

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов» УДК 622.691.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Титов Д.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.	ассистент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.	ассистент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		07.06.2018

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы</i> –в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7,

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
Р9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
Р10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
Р11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Ф.И.О.) (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Титову Дмитрию Николаевичу

Тема работы:

«Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	2735/с от 19.04.2018г.
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (<i>1. Было проведено исследование участка линейной части магистрального газопровода «Омск – Новосибирск». Была изучена нормативно техническая документация для работы, так же отчет внутритрубной диагностики и правила назначения методов ремонта.</i>
--------------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучить правила проведения дополнительного диагностического контроля в шурфах, определение дефектов и правильно их измерять. 2. Рассмотреть методы ремонта назначаемые после обследования в шурфах. 3. Проанализировать расчеты оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. 4. Исследовать определенный участок, определить дефекты, которые подтвердятся, провести контроль методами НК. Дать заключения по проведенным методам, сделать расчет данного участка на дальнейшую работоспособность, назначить метод ремонта. 5. Экономическое обоснование по проделанной работе.
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>
--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна
Консультант-лингвист	Коротченко Татьяна Валерьевна

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
--

<p>Abstract</p>

<p>Preparing pipe surface for supplementary inspection. Procedure for performing the supplementary inspection of defects</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Титов Д.Н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Группа	ФИО
2БМ6А	Титову Дмитрию Николаевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	<i>Исследование методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов по рекомендациям ДДК.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке

1. Производственная безопасность 1.1. <i>Анализ выявленных вредных факторов при исследовании и эксплуатации рассматриваемого объекта</i>	<i>Вредные факторы</i> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 4. Радиационная безопасность; 5. Пожарная безопасность и взрывоопасность; 6. Избыточное давление
2. Экологическая безопасность	<i>Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия аварийно-восстановительного ремонта газопровода</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<i>Чрезвычайные ситуации на газопровод могут возникнуть по различным причинам, например:</i> - наводковые наводнения; - лесные пожары; - террористические акты; - по причинам техногенного характера (аварии).
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<i>Правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы: – Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	Инженер		

Задание принял к исполнению

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Титов Дмитрий Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Титов Дмитрий Николаевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материалов для ликвидации последствий аварий, Затраты на потребность технических ресурсов, тарифно-зарплатная сетка</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром 3.0-2006 «Система норм и нормативов расхода ресурсов, использования оборудования»</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Основная система налогообложения</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение оценки готовности проекта к коммерциализации, выявление степени готовности проекта и компетентности разработчика</i>
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет затрат на проведение неразрушающего контроля линейной части МГ</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально-гуманитарных наук	Макашева Юлия Сергеевна	Ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Титов Дмитрий Николаевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2018	Изучение нормативно технической документации и отчета ВТД	14
18.04.2018	Проведение дополнительного диагностического контроля	14
25.04.2018	Расчетная часть	13
29.04.2018	Выбор метода ремонта дефектного участка	13
14.05.2018	Социальная ответственность	12
15.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
16.06.2018	Заключение	11
17.06.2018	Презентация	11
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков В.К.	к.ф-м.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 151 с., 29 рис., 20 табл., схемы, 35 источников.

Ключевые слова: дефект, внутритрубная диагностика, дополнительное диагностическое обследование, методы ремонта, магистральный газопровод. Объектом исследования является (ются) магистральный газопровод.

Цель работы – Выявление эффективных методов ремонта дефектных участков линейной части (МГ) с учетом рекомендаций дополнительного диагностического обследования (ДДО).

В процессе исследования были рассмотрены методы обследования, и ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов, с целью выявления эффективных методов ремонта с учетом рекомендации ДДО. Так как сканер дефектоскоп с некоторой не точностью показывает расположение и размер дефектов, а также при обследовании бывает, что дефекты не подтверждаются.

Также произведены расчеты оценки работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий.

В результате исследования МГ «Омск – Новосибирск» был выбран участок с 3 дефектами коррозии и 4 аномалиями кольцевого шва, в результате контроля 2 аномалии кольцевого шва не подтвердились.

Область применения: применение полученных результатов исследования в профессиональной деятельности.

Экономическая эффективность/значимость работы: экономическое обоснование выбора метода ремонта с учетом рекомендации дополнительного диагностического обследования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов			
Разраб.		Титов Д.Н.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					9	151
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Abstract

Graduation qualification work consists of 151 second, 29 pictures, 20 tables, schemes, 35 sources.

Key words: defect, in-line diagnostics, additional diagnostic control, repair methods, main gas pipeline.

The main gas pipeline is the object of the study.

The purpose of the work is to identify effective methods for repairing defective sections of the linear part (MGP), taking into account the recommendations of the additional diagnostic control (ADC).

In the process of investigation, the methods of inspection and repair of defective sections of the linear part of the main gas pipelines were considered, in order to identify effective repair methods, taking into account the recommendation of the ADC. Since the scanner flaw detector with some inaccuracy shows the location and size of defects, and also during the inspection it happens that the defects are not confirmed.

Calculations have also been made of the evaluation of the performance of a section of a gas pipeline with single defects, taking into account stresses from internal pressure, axial and bending loads and impacts.

As a result of the MGP Omsk-Novosibirsk research, a site with 3 corrosion defects and 4 anomalies of the annular seam was selected, and as a result of the control, 2 annular anomalies were not confirmed.

Scope: application of the research results obtained in professional activity.

Economic efficiency / significance of the work: the economic justification of the choice of the repair method, taking into account the recommendation of an additional diagnostic survey.

					<i>Abstract</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

ОГЛАВЛЕНИЕ

Сокращение	14
Обзор литературы	15
ВВЕДЕНИЕ	17
1 Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	20
1.1 Последовательность проведения дополнительного обследования.....	20
1.2 Методика определения местоположения дефектов по данным внутритрубной диагностики	22
1.3 Подготовка поверхности трубы к проведению дополнительного обследования	26
1.4 Порядок проведения дополнительного обследования дефектов.....	28
1.4.1 Дефекты геометрии трубы	28
1.4.2 Дефекты потери металла.....	32
1.4.3 Дефекты стенки трубопровода.....	37
1.4.4 Дефекты сварных швов (поперечных, продольных и спиральных).....	43
1.4.5 Комбинированные дефекты	46
1.5 Объемы и методы контроля труб и соединительных деталей трубопроводов.....	47
1.6 Порядок и сроки оформления документации по результатам дополнительного обследования дефектов в шурфах, сроки хранения результатов дополнительного обследования	51
2 Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	55
2.1 Методы ремонта трубных секций и сварных соединений, содержащих дефекты, и отдельных дефектов	55
2.2 Порядок назначения методов ремонта	56
2.3 Критерии оценки взаимодействия дефектов	59
2.4 Критерии назначения метода ремонта дефектных труб	61
2.4.1 Назначение метода ремонта для ремонтной зоны.....	61
2.4.2 Ремонт контролируемой шлифовкой	64
2.4.3 Ремонт муфтой.....	64

					<i>Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Титов Д.Н.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В.К.</i>				11	151
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>					
					<i>Оглавление</i>		

2.4.4 Ремонт заменой катушки поверхностных дефектов трубы.....	73
2.4.1.1 Ограничения на применение муфт и катушек для ремонта трубы и участка газопровода.....	74
3 Расчет оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.....	75
3.1 Определение и схематизация одиночных дефектов	75
3.1.1 Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления.....	76
3.1.2 Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий	78
3.2 Методы схематизации и оценка групповых дефектов с учетом их взаимодействия.....	81
3.2.1 Определение и схематизация групповых дефектов. Учет взаимодействия дефектов.....	81
3.2.2 Оценка работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами при учете напряжений от внутреннего давления.....	84
4 Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода.....	88
4.1 Выявление дефектов при ДДО с помощью методов НК. Оформление отчетных документов для назначения методов ремонта.....	88
4.2 Назначение метода ремонта и подготовительные работы	92
Заключение	98
5 Социальная ответственность	99
5.1 Производственная безопасность.....	99
5.2 Анализ опасных производственных факторов	100
5.3 Анализ основных вредных производственных факторов.....	109
5.4 Экологическая безопасность при авариях на газопроводах	113
5.5 Мероприятия снижающие воздействие на окружающую среду при эксплуатации газопроводов.....	114
5.6 Мероприятия для безопасной эксплуатации газопроводов для окружающей среды.....	116
5.7 Безопасность на магистральных газопроводах при ЧС	117
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	119
6.1 Готовность проекта к коммерциализации.....	119
6.2 Календарный план проекта	121
6.3 SWOT-анализ.....	123

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6.4 Материальные потери при проведении аварийно-восстановительных работ.....	124
6.5 Затраты на амортизационные отчисления	125
6.6 Затраты на материалы и оборудования.....	125
6.7 Расчет затрат на оплаты труда рабочего персонала и специалистов	125
Заключение	126
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А	130
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	132
ПРИЛОЖЕНИЕ В	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	139
ПРИЛОЖЕНИЕ З	140

Сокращения

ВТД	Внутритрубная диагностика
ДДО	Дополнительное диагностическое обследование
МГ	Магистральный газопровод
КРН	коррозионное растрескивание под напряжением
ДНО	Дефектов не обнаружено
ОШЗ	Околошовная зона
ВИК	Визуально и измерительный контроль
РК	Радиационный контроль
УЗК	Ультразвуковой контроль
ВК	Вихретоковый контроль
ПВК	Проникающими веществами: капиллярный
МК	Магнитный контроль
УШС	Универсальный шаблон сварщика
СДТ	Соединительные детали трубопровода

					Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Титов Д.Н.				Сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никulichиков В.К.						14	151
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							

Обзор литературы

Ремонт дефектных участков линейной части магистральных газопроводов категорий В, I—IV диаметром от 300 до 1420 мм включительно с рабочим давлением среды от 1,2 до 9,8 МПа.

