результатов контроля по В-скану как во время проведения контроля, так и во время просмотра результатов НК и при анализе данных.

Н.2.2.3 Дефектоскоп должен иметь возможность настройки ширины импульса возбуждения для оптимизации амплитуды и длительности излучаемого ультразвукового импульса. Частотный диапазон приемника должен быть не менее спектра излучаемого ультразвукового сигнала на уровне 6 дБ.

Н.2.2.4 Дефектоскоп должен поддерживать взаимодействие с кодировщиком, позволяющим обеспечить сканирование с выбранным шагом записи данных.

Н.2.2.5 Управление усилением приемника должно обеспечивать возможность настройки амплитуды сигнала с шагом не более 1 дБ.

Н.2.2.6 Если длина соединительных кабелей между ПЭП и дефектоскопом превышает 4 м, то для уменьшения уровня электрических шумов могут быть использованы выносные предусилители.

Н.2.2.7 Аналогово-цифровой ПЭП должен иметь частоту дискретизации не менее 100 МГц.

Н.2.2.8 Оборудование должно обеспечивать запись данных и возможность их копирования на электронный носитель.

Рекомендуется использование сканера с магнитными колесами.

Н.2.2.9 Рекомендуется проведение перезаписи получаемых данных при перемещении «назад» в режиме сканирования.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.2.2.10 Выбор шага записи зависит от контролируемой толщины стенки. Для толщин до 10 мм шаг должен быть не более 0,5 мм. Для толщин от 10 до 40 мм шаг должен быть не более 1 мм.

Н.2.2.11 ДВМ реализуется при помощи как минимум одной пары ПЭП. При этом к ПЭП предъявляются следующие минимальные требования:

- номинальные рабочие частоты ПЭП должны совпадать;
- номинальные размеры пьезопластин должны совпадать;
- для УЗК ДВМ в соответствии с настоящей методикой применяют ПЭП продольного типа излучаемой волны с широкой диаграммой направленности, углами ввода 60° и 70° и частотами от 5 до 15 МГц.

Н.2.2.12 Выбор номинальной рабочей частоты и угла ввода акустических колебаний в материал объекта контроля осуществляют в соответствии с рекомендуемыми конфигурациями характеристик оборудования для стыковых сварных швов в зависимости от номинальной толщины стенки, приведенными в таблице Н.1.

Н.2.2.13 При настройке оборудования рекомендуется получить минимально возможную длительность ультразвукового импульса. Оптимальная длительность импульса должна составлять от 1,5 до 2,5 периодов колебаний и измеряется по падению амплитуда на 20 дБ ниже пикового сигнала

Т а б л и ц а Н.1 – Рекомендуемые конфигурации характеристик оборудования для стыковых сварных швов в зависимости от номинальной толщины стенки

№ п/п	Номинальная толщина стенки трубы, мм	Номинальная рабочая частота, МГц	Угол ввода акустических колебаний продольной волны	Размер пьезоэлемента, мм
1	2	3	4	5
1	От 8 до 10 включ.	15	70°	От 2 до 3
2	Св. 10 до 15 включ.	От 10 до 15 включ.	60° или 70°	От 2 до 3
3	Св.15 до 35	От 10 до 5 включ.	60° или 70°	От 2 до 6
П р и м е ч а н и е – Рекомендации даны исходя из того, что точка пересечения акустических осей ПЭП должна находиться на глубине 2/3 от толщины объекта контроля (стенок сварного соединения).				

Н.3 Настройка оборудования и подготовка к ультразвуковому контролю

Н.3.1 Подготовительные операции перед проведением УЗК ДВМ

Перед проведением УЗК ДВМ следует выполнить следующие операции:

- получить задание на проведение УЗК;
- проверить соответствие параметров (толщина стенки, ширина валика сварного шва, форма разделки кромок сварного соединения и т. д.), указанных в операционных

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

технологических картах, реальным параметрам объекта контроля и при необходимости учесть реальные параметры при подготовке к УЗК ДВМ и настройке оборудования;

- измерить температуру поверхности объекта контроля. При использовании типовых ПЭП температура поверхности объекта контроля и контактных сред должна быть в диапазоне от 0 °С до 50 °С;

- если УЗК ДВМ выполняют при проведении строительно-монтажных работ, то рекомендуется выполнить нанесение на внешнюю поверхность свариваемых конструктивных элементов реперной линии на расстоянии, указанном в операционной технологической карте, от притупления кромки после операции торцевания и перед началом операции сборки. Инструмент для разметки предоставляет ЛНК. Нанесение меток выполняют с целью определения положения ЦЛШ. При отсутствии реперной линии положение ЦЛШ следует определять по валику сварного шва и геометрическим параметрам сварного соединения, указанным в операционной технологической карте контроля или операционной технологической карте сварки;

- убедиться, что поверхность объекта контроля очищена от грязи, окалины и любых иных загрязнений и/или посторонних предметов, препятствующих проведению НК. Поверхность объекта контроля должна быть зачищена до уровня шероховатости, не превышающего $Ra\ 6,3\ \text{мкм}$ ($Rz\ 40\ \text{мкм}$);

- проверить волнистость поверхности объекта контроля, а также наличие других дефектов поверхности. Наличие дефектов поверхности объекта контроля может приводить к невозможности распознавания оператором несплошностей. Если устранить причину не удастся, то данные результатов УЗК ДВМ считаются непригодными к анализу, а сам объект контроля (либо участок объекта контроля) не контролепригодным ДВМ;

- проверить наличие маркировки. Сварные швы должны иметь маркировку, содержащую номер сварного шва, точку начала отсчета координат сварного шва и направление отсчета координат;

- проверить соответствие параметров УЗК настоящей методике, операционной технологической карте НК и исполнительной документации на объект контроля;

- визуально проверить качество поверхности объекта контроля в зоне перемещения ПЭП, при обнаружении несоответствий потребовать у заказчика их устранения.

Н.3.2 Настройка оборудования для проведения УЗК ДВМ равнотолщинного сварного соединения

Н.3.2.1 Выбрать датчики и призмы в соответствии со значениями, приведенными в таблице Н.1.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.3.2.2 Собрать сканер в соответствии с инструкцией изготовителя.

Н.3.2.3 Установить в сканер кодировщик, проверить плавность хода сканера на любой чистой плоской поверхности.

Н.3.2.4 Проверить качество сборки, моменты затяжки креплений, плотность подгонки элементов сканера.

Н.3.2.5 Подготовить ПЭП к установке в сканер: влажной ветошью очистить поверхность ПЭП и гнезда на призмах от пыли и/или остатков контактной жидкости/смазки.

Н.3.2.6 Нанести контактную жидкость/смазку на гнезда в призмах и на поверхность ПЭП. Тип смазки выбирается в соответствии с рекомендациями изготовителя оборудования ДВМ.

Н.3.2.7 Собрать ПЭП.

Н.3.2.8 Ветошью удалить избыток контактной жидкости/смазки.

Н.3.2.9 Установить собранные ПЭП в сканер.

Н.3.2.10 Выставить положение ПЭП в сканере так, чтобы в проекции сверху главные акустические оси ПЭП были направлены друг на друга.

Н.3.2.11 Точка пресечения осей диаграмм направленности ПЭП-передатчика и ПЭП-приемника выбирается на глубине, равной $2/3$ толщины контролируемого образца. Если такая установка невозможна, то это устанавливают в согласованной с заказчиком операционной технологической карте НК.

Н.3.2.12 Расстояние между точками ввода PCS , мм, определяют по формуле

$$PCS = (4/3) \cdot S \cdot \tan(\alpha), \quad (Н.1)$$

где α – угол ввода (угол оси диаграммы направленности), градус;

S – толщина объекта контроля, мм.

Для стандартных углов ввода 60° и 70° PCS будет равно:

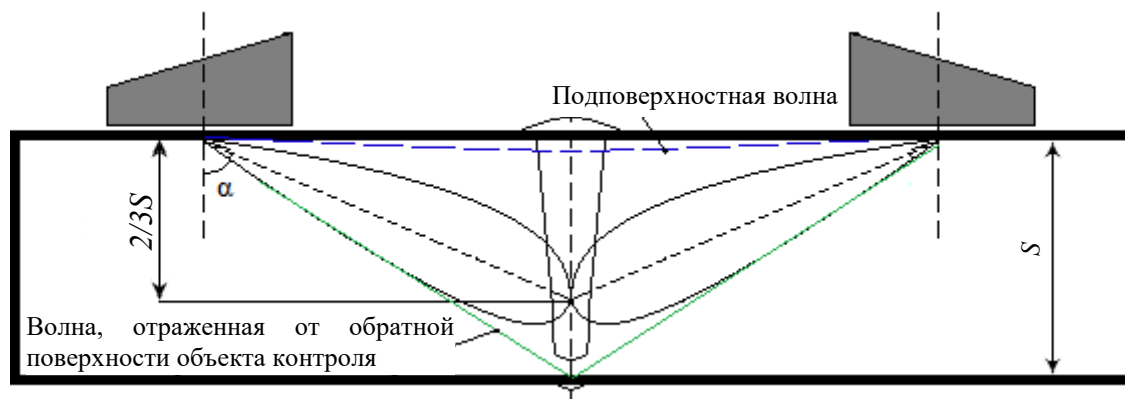
- $2,31 \cdot S$ – для углов ввода 60° ;

- $3,66 \cdot S$ – для углов ввода 70° .