Рекомендации устанавливают:

- требования к методам ремонта дефектных труб;
- порядок назначения методов ремонта дефектных труб;
- критерии назначения методов ремонта дефектных труб для следующих методов ремонта: контролируемой шлифовкой, муфтами, сваркой, заменой трубы (катушки).

Методы ремонта дефектных участков труб назначают на основании результатов технического диагностирования газопроводов, содержащих информацию о размерах дефектов (длина, ширина и глубина), с учетом погрешности измерений и их расположения на трубе.

При обследовании газопроводов применяют методы и приборы неразрушающего контроля, позволяющие выявлять внутренние и поверхностные дефекты основного металла и сварных швов, а также дефекты геометрии сечения трубы. Следует применять совокупность методов и приборов контроля, обеспечивающую выявление дефектов наружной поверхности глубиной 10 % толщины стенки трубы и более.

Техническое диагностирование следует выполнять организации, имеющей лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную в соответствии с требованиями ПБ 03-372-00, а специалисты, проводящие обследование, должны быть аттестованы по применяемым методам неразрушающего контроля в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 по II или III уровню профессиональной квалификации.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов			
Разраб.		Титов Д.Н.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					15	151
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

По результатам диагностического обследования на участке магистрального газопровода, расположенного между крановыми узлами, выделяют непрерывные протяженные участки, на которых назначают выборочный ремонт либо ремонт методом сплошной переизоляции с частичной или полной заменой труб. При этом критерии выбора метода ремонта дефектной зоны трубы различаются для участков, на которых назначен выборочный ремонт, и участков, выделенных под сплошную переизоляцию трубы.

Наряду с контролируемой шлифовкой допускается устранение пологих коррозионных дефектов обработкой поверхности трубы (дробеметной, пескоструйной и др.) при обеспечении требований технологии нанесения изоляционного покрытия.

Трубы, ранее отремонтированные методами (ремонтными конструкциями), не указанными в настоящих рекомендациях и СТО Газпром 2-2.3-137, подлежат ремонту заменой катушки. Допускается не вырезать участки труб с ремонтными конструкциями, не указанными в настоящих рекомендациях, если эти ремонтные конструкции разрешены к применению на объектах ПАО «Газпром» в установленном порядке.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Введение

Обследование при помощи диагностических устройств части магистральных газопроводов России, которое проводилось на протяжении последних 10 лет внутритрубными интеллектуальными снарядами, на основе полученной информации позволяет дать оценку техническому состоянию и принять меры, повышающие надежность средств, которые находились в эксплуатации длительный промежуток времени в сложных условиях таких как: финансовые трудности и материальные ресурсы при реконструкции и ремонте дефектных участков МГ.

Известно, что основное влияние на техническое состояние МГ оказывает коррозия. Проанализировав распределение коррозионных дефектов, расположенных на участках МГ Западно-Сибирского региона, полученных по данным диагностических снарядов, показал неравномерность распределения дефектов по длине, и что имеет прямую связь с различным давлением на трубопроводе. Такой тип дефектов как «потеря металла» имеет зависимость от факторов таких как степени заболоченности, а также участники имеющие переходы между грунтами с различной несущей способностью.

Основная причина аварий и отказов связана с коррозионными дефектами и напряженно-деформированным состоянием, которое не может выявить внутритрубная инспекция, а также прогибами при походе магистрального газопровода через реки и болотистые места, участки с многолетним промерзанием грунта. При оттаивании грунта происходит перемещение нитки трубопровода в продольном профиле – это перемещение характеризуется потерей устойчивости и выхода на поверхность трубопровода с образованием дефекта «гофр» и арок.

					Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Титов Д.Н.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					17	151
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Следствие этого есть увеличение напряженного состояния и перерасчёт расчётных схем. Основным элементом в поддержании надежности работы газопровода является определение напряженно-деформированного состояния, которое зависит от нагрузок и воздействий в различные периоды эксплуатации.

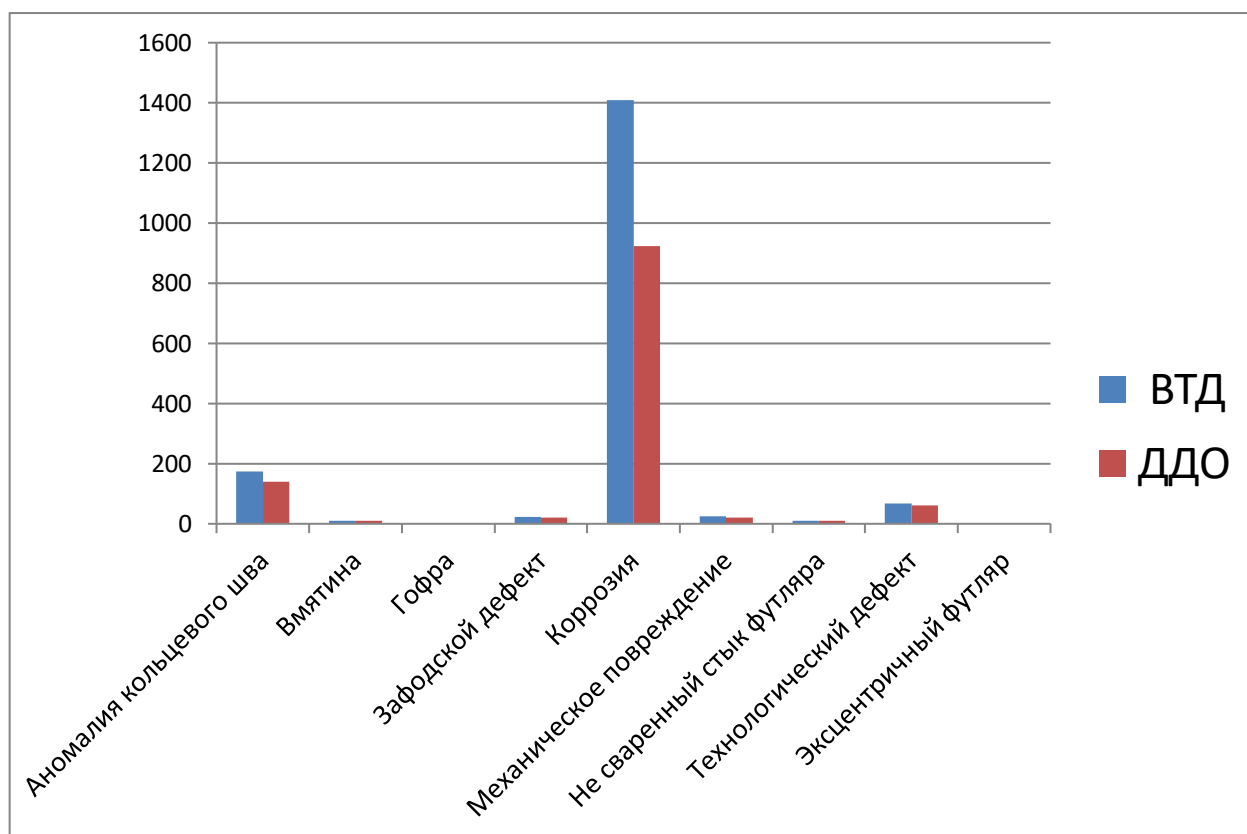
Актуальность:

При выполнении внутритрубной диагностики сканер дефектоскоп с некоторой не точностью определяет места положения и размеры дефектов на теле трубы и дефектов сварных соединений линейной части МГ.

При проведении ДДО по отчету ВТД на практике, дефектов оказывается больше или дефекты не подтверждаются.

Таким образом ДДО отводится важная роль в обеспечении повышения эксплуатационных свойств линейной части МГ.

Участок МГ «Омск – Новосибирск»



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Цель:

Выявление эффективных методов ремонта дефектных участков линейной части МГ с учетом рекомендаций ДДО.

Задачи:

1. Изучение основных нормативных требований и правил назначения методов ремонта дефектных участков линейной части;
2. Анализ методов ремонта дефектных участков линейной части МГ;
3. Разработка и рекомендации по внедрению программы «Акт ДДО» для отчетных документов;
4. Оценка работоспособности участка МГ с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления , осевых и изгибающих нагрузок и воздействий.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1. Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах

Выполнения диагностического обследования трубопроводов в шурфах различными организациями, а также оформления результатов контроля для дальнейшей оценки состояния и возможности дальнейшей эксплуатации дефектных труб магистральных и распределительных трубопроводов.

1.1. Последовательность проведения дополнительного обследования

Специалист, проводящий дополнительное дефектоскопическое обследование дефектных труб в шурфах, для объективной оценки результатов и зоны контроля должен быть обеспечен полной информацией обо всех дефектах, находящихся на обследуемой трубе, выявленных при проведении ВТД. Контроль проводится при наличии данных на дефект и трубу, указанных в техническом отчете (предварительном отчете) по результатам внутритрубного обследования магистрального трубопровода. Перед проведением дополнительного обследования дефектной трубы необходимо провести подготовительные работы, которые включают в себя:

- определение местоположения дефекта и зоны контроля согласно данным ВТД;
- подготовку зоны контроля к проведению дополнительного обследования;
- контроль качества подготовки поверхности к проведению обследования;
- размещение и подключение необходимой аппаратуры и оборудования;
- проверку работоспособности аппаратуры и ее настройку.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов		
Разраб.		Титов Д.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.				20	151
Консульт.					НИ ТПУ эр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					

Размещение аппаратуры и оборудования на месте проведения контроля производится таким образом, чтобы внешние погодные факторы (осадки, прямые солнечные лучи, пониженная температура воздуха) не препятствовали проведению контроля. Для этого устанавливаются штатные укрытия, при необходимости утепленные. В случае отсутствия автономного аккумуляторного питания для подключения аппаратуры и оборудования, к месту проведения контроля должно быть подведено питание от сети переменного тока напряжением 220 В частотой 50 Гц. Для оборудования и аппаратуры, требующих заземления, должна быть обеспечена возможность надежного заземления.

На первом этапе проведения дополнительного обследования аномалий проводится визуальный и измерительный контроль, задачей которого является выявление в зоне контроля поверхностных дефектов (риски, задиры, трещины всех видов, коррозия), в том числе не выявленных при внутритрубной диагностике, а также измерение параметров выявленных дефектов.

На этапе обследования, после выполнения визуального и измерительного контроля, производится выявление дефектов, в том числе внутренних, и измерение (уточнение) их параметров другими методами неразрушающего контроля. Для дефектов, указанных в отчетах по внутритрубной диагностике и подтвержденных при проведении дополнительного дефектоскопического обследования, определяется соответствие параметров контролируемого дефекта и параметров, приведенных в отчете. Оценка соответствия производится путем сравнения данных о типе дефекта, форме, характерных размерах, ориентации (по углу – относительно верхней образующей трубы, в продольном направлении – относительно кольцевых сварных швов), полученных в процессе определения параметров дефектов, с данными, содержащимися в отчете по внутритрубной диагностике. Оценка соответствия производится с целью сопоставления данных дополнительного обследования дефектной трубы и данных проведенной ВТД.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Дефекты, не выявленные при ВТД, но обнаруженные в процессе контроля, указываются в акте о проведении дополнительного обследования аномалий трубы с указанием всех параметров. В акте указывается тип дефекта или аномалии. Результаты дополнительного дефектоскопического контроля фиксируются в акте о проведении дополнительного обследования аномалий трубы.

1.2. Методика определения местоположения дефектов по данным внутритрубной диагностики

Для определения местоположения дефекта необходимо отмерить рулеткой расстояние от ближайшего ориентира (маркерный пункт, кран и др.) до вскрываемого дефекта, указанное в отчете о проведенной ВТД, и отметить его вешкой.

При наличии в отчете о проведенной ВТД координат GPS (ГЛОНАСС) для определения местоположения дефекта рекомендуется использовать радиоприёмное устройство для определения географических координат текущего местоположения (GPS-приемник) с точностью определения координат не менее 10 метров.

Отмерить от вешки расстояние до двух ближайших поперечных сварных швов. Проверить по данным отчета ВТД наличие сварных соединений на участке вскрытия и произвести вскрытие поперечных сварных швов магистрального трубопровода.

Определить угловое положение продольных сварных швов дефектной и соседних с ней труб или определить угловое положение примыкания спирального шва к поперечным сварным соединениям для спиралешовных труб.

Перед началом проведения контроля для определения диаметра трубы с учетом изоляционного покрытия проводятся измерения рулеткой и вычисления по формуле:

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$D_{из} = \frac{L}{\pi}, \quad (1.1)$$

где

L – длина окружности, измеренная рулеткой, мм;

$\pi = 3,1416$.

Для нахождения угловых координат необходимо определить длину дуги одного градуса для определенного диаметра трубы по формуле:

$$L_{ДГР} = \frac{\pi D_n}{360^\circ}, \quad (1.2)$$

где

$L_{ДГР}$ – длина дуги, соответствующая одному градусу окружности, мм;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм.

В Таблице 1.1 – приведена длина дуги одного градуса для труб различного диаметра.

Таблица 1.1. Длина дуги одного градуса для различных диаметров трубы

Наружный диаметр трубы, мм	Длина дуги, мм
219	1,91
273	2,38
325	2,84
377	3,29
426	3,72
530	4,63
720	6,28
820	7,16
1020	8,90
1067	9,31
1220	10,65
1420	12,39

Кроме того, для обозначений угловых координат можно применять систему координат в часах в формате «чч:мин» или «чч, доли часов». Пример расположения сварного шва и дефекта в часовой системе приведен на рисунке ниже.

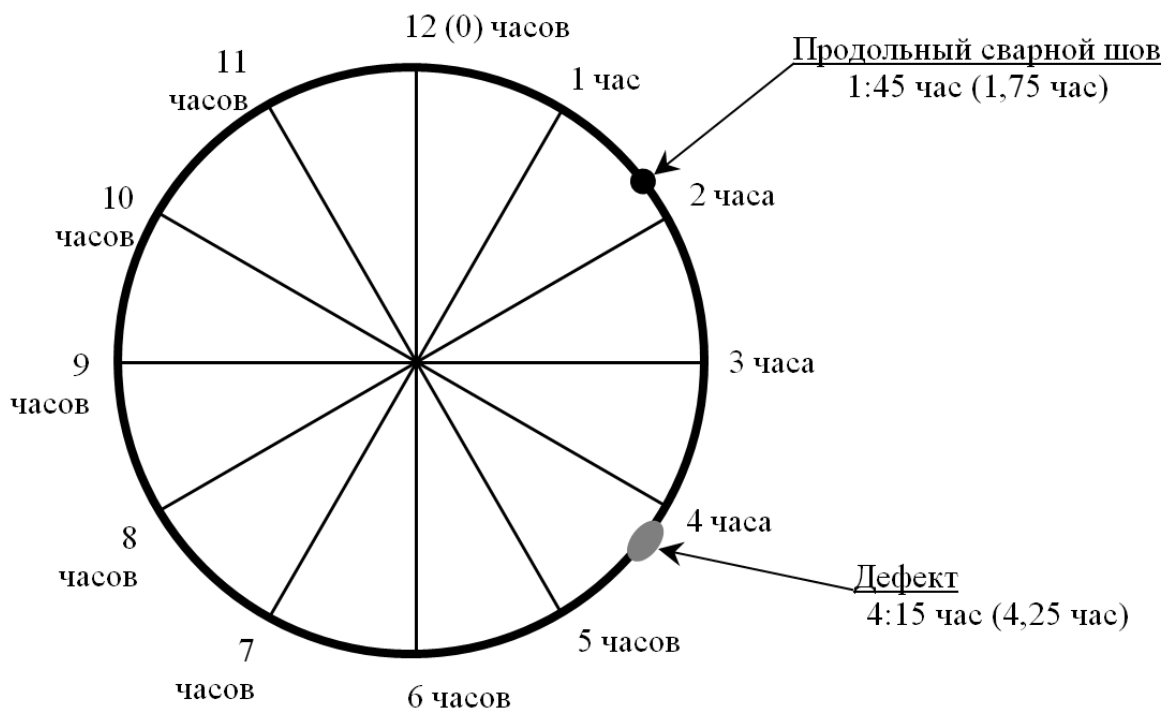


Рисунок 1.1. Схема часовых координат в сечении трубы

Полученные данные сравнить со значениями, приведенными в раскладке труб или в таблице аномалий технического отчета по проведенной ВТД. Если угловые положения продольных швов (примыкания спирального шва) не отличаются больше, чем на $\pm 15^\circ$, а величина угла между продольными швами не отличается больше, чем на 5 % от значений, приведенных в отчете по ВТД, то труба считается идентифицированной.

В случае если фактические угловые положения продольных швов (примыкания спирального шва) отличаются от значений, приведенных в таблице раскладки труб отчета по ВТД, на величину большую, то по измеренным фактическим угловым положениям продольных сварных швов вскрытой и соседних с ней труб в таблице раскладки установить их номера, а

затем уточнить положение дефектной трубы относительно найденной и провести ее вскрытие и идентификацию.

Отмерить расстояние, указанное в таблице аномалий отчета ВТД, от ближайшего поперечного сварного шва до начала дефекта.

Произвести разработку котлована (шурфа) в месте расположения дефекта. Котлован должен обеспечивать доступ специалиста, проводящего обследование, к трубопроводу по всему периметру трубы, расстояние от дна котлована до нижней образующей трубы должно быть не менее 1 м, расстояние от краев котлована до границ дефекта должна быть не менее 3-х метров. Должны быть созданы условия для безопасного производства работ. При необходимости оборудованы подмости, ограждения.

В случае не обнаружения дефекта, указанного в отчете по ВТД, необходимо:

а) повторно убедиться в правильности идентификации трубы, уточнить привязку дефекта, используя данные раскладки труб отчета по внутритрубной диагностике;

б) если труба, на теле которой находится дефект, идентифицирована верно, а дефект на указанных в отчете по ВТД координатах (расстоянии от поперечного сварного шва и угловом положении) не обнаружен, необходимо произвести поиск дефекта по всей окружности трубы;

в) в акте о проведении дополнительного обследования аномалий трубы делается отметка об отсутствии дефекта («дефект не обнаружен» или «ДНО»), указанного в отчете по ВТД.

В случае если при проведении дополнительного дефектоскопического контроля на теле обследуемой трубы были выявлены дефекты, не обнаруженные при ВТД, выполняется ВИК, в акт о проведении дополнительного обследования аномалий трубы заносится описание обнаруженного дефекта и делается отметка о пропуске дефекта при внутритрубном обследовании («пропуск дефекта»).

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

1.3. Подготовка поверхности трубы к проведению дополнительного обследования

Подготовка поверхности для проведения дополнительного обследования происходит в два этапа: определение зоны контроля и непосредственно подготовка поверхности трубы в зоне контроля для проведения обследования.

Определение (разметка) зоны контроля:

– откладывается расстояние от ближайшего поперечного сварного шва до начала дефекта с учетом углового положения начала дефекта, указанного в отчете по ВТД. Маркером отмечается точка на трубопроводе;

– откладывается длина дефекта по ходу газа. От точек начала и конца дефекта откладывается по 0,3 м против хода и по ходу газа соответственно. В результате получаем горизонтальные границы зоны контроля;

– по направлению часовой стрелки откладывается ширина дефекта;

– от точек начала и конца дефекта в окружном направлении в обе стороны направления движения часовой стрелки откладывается расстояние, эквивалентное 20° . В результате получаем вертикальные границы зоны контроля;

– если дефект находится на поперечном сварном шве, для контроля осуществляется подготовка всего шва и участки примыкающих продольных (спиральных) швов на расстояние 0,3 м от точки примыкания;

– если при проведении дополнительного обследования границы обнаруженного дефекта выходят за границы подготовленной зоны контроля, то зона контроля должна быть расширена до необходимых размеров.