Н.3.2.13 Рекомендуются применение указателей положения сканера относительно ЦЛШ (лазерного либо любого механического типа).

Н.3.2.14 Пример установки ПЭП для УЗК равнотолщинного сварного соединения приведен на рисунке Н.3.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



S – толщина объекта контроля, мм;

α – угол ввода акустических колебаний

Рисунок Н.3 – Пример установки ПЭП для УЗК равнотолщинного сварного соединения

Н.3.2.15 Подключить ПЭП и кодировщик соответствующими кабелями к разъемам дефектоскопа.

Н.3.2.16 Проверить готовность и состояние дефектоскопа согласно рекомендациям изготовителя, наличие и исправность модулей питания.

Н.3.2.17 Если совместно с ДВМ применяют иные способы УЗК (АУЗК или МУЗК), то конфигурации ДВМ следует настраивать в последнюю очередь.

Н.3.2.18 Для равнотолщинных объектов с толщиной стенки более 20 мм по согласованию с заказчиком допускается использовать две конфигурации ДВМ, при этом для одной точка пресечения осей диаграмм направленности ПЭП настраивают на глубину в $2/3$ толщины стенки сварного соединения, а для другой – на глубину $1/3$ толщины. Каждую из конфигураций настраивают отдельно.

Н.3.2.19 В настройке программного обеспечения задать толщину объекта контроля, геометрическое положение датчиков (расстояние между точками ввода), рабочую частоту, скорость звуковых волн в объекте контроля и при необходимости угол ввода ПЭП, тип/марку ПЭП, а также геометрические и акустические параметры призм и датчиков.

Н.3.2.20 В качестве образца для настройки необходимо взять стальную пластину с толщиной, соответствующей толщине объекта контроля. Допускается проведение настройки непосредственно на объекте контроля на участке без сварного соединения и с ориентацией (при использовании криволинейной поверхности), аналогичной при проведении УЗК ДВМ.

Н.3.2.21 Нанести контактную жидкость на образец. Тип контактной жидкости выбирать в соответствии с рекомендациями изготовителя дефектоскопа.

Н.3.2.22 Установить сканер на НО.

Н.3.2.23 Включить подачу импульсов с генератора на ПЭП.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.3.2.24 Выставить начало развертки 0 мкс, диапазон от 35 до 50 мкс, задержку 0 мкс.

Н.3.2.25 Изменением диапазона и начала развертки добиться вида сигналов, как приведено на рисунках Н.1 и Н.2, при этом рекомендуется проверить соответствие времени начала фронтов подповерхностного сигнала $T_{лат}$ и донного сигнала $T_{дон}$, рассчитываемых по формулам:

$$T_{лат} = PCS/V + 2 \cdot T_D, \quad (Н.2)$$

$$T_{дон} = 2 \cdot ((PCS/2)^2 + (S)^2)^{0.5} / V + 2 \cdot T_D, \quad (Н.3)$$

где S – толщина объекта контроля, мм;

T_D – время задержки в призме, мкс;

PCS – расстояние между точками ввода ультразвуковых колебаний в материал объекта контроля, мм;

V – скорость продольных волн в материале объекта контроля, мм/мкс.

Н.3.2.26 Калибровать схему ДВМ способом, указанным в инструкции к дефектоскопу. Начало развертки должно быть установлено как минимум за 1 мкс до начала сигнала от поверхностной волны и заканчиваться как минимум через 1 мкс после первого сигнала от донной поверхности либо после начала конвертированной моды.

Н.3.2.27 Проверку правильности калибровки необходимо выполнить на НО.

Н.3.2.28 Проверить работоспособность кодировщика. Задать шаг записи данных согласно паспорту кодировщика, затем калибровать кодировщик. Относительная погрешность измерения дистанции в результате калибровки кодировщика не должна превышать 1 %.

Н.3.2.29 Установить в настройках дефектоскопа частоту повторения зондирующих импульсов так, чтобы максимально допустимая скорость сканирования позволяла выполнять его без пропусков данных, а получаемые при сканировании сигналы ДВМ максимально возможно повторяли форму, приведенную на рисунке Н.1.

Н.3.2.30 Калибровка изображения на дисплее должна обеспечивать отображение индикаций на НО с амплитудой как минимум на 6 дБ большей, чем амплитуда шумов. При этом амплитуду подповерхностного сигнала задают в пределах от 40 % до 80 % полной высоты экрана. Когда прием подповерхностного сигнала невозможен вследствие особенностей поверхности объекта контроля и/или состояния сварного соединения, амплитуду сигнала от обратной поверхности объекта контроля волны следует довести до уровня от 12 до 24 дБ выше полной высоты экрана.

Н.3.2.31 Сохранить настройку, проверить положение сигналов в развертке на объекте контроля. Если ДВМ используют как часть системы контроля, то рекомендовано применение

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

НО, позволяющего откорректировать положение групп датчиков в сканере относительно друг друга. При этом относительное положение групп ПЭП задают также в настройке прибора.

Н.3.2.32 При уходе одного или обоих сигналов из временной развертки необходимо выполнить корректировку временной развертки либо иных параметров контроля, повторно линеаризовать скан, повторно сохранить настройку и приступить к УЗК ДВМ.

Н.3.2.33 При определении времени прихода сигнала от донной поверхности необходимо учитывать, что на экране могут быть видны два донных сигнала: от внутренней поверхности стенок и от поверхности широкого внутреннего валика сварного шва. Пример отображения сигналов от внутренних поверхностей объекта контроля и от поверхности широкого внутреннего валика сварного шва приведен на рисунке Н.4. При расчетах используют время прихода первого сигнала (от донной поверхности).

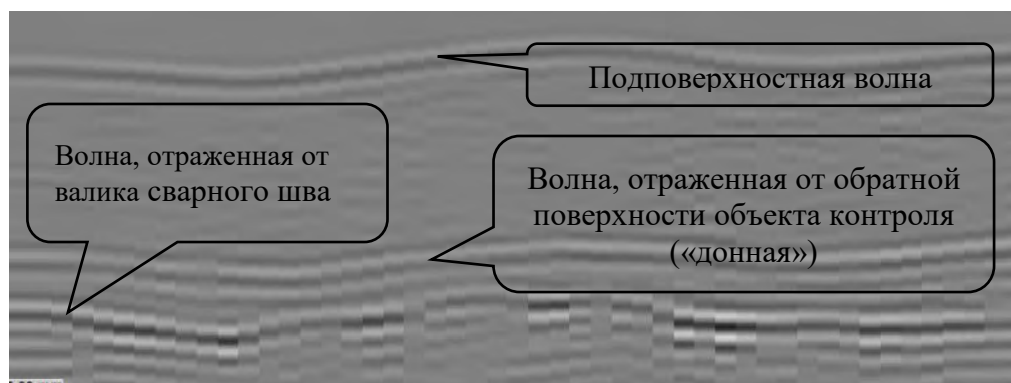


Рисунок Н.4 – Пример отображения сигналов от внутренних поверхностей объекта контроля и от поверхности широкого внутреннего валика сварного шва

Н.3.3 Настройка оборудования для проведения УЗК ДВМ разнотолщинного сварного соединения

Н.3.3.1 Настройку оборудования для проведения УЗК ДВМ разнотолщинного сварного соединения выполняют аналогично настройке для проведения УЗК ДВМ равнотолщинного, за исключением следующего:

- при УЗК разнотолщинного сварного соединения ПЭП-передатчик устанавливается на более тонкий элемент сварного соединения;
- при контроле разнотолщинного сварного соединения для ПЭП, установленного на верхнем листе с меньшей номинальной толщиной стенки, расстояние P_B , мм, от точки ввода до ЦЛШ, рассчитывают по формуле

$$P_B = (2/3) \cdot S_B \cdot \operatorname{tg}(\alpha), \quad (\text{Н.4})$$

где S_B – толщина верхней (более тонкой) стенки, мм;

α – угол ввода ультразвукового сигнала в объект контроля, градус;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

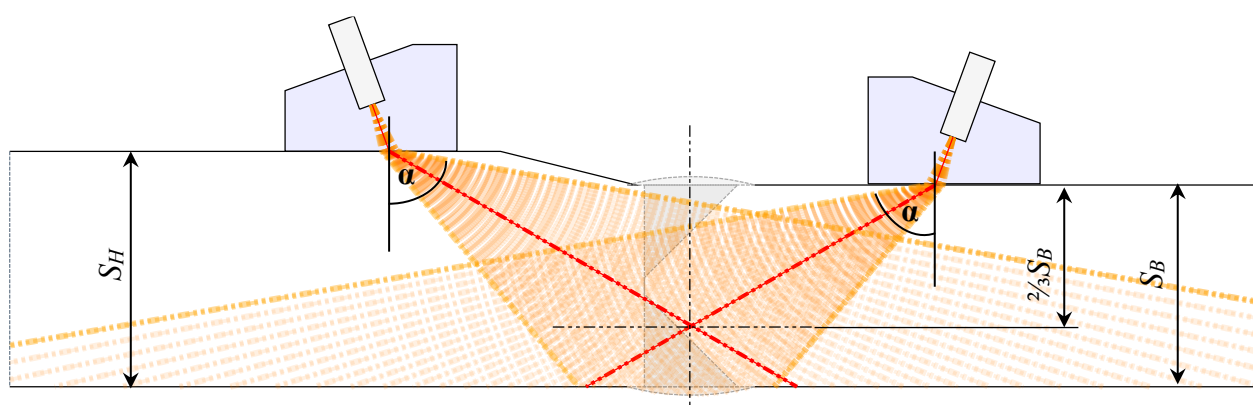
- при контроле разнотолщинного сварного соединения для ПЭП, установленного на нижнем (толстом) листе расстояние P_H , мм, от точки ввода до ЦЛШ рассчитывают по формуле

$$P_H = (S_H - 1/3 S_B) \cdot \operatorname{tg}(\alpha), \quad (\text{Н.5})$$

где S_H – толщина нижней (более толстой) стенки, мм;

- при УЗК разнотолщинного сварного соединения ПЭП-излучатель должен быть установлен на более тонкую стенку, а ПЭП-приемник – на более толстую стенку.