Подготовка поверхности трубы:

– снять изоляционное покрытие трубопровода в зоне контроля. Поверхность основного металла и околошовная зона (ОШЗ) сварных соединений, подлежащая контролю, не должны иметь: вмятин и неровностей, не позволяющих обеспечить надежный акустический контакт при проведении ультразвукового контроля;

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

– поверхность металла в зоне контроля зачистить от продуктов коррозии, окалины, грязи, праймера, битума, масла, шлака, брызг металла и других загрязнений, препятствующих проведению контроля;

– зачистка поверхности зоны контроля производится скребками, металлическими щетками, напильниками, абразивным кругом, наждачной бумагой;

– шероховатость зачищенной поверхности зоны контроля зависит от применяемых методов неразрушающего контроля и должна быть не более:

а) Rz 20 – при капиллярном контроле;

б) Rz 63 – при магнитопорошковом контроле;

в) Rz 40 – при ультразвуковом контроле;

г) Rz 40 – при вихретоковом контроле;

– ОШЗ сварного шва, контролируемого ультразвуковым методом, необходимо зачистить с обеих сторон от усиления шва. Ширина зоны зачистки в каждую сторону от шва должна быть не менее $2,5 \cdot \delta + 50$ мм (где δ – толщина стенки трубы, мм).

Освещенность контролируемых поверхностей должна быть достаточной для надежного выявления дефектов и соответствовать требованиям РД 03-606-03 – не менее 500 Лк.

Место проведения дополнительного обследования трубы должно быть защищено от атмосферных осадков и воздействия низких температур, выходящих за рабочий диапазон используемых при обследовании приборов и дефектоскопических материалов.

Дефектоскопист, производящий работы по дополнительному обследованию, должен осуществлять контроль правильности идентификации трубы, привязки дефекта, используя данные раскладки труб и журнала выявленных аномалий отчета по внутритрубной диагностике, а также качество подготовки поверхности металла в зоне контроля.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

1.4. Порядок проведения дополнительного обследования дефектов

1.4.1. Дефекты геометрии трубы

Вмятина, гофр

Измеряемыми параметрами дефектов (рис. 1.2 и 1.3) являются:

- размер дефекта вдоль образующей трубы, $l_{вм}$ (l_2);
- размер дефекта по окружности трубы, $c_{вм}$ (c_2);
- максимальная стрела прогиба вмятины (глубина), W_{00} (W_{P0});
- максимальная высота гофра H_2 ;
- толщина стенки трубы δ в местах изменения ее геометрии.

Проводится визуальный контроль дефекта, в процессе которого проверяется соответствие реального типа дефекта типу, указанному в отчете по внутритрубной диагностике.

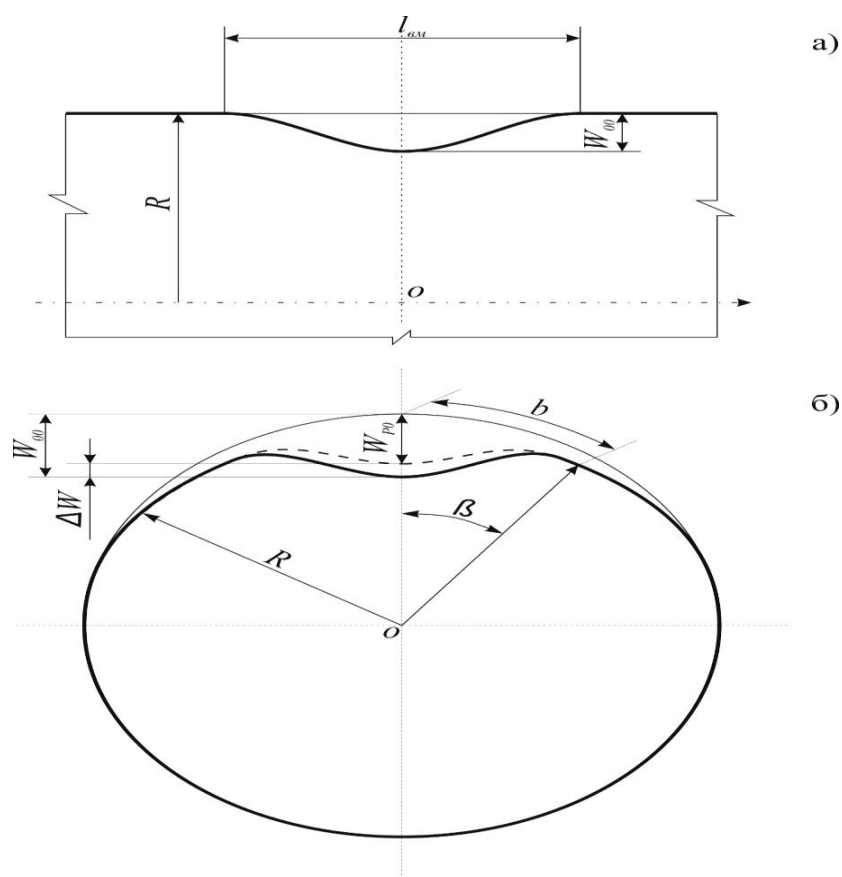


Рисунок 1.2. Продольное (а) и поперечное (б) сечения трубопровода в области вмятины

Параметры вмятины и гофра определяются визуально-измерительным методом. Размер дефекта вдоль образующей трубы l определяется как расстояние вдоль трубы между двумя крайними точками дефекта. Размер дефекта по окружности трубы c определяется как расстояние в окружном направлении между двумя крайними точками дефекта. Глубина W_{00} (W_{P0}) и высота H_2 дефекта измеряется штангенглубиномером или микрометром-глубиномером.

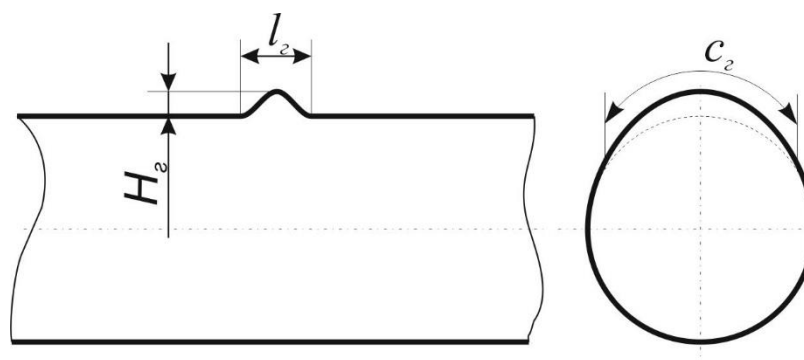


Рисунок 1.3. Гофр

Измерение глубины (высоты) дефекта штангенглубиномером или микрометром-глубиномером должно производиться с помощью опорной планки. Расстояние между опорами планки должно быть больше размера дефекта вдоль оси трубы. Планка должна устанавливаться на бездефектные участки трубы.

За глубину (высоту) дефекта принимается максимальное значение из измеренных в разных точках дефекта. Толщина стенки трубы в местах изменения ее геометрии и в окрестностях дефекта (на расстоянии 40÷50 мм от его границ) измеряется ультразвуковым толщиномером. В случае наличия на обследуемом участке нескольких дефектов проводятся измерения параметров каждого дефекта с указанием расстояния между ними. В случае если вмятина или гофр примыкают к сварному шву или расположены на сварном шве, дополнительно должно быть измерено расстояние границы дефекта от поперечного и (или) продольного сварных швов.

Расстоянием от дефекта до сварного шва является расстояние между параллельными прямыми, одна из которых проходит по краю сварного шва, другая – по границе дефекта. Участок шва, к которому примыкает или на котором расположен дефект, подлежит ультразвуковому контролю.

Протяженность участка шва, подлежащая контролю, складывается из длины зоны примыкания дефекта и участков длиной по 100 мм в каждую сторону от зоны примыкания (рисунок 1.4).

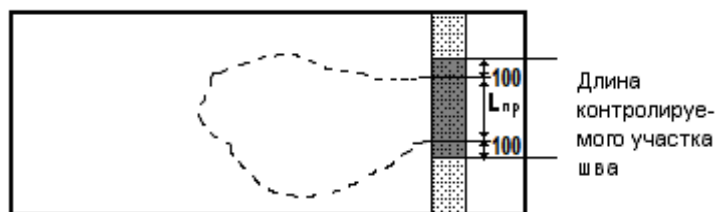


Рисунок 1.4. Длина контролируемого участка шва

Вмятина и гофр должны быть обследованы на наличие в них дополнительных дефектов. Наличие наружных дополнительных дефектов (риски, задира, наружной потери металла, трещин и расслоений, выходящих на поверхность) определяется визуальным методом и (или) методом цветной или магнитопорошковой дефектоскопии.

Наличие внутренних дополнительных дефектов (внутренней потери металла, трещин и расслоений металла трубы) определяется ультразвуковым методом. При обнаружении дополнительного дефекта должен проводиться контроль его параметров в соответствии с типом дефекта.

Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: линейка, рулетка, штангенциркуль, штангенглубиномер, микрометрический глубиномер (для контроля дополнительных дефектов), поверочная линейка на кронштейнах, ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, переносной магнитопорошковый дефектоскоп, дефектоскопический комплект для цветной дефектоскопии.

Овальность параметры сужения определяются визуальным и измерительным методом.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Измеряемыми параметрами являются:

– наименьший D_{min} и наибольший D_{max} диаметр трубы в зоне дефекта (рисунок 1.5);

– координаты сечения (расстояние от/до кольцевых швов), в котором труба имеет наименьший/наибольший диаметр.

Диаметр трубы измеряют микрометром гладким или штангенциркулем с шагом 50 мм вдоль оси трубы. Из полученных данных выбирают наименьшее – D_{min} и наибольшее – D_{max} значения. Измеренную величину и координаты места измерения заносят в Акт о проведении дополнительного обследования. Измеряются расстояния от точки с наименьшим и наибольшим диаметром до границы дефекта, до ближайшего кольцевого шва, до продольного шва, до верхней образующей трубы. Толщина стенки трубы в местах изменения ее геометрии измеряется ультразвуковым толщиномером. Определяется местоположение сечения, в котором диаметр трубы вследствие деформации имеет наименьшее и наибольшее значения. Если овальность трубы сопровождается наличием вмятины, то дополнительно измеряются параметры комбинированного дефекта «сужение + вмятина».

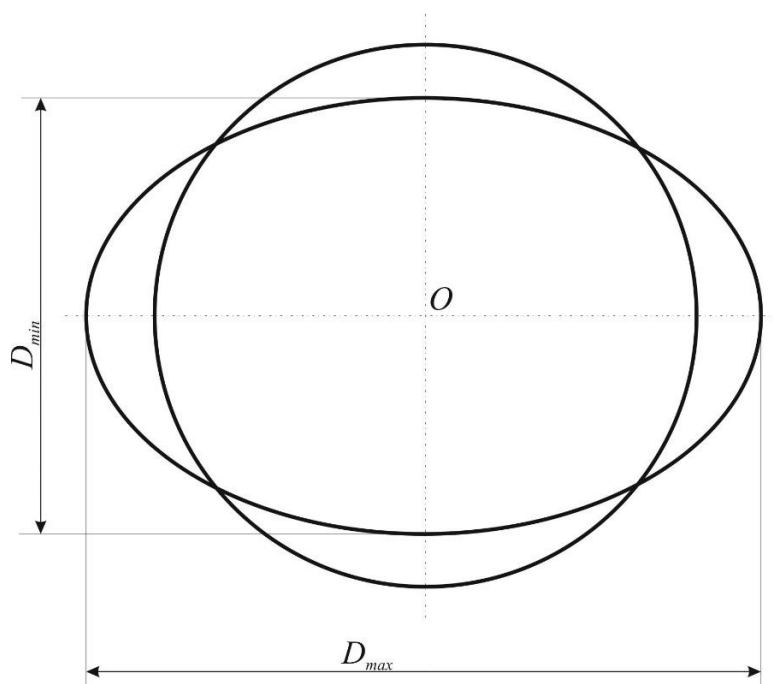


Рисунок 1.5. Овальность трубопровода

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Комбинированный дефект «сужение + вмятина» должен быть обследован на наличие дополнительных дефектов. При обнаружении дополнительного дефекта должен проводиться контроль его параметров в соответствии с типом дефекта. Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: микрометр гладкий (рычажный) или штангенциркуль, линейка, рулетка, штангенциркуль, штангенглубиномер, микрометрический глубиномер (для контроля дополнительных дефектов), поверочная линейка на кронштейнах, ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, переносной магнитопорошковый дефектоскоп.

1.4.2. Дефекты потери металла

Потеря металла коррозионного происхождения

Измеряемыми параметрами дефекта являются (Рисунки 1.6 и 1.7.):

- размер дефекта (зоны) вдоль образующей трубы l_k ;
- размер дефекта (зоны) по окружности трубы s_k ;
- максимальная глубина дефекта d_k (для внешней потери);
- остаточная толщина стенки $\delta_{ост}$ (для внутренней потери);
- расстояние от границы дефекта (зоны) до поперечного и продольного сварных швов.

Проводится визуальный контроль дефекта, в процессе которого проверяется соответствие реального типа дефекта типу, указанному в отчете по внутритрубной диагностике. Параметры наружной потери металла определяются визуально-измерительным методом.

Перед измерением определяется тип дефекта (одиночный или объединенный). Очерчиваются границы коррозионного повреждения.

Необходимо измерять параметры каждого одиночного дефекта. В случае схематизации групповых дефектов измеряется глубина каждого, объединенного в группу взаимодействующих. За глубину дефекта принимается максимальная величина из измеренных в разных точках дефекта.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

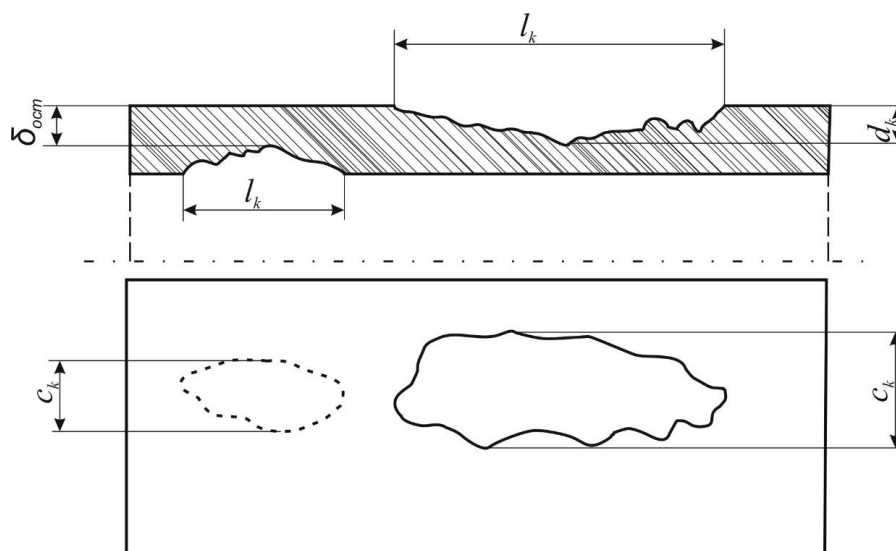


Рисунок 1.6. Дефект потери металла (наружная и внутренняя)

Размер дефекта (дефектной области) вдоль образующей трубы l_k определяется как расстояние вдоль трубы между двумя крайними точками дефекта, в которых глубина дефекта не превышает погрешности инструмента, используемого для измерения глубины дефекта.

Размер дефекта (дефектного участка) по окружности трубы c_k определяется как расстояние в окружном направлении между двумя крайними точками дефекта, в которых глубина дефекта не превышает погрешности инструмента, используемого для измерения глубины дефекта.

Глубина d_k наружной потери металла измеряется штангенглубиномером или микрометром-глубиномером. Измерение глубины дефекта штангенглубиномером или микрометром-глубиномером должно производиться с помощью опорной планки. Расстояние между опорами планки должно быть больше размера дефекта вдоль оси трубы. Устанавливаться планка должна на бездефектные участки трубы. Глубину дефектов измеряют по всей длине дефектной области в ее кольцевых сечениях, расположенных на расстоянии не более 25 мм друг от друга. В таблицу заносят максимальные значения глубины дефектов по результатам измерений в каждом кольцевом сечении.

За глубину дефекта (дефектного участка) принимается максимальная величина из измеренных в разных точках дефекта (дефектного участка).

Контроль толщины стенки трубы производится на расстоянии не менее 40÷50 мм от границ дефекта.

Если коррозионный дефект расположен на внутренней поверхности трубы (коррозия внутренняя), границы коррозионного повреждения и остаточная толщина стенки $\delta_{ост}$ должны определяться с помощью ультразвукового толщиномера и (или) ультразвукового дефектоскопа. Участок шва, к которому примыкает или на котором расположен коррозионный дефект на внутренней поверхности трубы, подлежит ультразвуковому контролю. Дефект считается примыкающим к сварному шву в случае его расположения на расстоянии $3\delta_n$ и менее от сварного шва.

Расстоянием от дефекта до сварного шва является расстояние между параллельными прямыми, одна из которых проходит по краю сварного шва, другая – по границе дефекта.

В случае совпадения координат наружной и внутренней коррозии (рисунок 1.7) проводится измерение остаточной толщины стенки с помощью ультразвукового дефектоскопа.

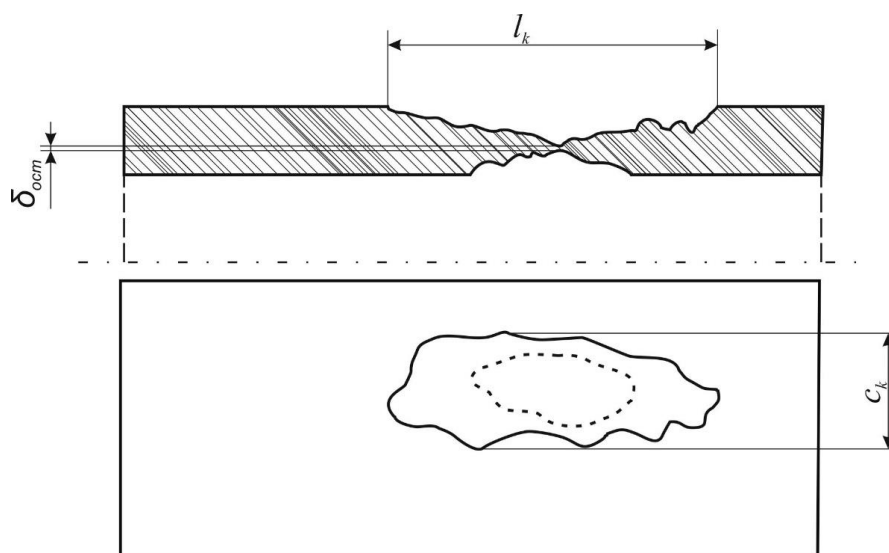


Рисунок 1.7. Остаточная толщина стенки при комбинации наружной и внутренней потери металла

Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, линейка, рулетка,

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

лупа, штангенциркуль, штангенглубиномер, микрометр-глубиномер, универсальный шаблон сварщика (для контроля геометрических параметров швов, примыкающих к коррозионным дефектам), опорные планки.