Н.3.3.2 Схема установки ПЭП при УЗК разнотолщинного сварного соединения приведена на рисунке Н.5.



S_H – толщина нижней (более толстой) стенки; S_B – толщина верхней (более тонкой) стенки;

α – угол ввода акустических колебаний

Рисунок Н.5 – Схема установки ПЭП при УЗК разнотолщинного сварного соединения

Н.3.3.3 При УЗК разнотолщинного сварного соединения время прихода волны, отраженной от донной поверхности T_{BE} , мкс, вычисляют по формуле

$$T_{BE} = \frac{\sqrt{P_H^2 + S_H^2} + \sqrt{P_B^2 + S_B^2}}{C} + T_D, \quad (\text{Н.6})$$

где P_H и P_B – расстояния от ЦЛШ до точек ввода ПЭП, мм;

S_H – толщина нижней (более толстой) стенки, мм;

S_B – толщина верхней (более тонкой) стенки, мм;

T_D – суммарное время задержки сигнала в призмах (при расчете ΔT не учитывается), мкс;

C – скорость звука в металле, равная 5,94 мм/мкс.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.4 Проведение ультразвукового контроля дифракционно-временным методом

Н.4.1 Установить сканер на контролируемое сварное соединение так, чтобы указатель ЦЛШ находился точно над ней.

Н.4.2 Задать наименование файла для записи результатов УЗК.

Н.4.3 Нанести контактную жидкость на контролируемую поверхность/включить подачу контактной жидкости.

Н.4.4 Начать сканирование.

Н.4.5 При выполнении сканирования необходимо:

- обеспечить плавное перемещение сканера без рывков;
- при возникновении недопустимых пропусков данных УЗК вернуть сканер на начало пропущенного участка и проконтролировать его заново;
- контролировать амплитуды сигналов ДВМ (контроль качества акустического контакта), при снижении амплитуд сигналов ниже минимально допустимого уровня, необходимо устранить причины снижения амплитуды и проконтролировать участок заново¹⁾;
- следить с применением лазерного или механического указателя за положением осевой линии сканера, величина отклонения осевой линии от ЦЛШ не должна превышать 5 мм.

Н.4.6 Каждый контролируемый участок сварного соединения должен обеспечивать перекрытие предыдущего на величину не менее 20 мм. Если проводится УЗК сварного стыка трубопровода, то рекомендуется проводить сканирование в один прием с обеспечением превышения длины скана над длиной/периметром сварного шва не менее чем на 20 мм.

Н.4.7 При УЗК в начале и конце рабочей смены и каждые 4 ч работы выполнять проверку чувствительности системы контроля на НО. Также рекомендуется выполнять проверку настройки оборудования перед осуществлением и по завершении каждого сканирования. При этом после проверки чувствительности контроля на НО в начале смены следует выполнить замер амплитуды подповерхностной и отраженной от обратной поверхности объекта контроля волн. Также следует выполнять проверку при изменении параметров настройки оборудования или при возникновении сомнения в правильности настроек. Если чувствительность изменилась более чем на 3 дБ от эталонного значения, то необходимо выполнить следующее:

¹⁾ Снижение амплитуды либо полное исчезновение одного или обоих сигналов могут являться признаком наличия дефекта. Для проверки следует провести контроль другими методами УЗК.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- в колонке «примечание» заключения по результатам УЗК для файлов данных, собранных с даты предыдущей проверки, указать величину отклонения чувствительности, при анализе данных корректировать чувствительность программными методами на указанную величину;

- выполнить корректировку чувствительности;

- при снижении амплитуды в результате такой проверки следует повторить контроль сварных соединений (участков сварных соединений, выполненный с предыдущей проверки), при увеличении амплитуды иных действий более не требуется.

Н.4.8 Единичные зоны с пропусками данных из-за рывков сканера допустимы, если их протяженность не превышает 3 мм, а расстояние между ними превышает 5 мм. Отсутствующие линии на дисплее не должны превышать 5 % от собираемых линий сканирования.

Н.4.9 Результаты УЗК и файлы параметров настройки дефектоскопа должны быть сохранены.

Н.5 Интерпретация получаемых данных

Н.5.1 По результатам УЗК ДВМ не представляется возможным определить тип дефекта (несплавление, непровар, трещина и др.).

Н.5.2 При работе ПЭП-излучателя формируется ультразвуковая волна, распространяющаяся непосредственно под верхней поверхностью объекта контроля (подповерхностный сигнал), и продольная волна, распространяющаяся в соответствии с диаграммой направленности ПЭП.

Н.5.3 Поперечная волна, возникающая в результате трансформации продольной волны, приходит к приемнику после отраженной от обратной поверхности объекта контроля продольной волны и в данной методике не рассматривается.

Н.5.4 Отображение невыпрямленного (недетектированного) сигнала дает информацию о его фазе. Подповерхностный сигнал и сигнал, отраженный от донной поверхности, всегда находятся в противофазе.

Н.5.5 При наличии несплошностей, на границах которых образовались дифракционные волны, между подповерхностным сигналом и донным появятся индикации. Пример отображения результатов УЗК ДВМ приведен на рисунке Н.6. Изменения характера подповерхностного и донного сигналов могут свидетельствовать о наличии несплошностей, выходящих на поверхность.

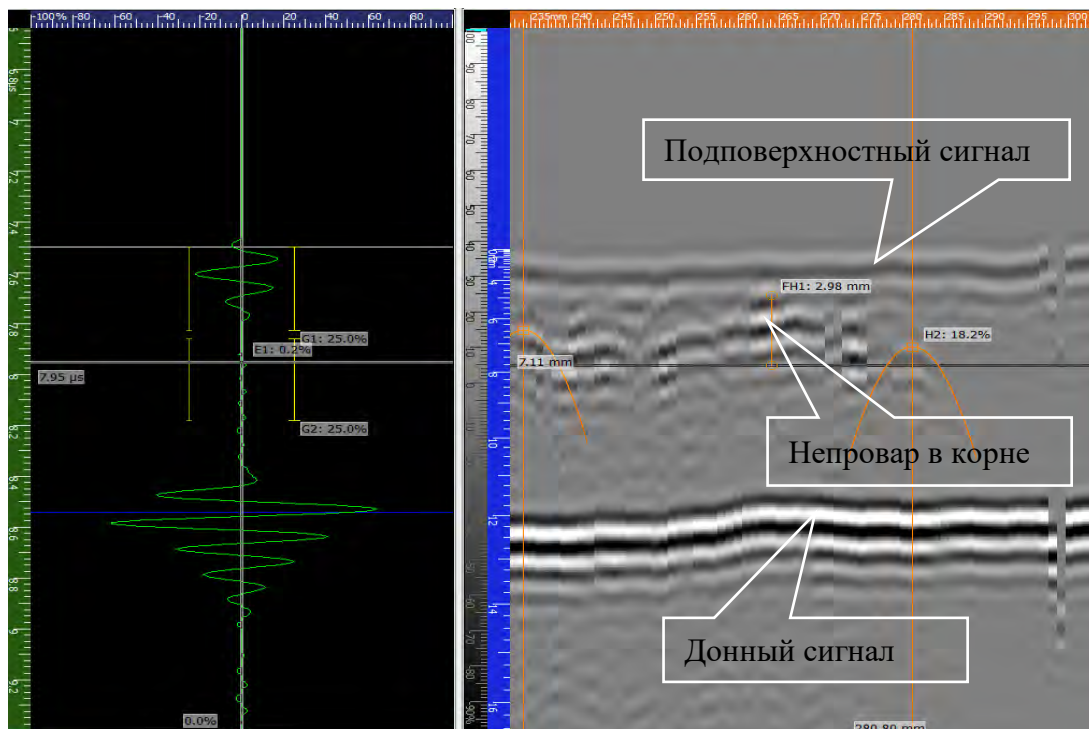


Рисунок Н.6 – Пример отображения результатов УЗК ДВМ

Н.5.6 Все параметры обнаруженных несплошностей условно подразделяют на две категории – непосредственно измеряемые и вычисляемые.