Дефекты механического происхождения (риски, царапины, задиры)

Измеряемые параметры дефектов механического происхождения (рисунок 1.8):

- размеры дефекта вдоль образующей трубы l_m ;
- размер дефекта по окружности трубы c_m ;
- ширина дефекта b_m ;
- максимальная глубина дефекта d_m ;
- расстояние от границы дефекта до поперечного (А) и (или) продольного (В) сварных швов (см. рисунок 1.8).

Проводится визуальный контроль дефекта, в процессе которого проверяется соответствие реального типа дефекта типу, указанному в отчете по внутритрубной диагностике. Параметры наружных дефектов механического происхождения (риски, царапины, задиры) определяются визуально-измерительным методом и методом цветной или магнитопорошковой дефектоскопии. Размер дефекта вдоль образующей трубы l_m определяется как расстояние вдоль трубы между двумя крайними точками дефекта, в которых глубина дефекта не превышает погрешности инструмента, используемого для измерения глубины дефекта. Размер дефекта по окружности трубы c_m определяется как расстояние в окружном направлении между двумя крайними точками дефекта, в которых глубина дефекта не превышает погрешности инструмента, используемого для измерения глубины дефекта. Раскрытие дефекта b_m определяется как максимальное расстояние в направлении перпендикулярном продольной оси дефекта между двумя крайними точками дефекта, в которых глубина дефекта не превышает погрешности инструмента, используемого для измерения глубины дефекта.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

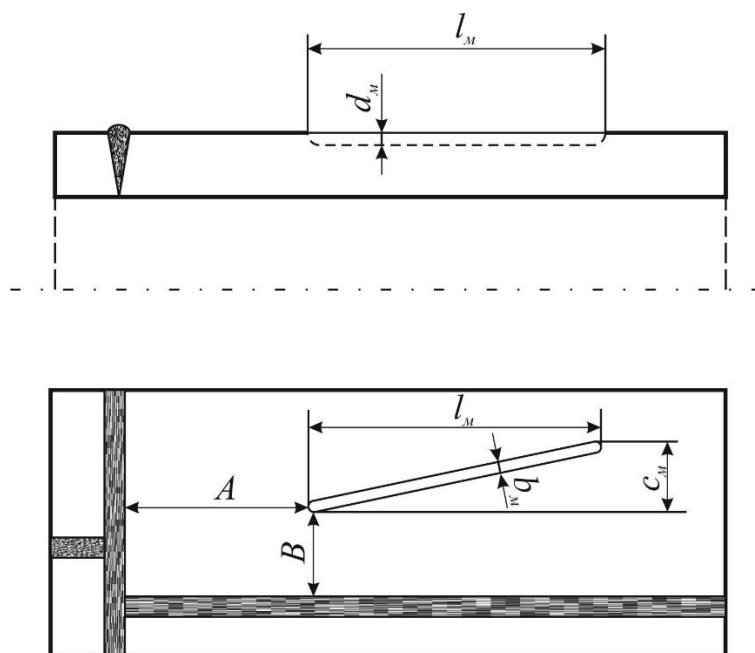


Рисунок 1.8. Риска, задира, механическое повреждение

Глубина d_m дефекта измеряется штангенглубиномером или микрометром-глубиномером. Измерение глубины дефекта штангенглубиномером или микрометром-глубиномером должно производиться с помощью опорной планки. Расстояние между опорами планки должно быть больше размера дефекта вдоль оси трубы. Планка должна устанавливаться на бездефектные участки трубы. За глубину дефекта принимается максимальное из измеренных в разных точках дефекта значение глубины.

Измерение толщины стенки трубы проводится ультразвуковым толщиномером в окрестности зоны дефекта (на расстоянии $40 \div 50$ мм от его границ).

В случае если дефекты механического происхождения примыкают к сварному шву или расположены на сварном шве, дополнительно должно быть измерено расстояние границы дефекта от поперечного и (или) продольного сварных швов. Дефект считается примыкающим к сварному шву, если он расположен на расстоянии $3\delta_n$ и менее от сварного шва. Расстояние от дефекта до сварного шва измеряется как расстояние между параллельными прямыми, одна из которых проходит по границе сварного шва, другая – по краю дефекта.

Участок шва, к которому примыкает или на котором расположен дефект, подлежит ультразвуковому контролю.

Длина участка шва, подлежащая контролю, складывается из длины зоны примыкания дефекта и участков длиной по 100 мм в каждую сторону от зоны примыкания. Дефекты механического происхождения (риски, задиры и т.д.) должны проверяться на наличие дополнительных дефектов – трещин. Поверхность дна дефекта должна проверяться с помощью лупы 4÷10 кратного увеличения. Внутренние дефекты механического происхождения (риски, задиры и т.д.) должны быть обследованы ультразвуковым дефектоскопом с наклонным преобразователем для уточнения параметров глубины залегания дефекта и его протяженности.

В случае обнаружения трещины, для определения ее параметров, проводится ультразвуковая дефектоскопия и (или) цветная или магнитопорошковая дефектоскопия. Ультразвуковая дефектоскопия должна проводиться наклонным преобразователем, работающим по совмещенной или раздельно-совмещенной схеме.

Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, магнитопорошковый дефектоскоп, дефектоскопический комплект для цветной дефектоскопии, штангенциркуль, штангенглубиномер, микрометрический глубиномер, опорные планки, линейка, рулетка, лупа.

1.4.3. Дефекты стенки трубопровода

Дефекты проката

К дефектам проката относятся рябизна, плены, закаты и др. поверхностные дефекты.

Измеряемые параметры дефектов стенки трубопровода:

- размеры дефекта вдоль образующей трубы $l_{дн}$;
- размеры дефекта по окружности трубы $c_{дн}$;
- глубина дефекта от внешней поверхности стенки трубы $d_{дн}$.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Параметры дефектов поверхности трубы определяются визуально-измерительным, ультразвуковым методами и (или) методом цветной или магнитопорошковой дефектоскопии.

Границы дефекта определяются визуальным методом с помощью лупы $4\div 10$ кратного увеличения. Определение глубины залегания плен и закатов и уточнение их границ следует проводить ультразвуковым толщиномером и (или) ультразвуковым дефектоскопом с прямым преобразователем. Определение границ дефекта выполняется путем сканирования датчиком области его залегания. По результатам сканирования на поверхность трубы наносится контур дефекта. Схема расположения дефекта должна иметь привязку к ближайшим сварным швам. Разметка не должна стираться при осуществлении процесса сканирования.

Глубина углублений при рябизне измеряется штангенглубиномером или микрометром-глубиномером. Проводится измерение толщины стенки трубы ультразвуковым толщиномером в окрестности зоны дефекта (на расстоянии $40\div 50$ мм от его границ).

Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, магнитопорошковый дефектоскоп, дефектоскопический комплект для цветной дефектоскопии, штангенциркуль, штангенглубиномер, микрометрический глубиномер, линейка, рулетка, лупа, опорные планки.

Расслоения

Измеряемые параметры расслоения металла трубы (рисунок 1.9):

- размеры дефекта вдоль образующей трубы l_p ;
- размеры дефекта по окружности трубы c_p ;
- глубина залегания расслоения от внешней поверхности стенки трубы h_p ;
- глубина расслоения d_p .

Проводится визуальный и ультразвуковой контроль дефекта, в процессе которого проверяется соответствие реального типа дефекта типу, указанному в

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

отчете по внутритрубной диагностике. Параметры расслоения металла трубы определяются визуально-измерительным, ультразвуковым методами, и (или) методом цветной или магнитопорошковой дефектоскопии.

Определение глубины залегания расслоения и уточнение его границ следует проводить ультразвуковым толщиномером и (или) ультразвуковым дефектоскопом с прямым преобразователем

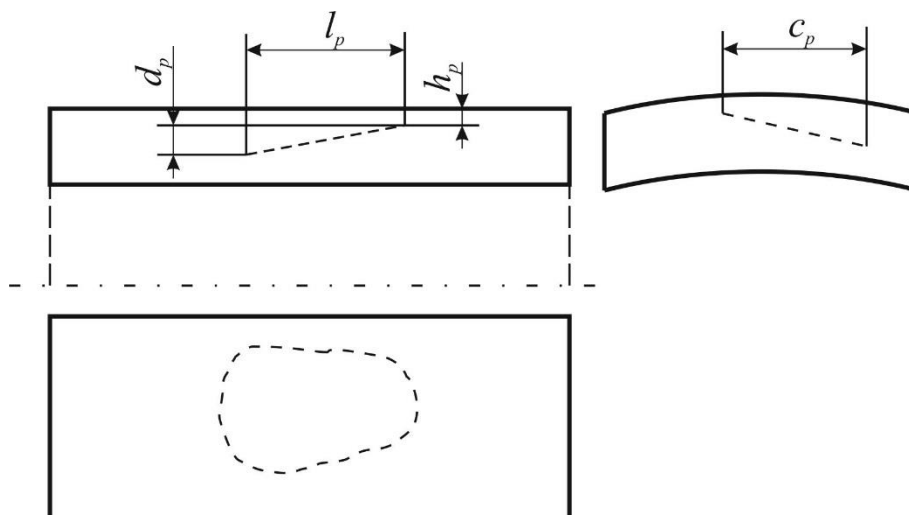


Рисунок 1.9. Расслоение

Определение границ дефекта выполняется путем сканирования датчиком области залегания расслоения. По результатам сканирования на поверхность трубы наносится контур дефекта. Схема расположения дефекта должна иметь привязку к ближайшим сварным швам. Разметка не должна стираться при осуществлении процесса сканирования. Проводится измерение толщины стенки трубы ультразвуковым толщиномером в окрестности зоны дефекта (на расстоянии $40 \div 50$ мм от его границ).

В случае если дефект находится в зоне поперечного и (или) продольного сварного шва (рисунок 1.10) дополнительно определяется длина примыкания расслоения к сварному шву $L_{пр}$. В этом случае необходимо провести визуальный и ультразвуковой контроль примыкающих участков сварных швов на наличие недопустимых дефектов.