Н.5.7 К непосредственно измеряемым относят:

- условную координату начала дефекта (от начала координат сварного соединения или от начала контролируемого участка);
- условную координату окончания дефекта от начала координат сварного соединения;
- глубину верха дефекта;
- наибольшая глубина залегания.

Н.5.8 К вычисляемым относят:

- условную протяженность дефекта (определяется как разность условных координат начала и окончания дефекта);
- условную высоту дефекта (определяется как разность условных координат глубины низа и верха дефекта).

Н.5.9 Все определяемые параметры измеряют с применением специальных визирных линий и гиперболических маркеров.

Н.5.10 Точность полученных значений определяется правильностью проведенной настройки (в первую очередь это установленные в программе расстояние между точками ввода ПЭП и скоростью распространения продольной ультразвуковой волны). Параметр –

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

время задержки в призмах ПЭП определяется автоматически программным обеспечением используемого при настройке дефектоскопа.

Н.5.11 Определение координаты верха и низа дефекта

Н.5.11.1 В первую очередь определяют положение подповерхностного сигнала. Пример определения параметров дефекта по глубине приведен на рисунке Н.7. За точку его положения следует принимать точку пересечения А-сканом нулевой линии между первой полуволной (с малой амплитудой) и второй полуволной (с большой амплитудой). При выборе данной точки необходимо учитывать следующие особенности сигналов:

- подповерхностный сигнал и донный сигнал имеют противоположные фазы;
- сигнал от верха дефекта имеет фазу, идентичную фазе донного сигнала;
- сигнал от низа дефекта имеет фазу, идентичную фазе подповерхностного сигнала.

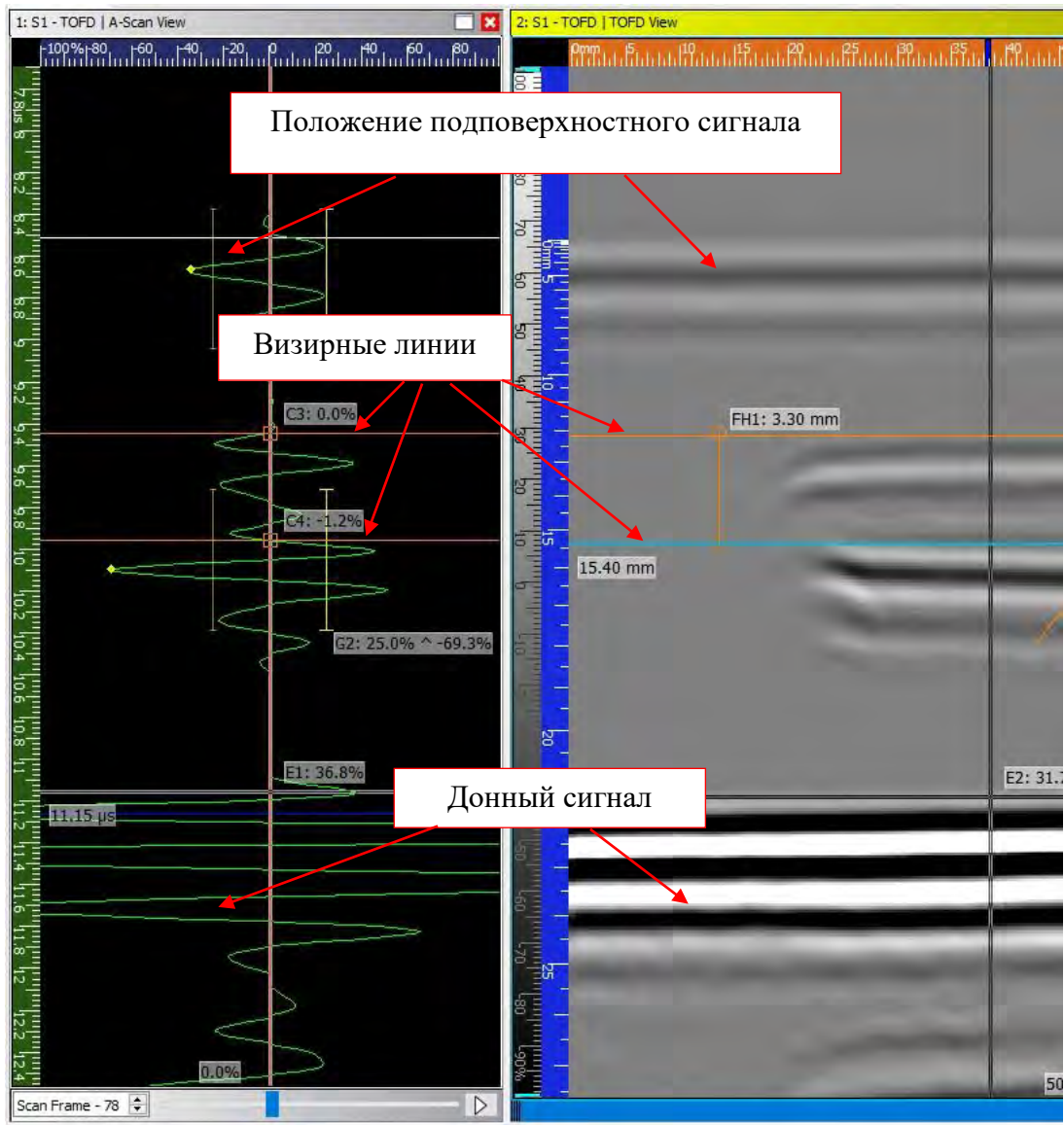


Рисунок Н.7 – Пример определения параметров дефекта по глубине

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.5.11.2 Установка положения подповерхностной волны обязательна при проведении любых измерений по глубине, поскольку именно это положение определяет точку «0» для шкалы глубины в «мм».

Н.5.11.3 Далее следует определить положение сигнала от верха дефекта и установить визирную линию. По примеру определения параметров дефекта, приведенному на рисунке Н.7, на миллиметровой вертикальной шкале считать показания – 12,1 мм.

Н.5.11.4 Аналогично (с учетом фазы) определить положение сигнала от низа дефекта и установить визирную линию. На миллиметровой шкале считать показания – 15,4 мм.

Н.5.11.5 Разница показаний (высота дефекта) – 3,3 мм.

Н.5.11.6 Если разрешающая способность в зоне определения дефекта не позволяет достоверно «разделить» сигналы от верха и низа дефекта, то допустимо принять высоту дефекта R , мм, вычисляемой по формуле

$$R = (c^2 \cdot (S_d + S_p)^2 / 4 - s^2)^{1/2} - d, \quad (\text{Н.7})$$

где c – скорость ультразвуковой продольной волны, мм/мкс;

S_d – время прихода ультразвукового сигнала на глубине d , мкс;

S_p – длительность импульса, мкс, определяемая как n/f , где n – количество периодов в импульсе, f – частота контроля, МГц;

s – половина расстояния между точками ввода ПЭП, мм;

d – глубина залегания, на которой вычисляют разрешающую способность, мм.

Н.5.11.7 Если неразделенные сигналы от верха и низа дефекта образуют «длинный импульс», то допустимо провести оценку глубины положения низа дефекта следующим образом:

- определить длительность импульса в микросекундах (допустимо определить длительность в микросекундах как длительность в периодах колебаний импульса, полученного при настройке дефектоскопа на образце и разделенного на рабочую частоту ПЭП);
- определить положение окончания длинного импульса;
- отложить длительность импульса в микросекундах «вверх» от положения окончания длинного импульса (найденное положение условно считается положением низа дефекта);
- установить визирную линию в найденное положение и по миллиметровой шкале определите положение низа дефекта.

Н.5.11.8 При использовании данного метода оценки необходимо помнить, что он не учитывает фазы сигналов от верха и низа дефекта, образующие «длинный импульс», а, следовательно, применим только при условии, что начала образующих сигналов находились

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

на расстоянии более 1,5 периодов колебаний. В противном случае метод оценки не может считаться достоверным.

Н.5.12 Определение протяженности дефекта

Н.5.12.1 Для определения условных координат начала, окончания и протяженности дефектов используют гиперболические маркеры. Установка гиперболического маркера при определении условного положения края дефекта приведена на рисунке Н.8.

Н.5.12.2 Как видно из рисунка, маркер устанавливают так, чтобы кривая маркера максимально близко вписалась в изображение края дефекта.