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если он расположен на расстоянии $3\delta_n$ и менее от сварного шва.

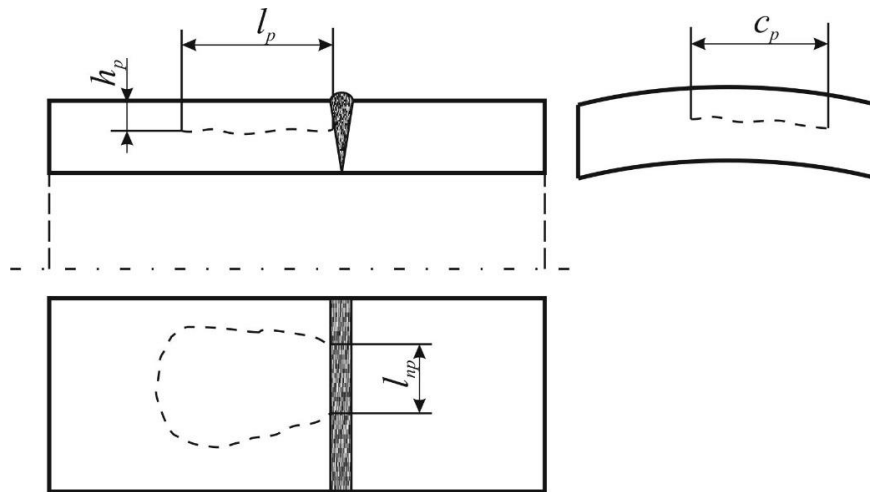


Рисунок 1.10. Расслоение в околошовной зоне

Длина участка шва, подлежащая контролю, складывается из длины зоны примыкания и участков длиной по 100 мм в каждую сторону от зоны примыкания.

В случае выхода расслоения на поверхность (рисунок 1.11) дополнительно определяются:

- максимальная глубина расслоения d_p ;
- протяженность границы выхода на поверхность l_6 .

Границы выхода расслоения на внутреннюю поверхность трубы оцениваются по результатам ультразвуковой толщинометрии и ультразвуковой дефектоскопии прямым преобразователем.

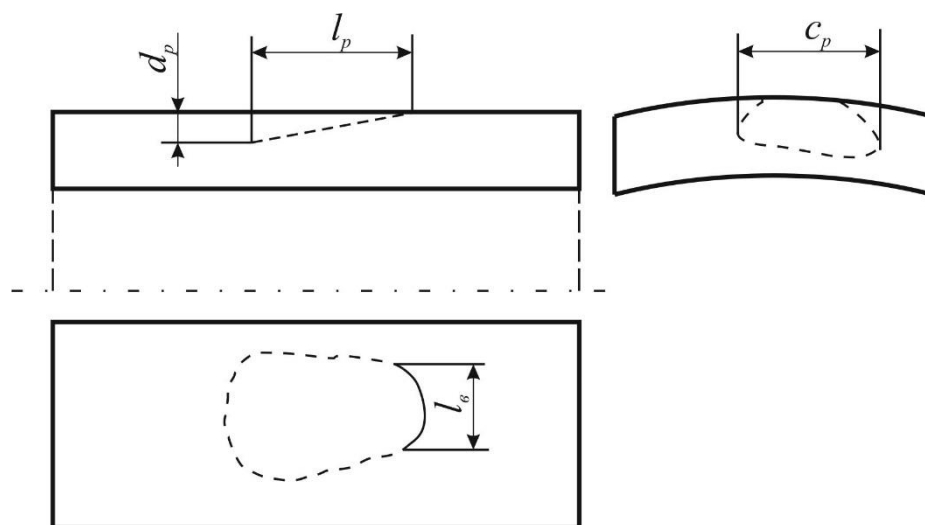


Рисунок 1.11. Расслоение с выходом на поверхность

Границы выхода расслоения на наружную поверхность должны уточняться с помощью лупы 4÷10 кратного увеличения и (или) метода цветной или магнитопорошковой дефектоскопии.

Участок трубы в пределах границ расслоения и примыкающая к ним зона шириной не менее 100 мм должны проверяться на наличие дополнительных дефектов визуально-измерительным и вихретоковым методами. При наличии дополнительного дефекта в зоне расслоения должны определяться параметры этого дефекта в соответствии с его типом.

Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, переносной магнитопорошковый дефектоскоп, вихретоковый дефектоскоп, дефектоскопический комплект для цветной дефектоскопии, штангенциркуль, рулетка, линейка, лупа.

Трещина в основном металле трубы

Измеряемые параметры трещины в металле трубы (рисунок 1.12):

- размер дефекта вдоль образующей трубы $l_{тр}$;
- размер дефекта по окружности трубы $c_{тр}$;
- максимальная глубина дефекта $d_{тр}$;
- глубина залегания трещины $h_{тр}$;
- расстояние границы дефекта от поперечного A и (или) продольного B сварных швов.

Проводится визуальный контроль дефекта, в процессе которого проверяется соответствие реального типа дефекта типу, указанному в отчете по внутритрубной диагностике. Параметры трещины в основном металле трубы определяются визуально-измерительным, ультразвуковым и вихретоковым методами.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

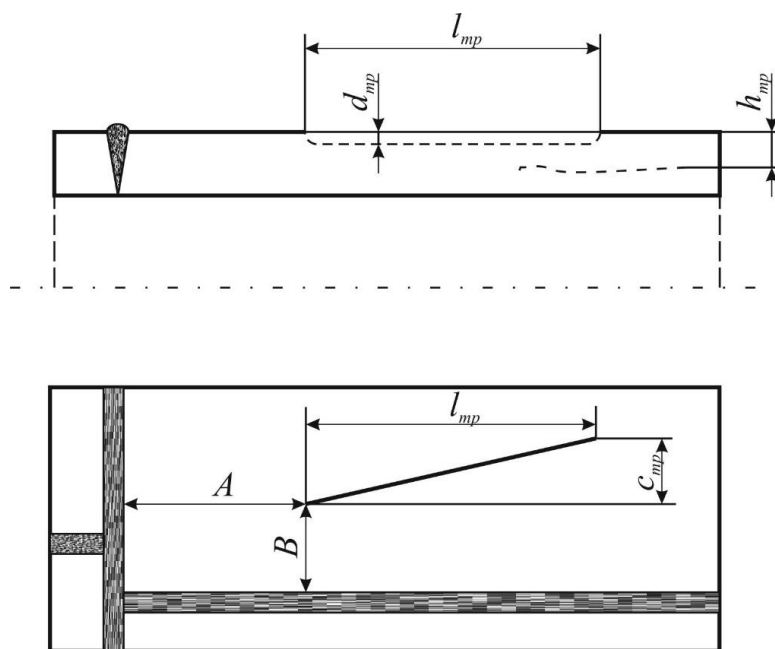


Рис. 1.12. Трещина

В случае примыкания границы трещины к поперечному и (или) продольному сварным швам необходимо провести ультразвуковую дефектоскопию примыкающих участков сварных швов с целью определения возможного распространения в них обнаруженной трещины. Дефект считается примыкающим к сварному шву в случае его расположения на расстоянии $3\delta_n$ и менее от сварного шва. Длина участка шва, подлежащая контролю, складывается из длины зоны примыкания и участков длиной по 100 мм в каждую сторону от зоны примыкания.

Ультразвуковая дефектоскопия сварного шва должна проводиться с обеих сторон сварного шва наклонными преобразователями. Границы выхода трещины на наружную поверхность должны уточняться с помощью лупы 4÷10 кратного увеличения и (или) метода цветной или магнитопорошковой дефектоскопии. Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, переносной магнитопорошковый дефектоскоп, вихретоковый дефектоскоп, дефектоскопический комплект для цветной дефектоскопии, линейка, рулетка, лупа.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

1.4.4. Дефекты сварных швов (поперечных, продольных и спиральных)

Несплошности плоскостного типа (трещины, непровары, несплавления)

Измеряемые параметры несплошностей плоскостного типа (рисунок 1.13):

– максимальная глубина залегания дефекта (h);

– условная протяженность дефекта (l).

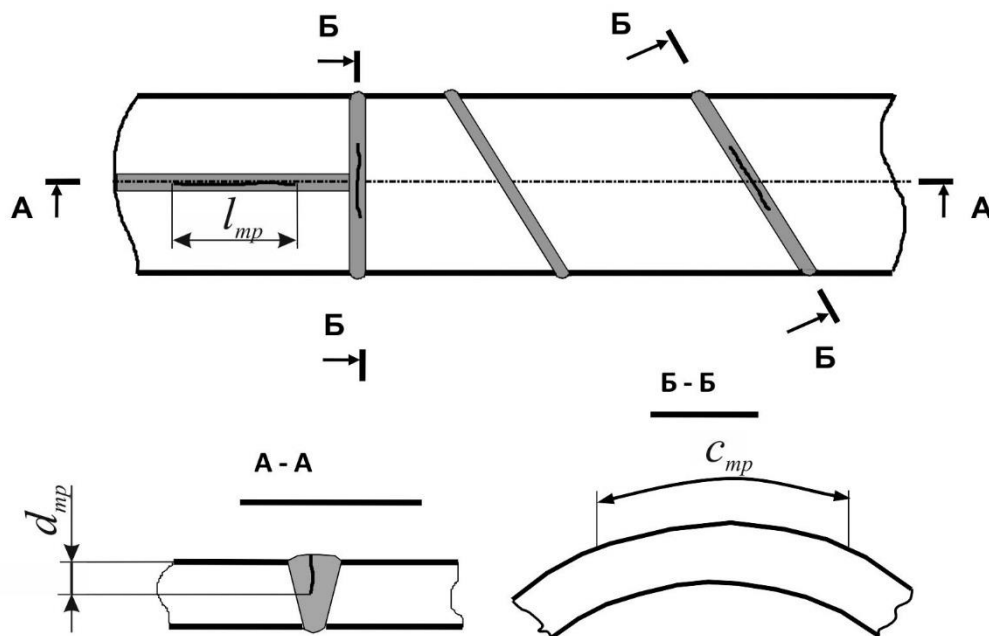


Рисунок 1.13. Несплошности плоскостного типа в сварных швах

Для обнаружения поверхностных трещин участок сварного шва контролируется визуально-измерительным, ультразвуковым методами и (или) методом цветной или магнитопорошковой дефектоскопии с помощью лупы 4÷10 кратного увеличения, а при возможности проведения – методом РК.