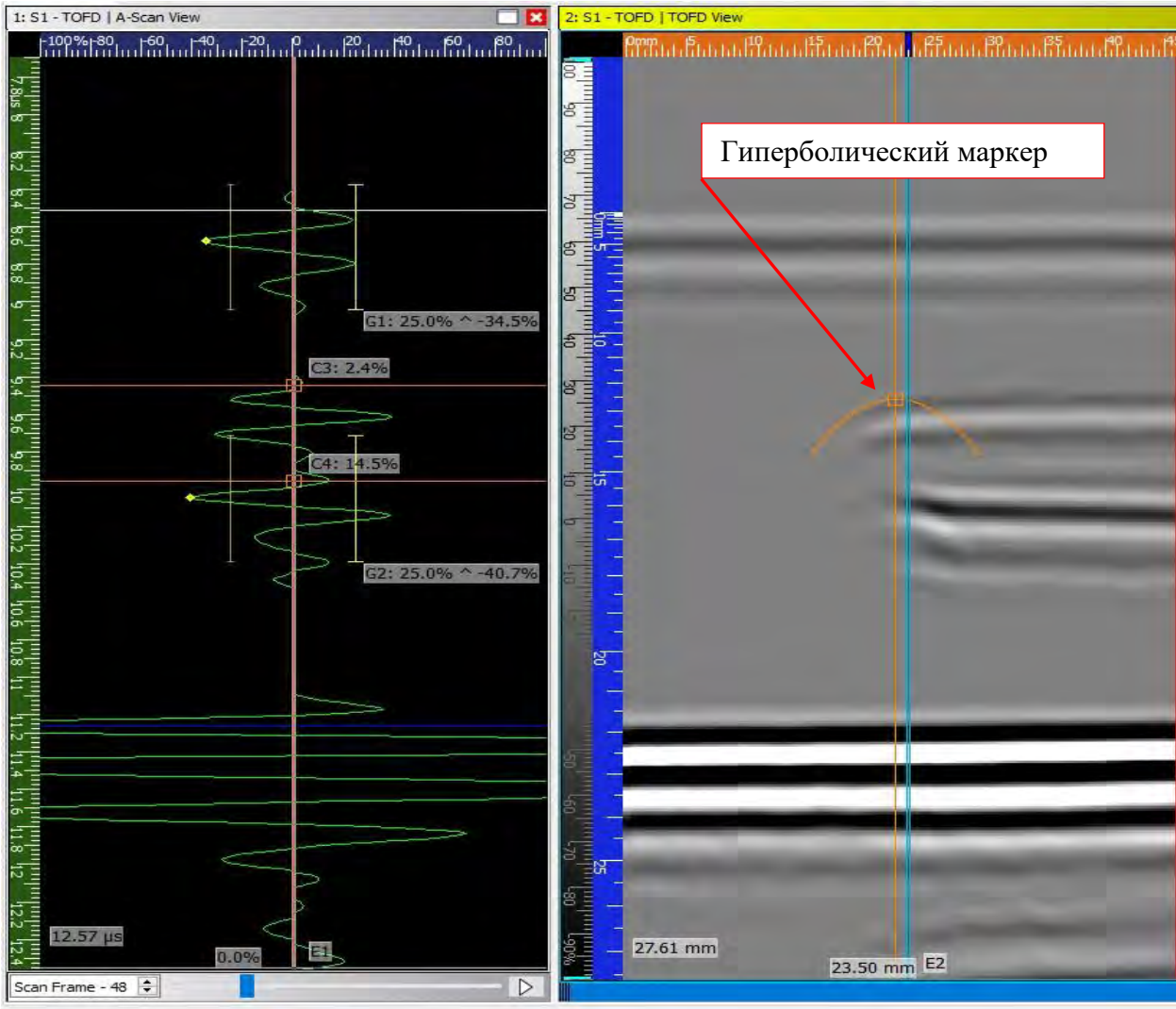


Рисунок Н.8 – Установка гиперболического маркера при определении условного положения края дефекта

Н.5.12.3 Полученная координата маркера считается краем дефекта (условная координата начала дефекта). Аналогично определяют другой край дефекта (условную координату конца дефекта). Разницу полученных координат принимают как условную протяженность дефекта.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

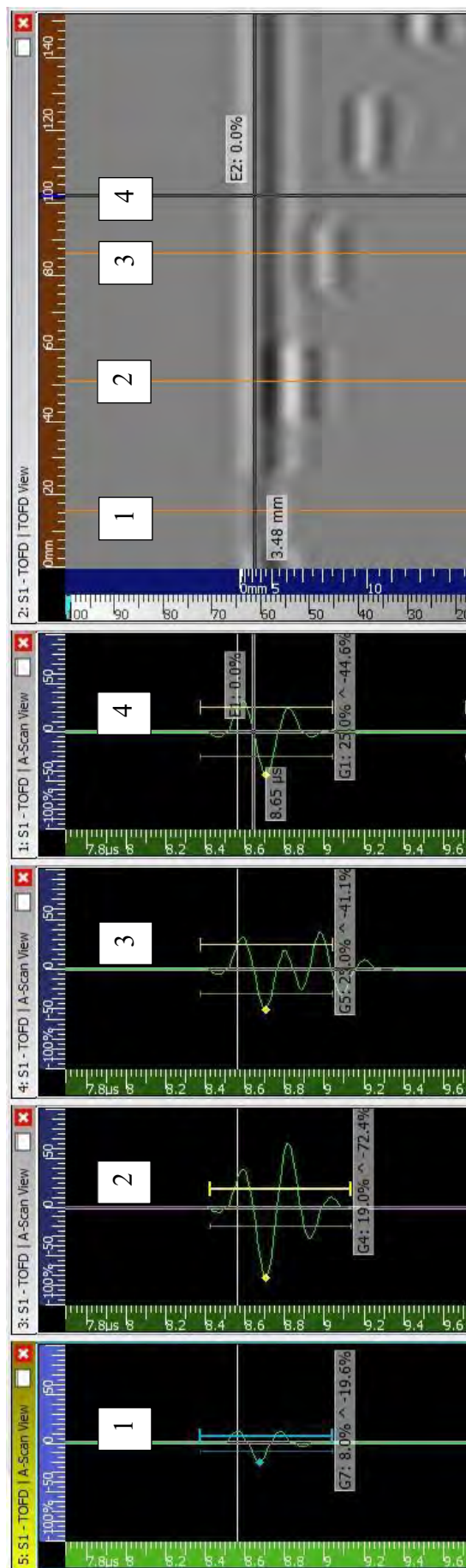
Н.5.13 Особенности интерпретации, связанные с верхней мертвой зоной

Н.5.13.1 Особенности взаимодействия сигналов от верха дефектов с верхней мертвой зоной приведены на рисунке Н.9.

Н.5.13.2 Все три дефекта представляют собой пазы, выполненные со стороны донной поверхности и имеющие одинаковую V-образную форму, но расположенные на разной глубине от поверхности контроля. Для каждого из трех дефектов построены А-сканы, иллюстрирующие особенности взаимодействия сигналов от верха дефектов с верхней мертвой зоной (см. рисунок Н.9, номера индикаций 1, 2, 3). Четвертый А-скан (номер индикации 4) – подповерхностный сигнал в зоне отсутствия дефектов.

Н.5.13.3 Визуально по А-скану и В-скану не всегда возможно оценить глубину залегания дефекта. В случае, приведенном на рисунке Н.9 (индикация 1), сигнал от верха дефекта и подповерхностный сигнал сложились в противофазе, и результирующая амплитуда уменьшилась более чем в 2 раза. Для индикации 2, приведенной на рисунке Н.9, сложение сигналов произошло в фазе, и амплитуда сигнала выросла в 1,6 раза. В первом и втором случаях сигналы от верха дефекта практически полностью попали в верхнюю мертвую зону (фактически длительности подповерхностного сигнала). Таким образом, невозможно достоверно определить как положение верха дефекта, так и наличие самого дефекта.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



1 – 4 – номера индикаций от дефектов

Рисунок Н.9 – Особенности взаимодействия сигналов от верха дефектов с верхней мертвой зоной

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.5.13.4 Индикация 3, приведенная на рисунке Н.9, представляет собой сигнал, практически вышедший из мертвой зоны, частично объединенный с «хвостом» подповерхностного сигнала. В этом случае можно достоверно говорить о наличии дефекта и с увеличенной ошибкой оценить глубину его залегания. Величина ошибки может быть оценена в один период колебаний. Величина ошибки в миллиметрах может быть измерена по шкале глубины и для данного случая соответствует 2 мм. Оценка величины погрешности приведена на рисунке Н.10.

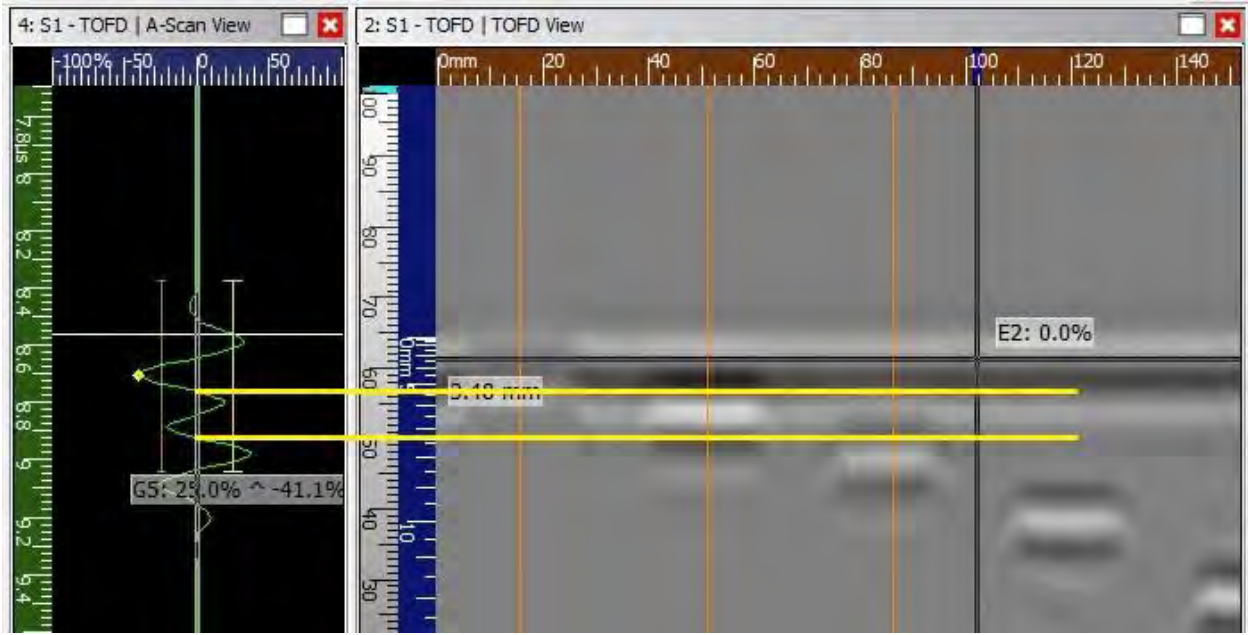


Рисунок Н.10 – Оценка величины погрешности

Н.5.13.5 Аналогичные проблемы возникают, если дефект попадает в верхнюю мертвую зону и его размеры меньше высоты мертвой зоны.

Н.5.13.6 Изображение на скане дефекта в верхней мертвой зоне приведено на рисунке Н.11. Подповерхностный сигнал, приведенный на рисунке Н.11, смещается вниз, напоминая дефект, вышедший на поверхность. Отсутствие смещения донного сигнала указывает на наличие дефекта. Проверка ВИК покажет наличие или отсутствие выходящего на поверхность дефекта. Увеличении длительности и/или амплитуды донного сигнала также указывает на наличие дефекта.

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

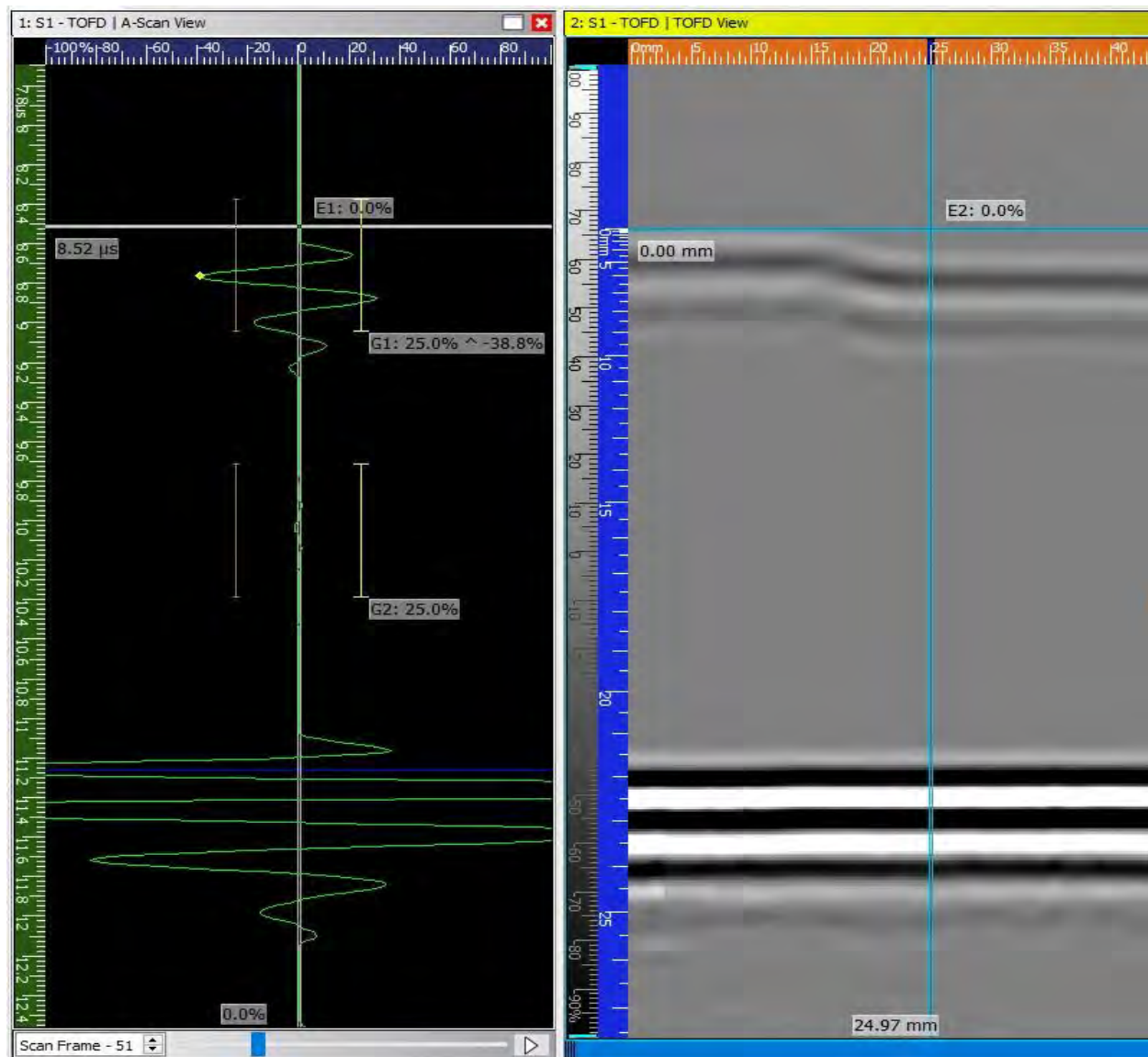


Рисунок Н.11 – Изображение на скане дефекта в верхней мертвой зоне

Н.5.13.7 Для определения наличия дефекта и оценки его высоты в верхней мертвой зоне необходимо:

- определить отличие положения подповерхностного сигнала, его длительности и амплитуды от сигнала на соседних «бездефектных» участках;
- сравнить положение донного сигнала и подповерхностного сигнала (убедиться, что «толщина» стенки не изменилась). Если толщина уменьшилась провести ВИК и убедиться в наличии или отсутствии дефекта, выходящего на поверхность;
- провести УЗК эхо-методом участка с дефектом. Убедится в его наличии и оценить его высоту;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- если дефект имеет размеры, превышающие мертвую зону, то необходимо убедиться, что видимый край – это действительно низ дефекта, а не верх другого дефекта. Для этого необходимо сравнить фазы сигналов.

Н.5.14 Особенности интерпретации, связанные с нижней мертвой зоной

Н.5.14.1 Высота нижней мертвой зоны существенно ниже, чем высота верхней мертвой зоны, но у нее имеется своя специфика, отражающаяся на результатах контроля.

Н.5.14.2 Пример дефекта с сигналом от низа, попадающим в нижнюю мертвую зону, приведен на рисунке Н.12.

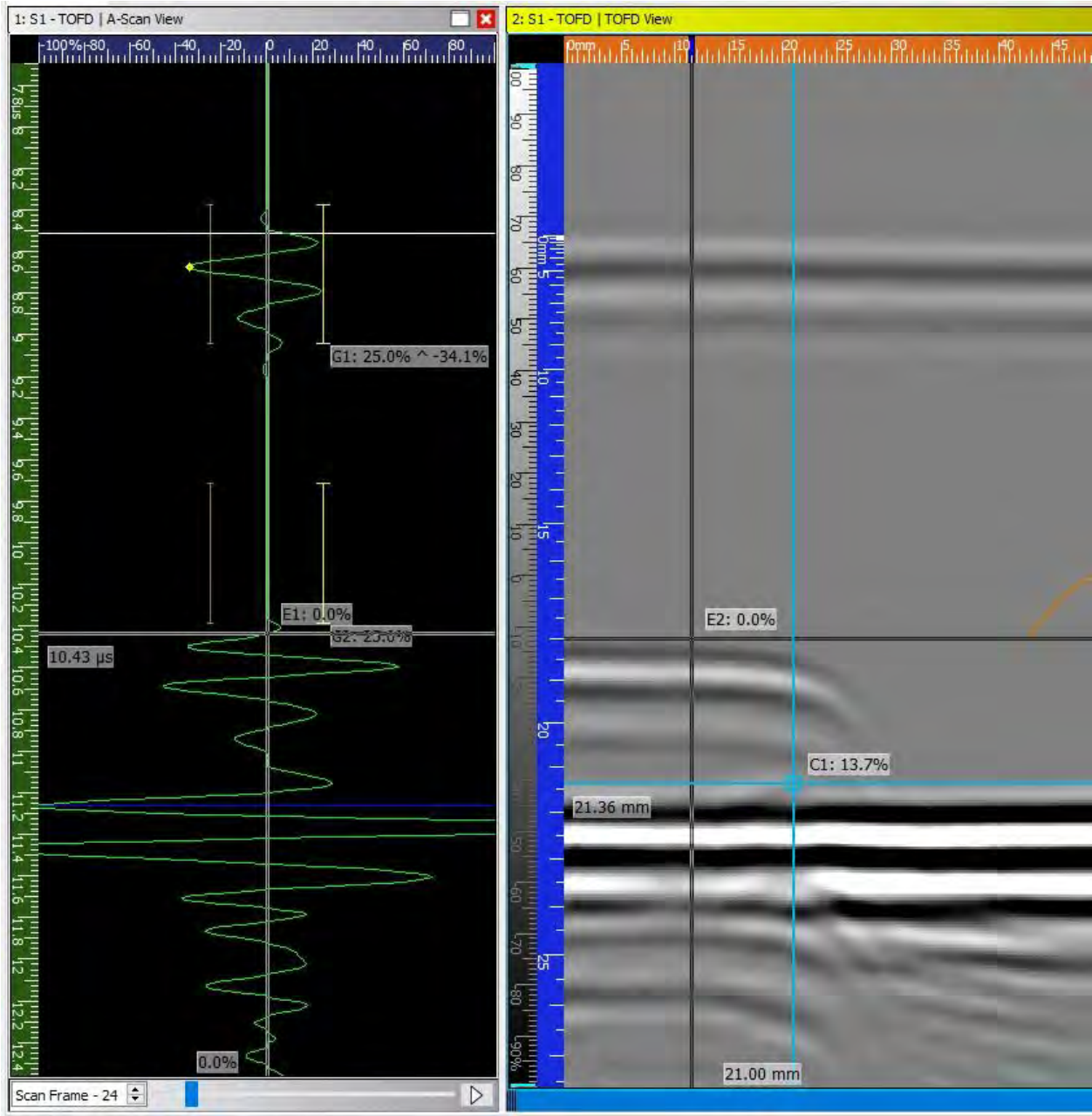


Рисунок Н.12 – Пример дефекта с сигналом от низа, попадающим в нижнюю мертвую зону

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.5.14.3 Особенностью сигнала от нижней мертвой зоны является то, что в отличие от верхней донный сигнал не исчезает, даже если дефект выходит на внешнюю поверхность. Дефект, расположенный внутри мертвой зоны, не сможет быть достоверно выявлен и измерен с применением ДВМ. Если визуально по В-скану дефектоскопист считает, что дефект в мертвой зоне существует, то за высоту дефекта необходимо принять высоту нижней мертвой зоны, если это не противоречит данным УЗК с применением эхо-метода.

Н.5.14.4 Если в нижнюю мертвую зону попадает не весь дефект, а только сигнал от его низа, то определить глубину положения низа дефекта практически невозможно. В этом случае за глубину положения низа дефекта считается положение внутренней стенки объекта контроля.

Н.5.15 Особенности интерпретации результатов УЗК ДВМ разнотолщинных сварных соединений

При анализе полученных результатов необходимо учитывать следующее:

- зона между верхними поверхностями толстой и тонкой стенок не контролируется;
- в программном обеспечении дефектоскопа в качестве значения толщины контролируемой стенки устанавливается среднее значение от толщины стенок S_{cp} , мм, вычисляемое по формуле

$$S_{cp} = (S_B + S_H)/2, \quad (H.8)$$

где S_B – номинальная толщина трубы с тонкой стенкой, мм;

S_H – номинальная толщина трубы с толстой стенкой, мм;

- за расстояние от точки ввода каждого ПЭП до ЦЛШ принято L , мм, вычисляемое по формуле

$$L = (P_B + P_H)/2, \quad (H.9)$$

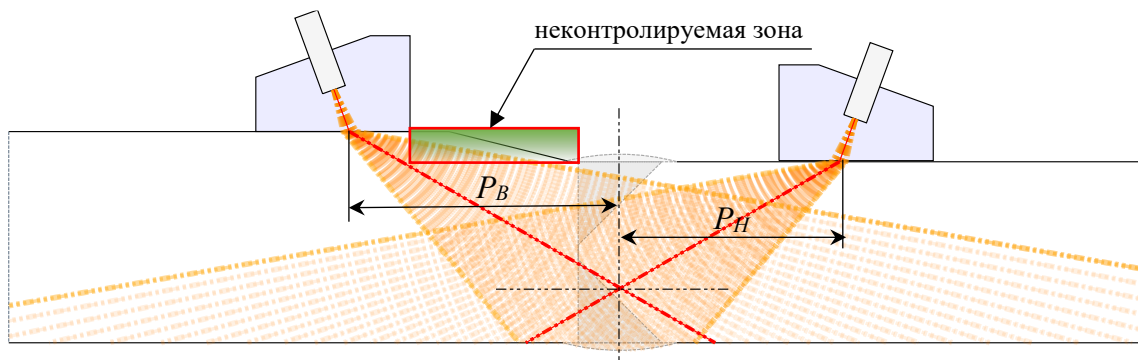
где P_B – расстояние от точек ввода ПЭП до ЦЛШ для трубы с тонкой стенкой;

P_H – расстояние от точек ввода ПЭП до ЦЛШ для трубы с толстой стенкой;

- при определении глубины залегания верха и низа дефекта полученное значение необходимо увеличить на WT , при этом полученное значение глубины будет соответствовать глубине, измеренной от верхней поверхности толстой стенки.

Схема УЗК ДВМ разнотолщинного сварного соединения приведена на рисунке Н.13.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------



P_B и P_H – расстояние от точек ввода ПЭП до ЦЛШ для тонкой и толстой стенки соответственно

Рисунок Н.13 – Схема УЗК ДВМ разнотолщинного сварного соединения

В остальном все правила анализа совпадают с правилами для равнотолщинного сварного соединения.

Н.6 Оценка качества сварного соединения

Н.6.1 При проведении ДВМ необходимо использовать следующие правила:

- при контроле сварных соединений с толщиной стенок менее 12 мм ДВМ может быть использован только как дополнительный метод, при котором оценка высоты дефекта может быть достоверно выполнена только при условии разделения сигналов от верха и низа дефекта. Обнаруженный с применением ДВМ дефект должен оцениваться на допустимость по критериям УЗК эхо-методом, приведенным в таблицах 11.9 и 11.10;

- при контроле с применением ДВМ сварных соединений с толщиной стенок 12 мм и более полученные результаты должны быть оценены в соответствии с критериями, приведенными в таблице 11.11.

Н.6.2 Если оценка высоты обнаруженного дефекта невозможна с применением ДВМ, однако полученные графические данные (В-скан) указывают на его наличие, то оценку допустимости дефекта следует выполнять по амплитудному признаку с применением УЗК эхо-методом с оценкой качества по критериям, приведенным в таблицах 11.9 и 11.10.

Н.7 Оформление результатов контроля

Результаты контроля оформляют согласно разделу 7.

Н.8 Настроечные образцы и порядок их применения

Н.8.1 НО предназначен для проверки правильности установки параметров схемы ДВМ и определения глубины залегания эталонного отражателя. Всего используется два типа НО:

- образец № 1 для рабочей частоты 10 МГц и 15 МГц;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

- образец № 2 для рабочей частоты 5 МГц.

Н.8.2 Образец № 1

Образец № 1 предназначен для рабочей частоты ПЭП 10 МГц и для контроля толщин до 18 мм. Схема образца № 1 приведена на рисунке Н.14. Длина каждого пропила/паза – 40 мм.

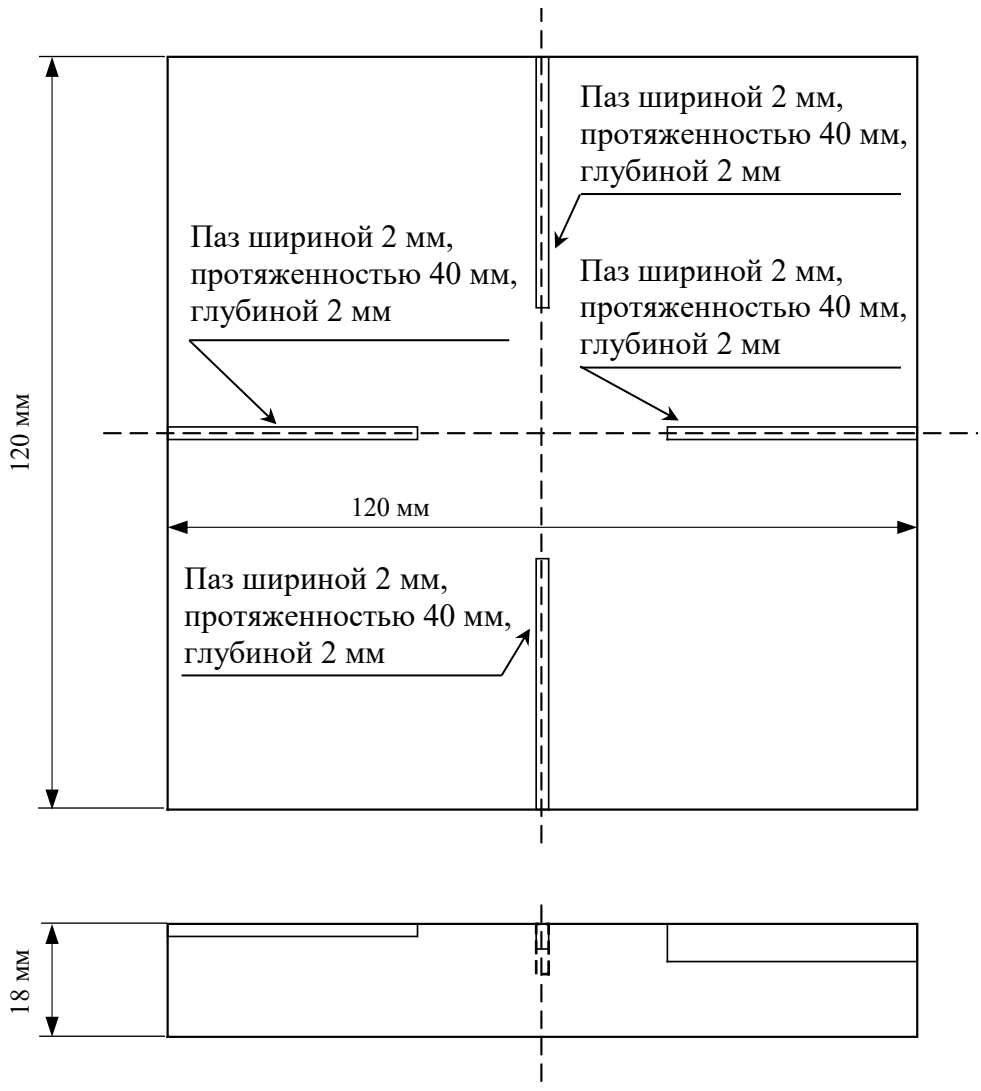


Рисунок Н.14 – Схема образца № 1

Н.8.3 Образец № 2

Образец № 2 предназначен для рабочей частоты 5 МГц и для толщин до 35 мм. Схема образца № 2 приведена на рисунке Н.15.

Правообладателем документа является ПАО «Транснефть». Распространение документа без разрешения ПАО «Транснефть» запрещено

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

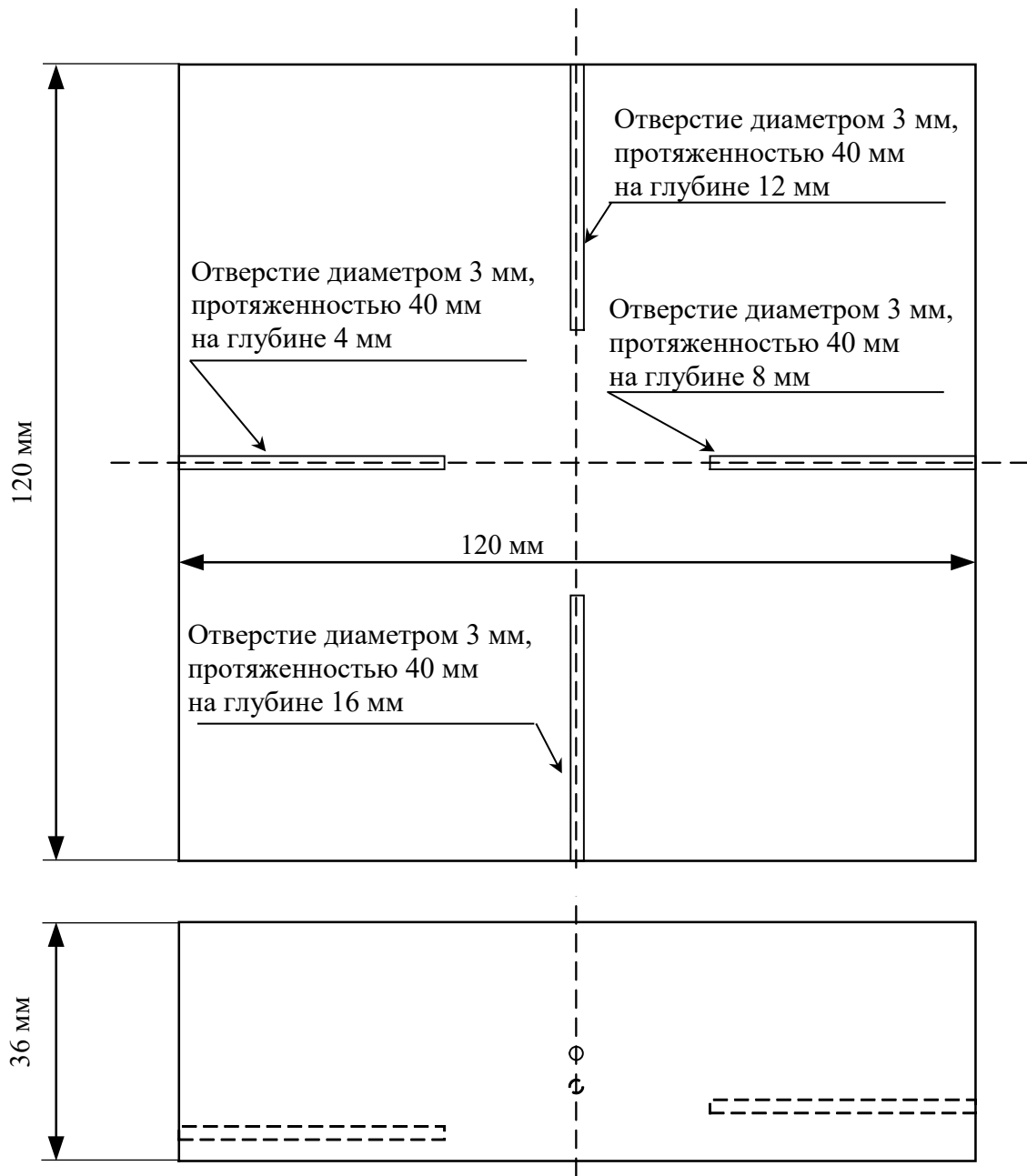


Рисунок Н.15 – Схема образца № 2

Н.8.4 Порядок применения образцов № 1 и № 2 для проверки правильности настройки схемы

Н.8.4.1 Провести настройку схемы УЗК ДВМ в соответствии с требованиями к объекту контроля (выбрать датчики (ПЭП) с необходимыми параметрами, установить требуемое расстояние между точками ввода ПЭП, провести первоначальную настройку схемы и дефектоскопа):

- если в проверяемой схеме используют ПЭП с рабочей частотой 10 МГц, то применяют образец № 1;
- если рабочая частота ПЭП – 5 МГц, то применяют образец № 2.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Н.8.4.2 Найти на образцах № 1 или № 2 отверстие или паз с глубиной максимально близкой к значению $2/3 W$ (где W – толщина объекта контроля). Образцы со сверлениями и пазами допускается переворачивать, чтобы получить требуемую глубину залегания;

Н.8.4.3 Установить блок ПЭП по диагонали образцов № 1 или № 2 (в зоне, где отсутствуют сверления и пазы) и установить «0» шкалы глубины на подповерхностный сигнал в соответствии с рекомендациями данной методики и руководства по эксплуатации применяемого прибора).

Н.8.4.4 Установить блок ПЭП над выбранным сверлением или пазом и провести измерение глубины вершины паза или верхней и нижней поверхности сверления;

Н.8.4.5 Проверить полученные результаты на соответствие паспортным данным образцов № 1 и № 2:

- если полученное значение не отличается от паспортного более чем на 0,5 мм, то оборудование считается настроенным;
- если отличие более 0,5 мм, то необходимо проверить и при необходимости заново установить скорость ультразвуковых волн в образце и расстояние между точками ввода ультразвукового сигнала и провести измерения повторно;
- если требуемых результатов не удастся добиться, то провести повторную настройку оборудования.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов	РД-25.160.10-КТН-0016-23
------------------	--	--------------------------

Библиография

- [1] [ISO 14096-2-2005](#) Контроль неразрушающий. Оценка систем оцифровки радиографических пленок. Часть 2. Минимальные требования (Non-destructive testing – Qualification of radiographic film digitisation systems – Part 2: Minimum requirements)
- [2] Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов (утверждены приказом Миннефтегазстроя СССР [от 11.08.1981](#))
- [3] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (утверждены приказом Минэнерго России [от 12.08.2022 № 811](#))
- [4] Постановление правительства Российской Федерации [№ 2464 от 24.12.2021](#) «О порядке обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда»
- [5] [ТР ТС 019/2011](#) Технический регламент Таможенного союза «О безопасности средств индивидуальной защиты»
- [6] Федеральный закон [от 11.06.2008 № 102-ФЗ](#) «Об обеспечении единства измерений»
- [7] [ISO 19675-2017](#) Non-destructive testing - Ultrasonic testing - Specification for a calibration block for phased array testing (Ультразвуковой контроль качества материалов – Технологии ультразвукового контроля качества материалов – Спецификация калибровочного образца, предназначенного для контроля с применением фазированной решетки).