Ультразвуковая дефектоскопия сварного шва должна проводиться с обеих сторон сварного шва ультразвуковым дефектоскопом с наклонными и прямыми преобразователями.

При проведении ультразвукового контроля поперечных сварных швов необходимо руководствоваться требованиями и нормами. При контроле ультразвуковым дефектоскопом допускается применять раздельную и совмещенную схемы включения преобразователей.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

При проведении радиографического контроля необходимо руководствоваться нормами, указанными в разделе 9 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

Инструменты и приборы для проведения дополнительного обследования: УШС, рулетка, лупа, магнитопорошковый дефектоскоп, ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, дефектоскопический комплект для цветной дефектоскопии, штангенциркуль, оборудование и принадлежности для проведения радиографического контроля (при возможности проведения РК).

Внутренние дефекты сварного шва (внутренние поры, шлаковые включения)

Измеряемыми параметрами внутренних пор и шлаковых включений (цепочек и скоплений пор и шлаковых включений) являются:

- максимальная глубина залегания (h);
- условная протяженность (l).

Контроль дефектов осуществляется ультразвуковой дефектоскопией, а при возможности проведения – методом РК.

УЗК сварного шва должна проводиться с обеих сторон сварного шва ультразвуковым дефектоскопом с наклонными преобразователями. При контроле ультразвуковым дефектоскопом допускается применять отдельную и совмещенную схемы включения преобразователей.

Инструменты и приборы для проведения дополнительного контроля: рулетка, ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп, оборудование и принадлежности для проведения радиографического контроля (при возможности проведения РК).

Наружные дефекты (подрез, свищ, утяжина и дефекты геометрии швов)

При проведении визуального и измерительного контроля сварного шва следует руководствоваться требованиями раздела 8 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

Измеряемые параметры наружных дефектов:

- подрез – глубина, длина;
- свищ – не допускается;

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

- утяжина – глубина, длина;
- дефекты геометрии – высота и ширина усиления.

Глубина утяжины и ее условная протяженность определяются с помощью ультразвукового дефектоскопа. Инструменты и приборы для проведения дополнительного контроля: УШС, лупа измерительная, микрометрический глубиномер с опорной планкой, рулетка, штангенциркуль, ультразвуковой толщиномер, ультразвуковой дефектоскоп.

Смещение кромок

Измеряемыми параметрами являются величина смещения кромок Δ и протяженность смещения l (рисунок 1.14).



Рисунок 1.14. Смещение кромок

Разнотолщинность

Измеряемыми параметрами при контроле разнотолщинности является толщина свариваемых элементов.

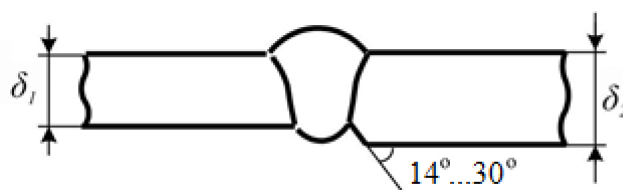


Рисунок 1.15. Разнотолщинность

Измерение толщины проводится ультразвуковым методом.

Разнотолщинность труб до 1,5 толщины более толстого свариваемого элемента допускается при специальной разделке кромок.

Наличие специальной разделки кромок выявляется ультразвуковым методом – наклонным преобразователем со стороны более толстого элемента. Признаком специальной разделки кромок является отсутствие

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

сигнала на экране дефектоскопа при контроле корневого шва. Наличие сигнала свидетельствует об отсутствии специальной разделки.

Схема ультразвукового контроля наличия специальной разделки при разнотолщинности показана на рисунке 1.16.

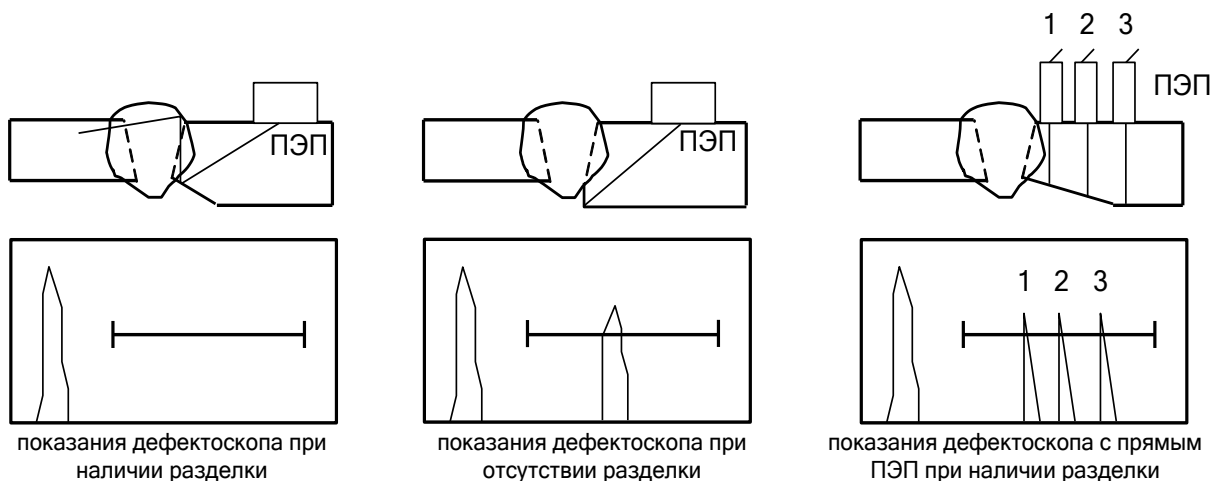


Рисунок 1.16. Схема ультразвукового контроля наличия специальной разделки при разнотолщинности

Инструменты и приборы для проведения дополнительного контроля: измерение смещения проводится при помощи микрометрического глубиномера с опорной планкой или штангенциркуля, протяженность смещения измеряется при помощи рулетки, ультразвуковой дефектоскоп, ультразвуковой толщиномер.

1.4.5. Комбинированные дефекты

При наличии комбинированных дефектов определяются параметры каждого дефекта в соответствии с его типом.

При комбинации дефекта типа потеря металла (риска, задир) с дефектом геометрии (вмятины, гофры) необходимо проводить капиллярный или магнитопорошковый контроль зоны дефектов типа риска, задир для выявления трещиноподобных дефектов.

1.5. Объемы и методы контроля труб и соединительных деталей трубопроводов

При обследовании труб и СДТ применяют методы и приборы неразрушающего контроля, позволяющие выявлять дефекты, указанные в строках 1, 3-6 таблицы 1.2.

Таблица 1.2 – Классификация дефектов труб и СДТ

№	Категория дефектов	Условия возникновения	Наименование дефектов	Нормативная документация
1	Поверхностные дефекты основного металла	При прокате листов	Волосовина, слиточная плена, раскатанная трещина, прокатная плена, трещина напряжения, подрез, закат, риска, надрывы, продир, царапина и др.	ГОСТ 21014
		При изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке и монтаже труб и СДТ	Царапины, риски, подрезы, задир, забойны	
		При хранении и эксплуатации труб и СДТ	Коррозионные и стресс-коррозионные дефекты	ГОСТ 5272
2	Внутренние дефекты основного металла	При производстве литых заготовок	Горячая трещина, холодная трещина, межкристаллическая трещина, газовая раковина, ситовидная раковина, усадочная раковина, металлическое включение, неметаллическое включение, ликвация, флокен	ГОСТ 19200
3	Поверхностные дефекты заводских сварных швов	При изготовлении заготовок труб и СДТ	Трещины, микротрещины, раковины, поры, свищи в сварном шве, поверхностное окисление сварного шва, подрез зоны сплавления, брызги металла	
4	Внутренние дефекты заводских сварных швов	При изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации	Раковины, поры, непровар (несплавление), трещины, шлаковые включения	
5	Дефекты геометрии заводских сварных швов		Вогнутость корня шва, наплыв на сварном соединении, смещение кромок	
6	Дефекты геометрии труб и СДТ		Вмятина, гофр, кривизна, овальность	

Совокупность применяемых методов и приборов контроля должна обеспечивать выявление дефектов наружной поверхности труб и СДТ глубиной 0,3 мм и более. Внесению в ведомость дефектов, оценке и устранению подлежат все обнаруженные стресс-коррозионные дефекты, а также другие поверхностные дефекты, под которыми остаточная толщина стенки трубы выходит за пределы минусового допуска на толщину стенки трубы.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Минимальную глубину (высоту) регистрируемых и оцениваемых вмятин и гофров принимают равной 3 мм или 0,3 от толщины стенки трубы или СДТ менее 10 мм.

Требования к методам и приборам неразрушающего контроля для выявления дефектов монтажных кольцевых сварных соединений приведены в СТО Газпром 2-2.4-083.

Обследование участков газопроводов проводят наружными сканерами дефектоскопами и средствами визуального, измерительного, вихретокового, ультразвукового, магнитопорошкового контроля, после предварительной очистки газопровода (старого изоляционного покрытия). Требования к чистоте (шероховатости) очищенной поверхности принимают с учетом возможностей применяемых ремонтных технологий, технических средств очистки поверхности и приборов неразрушающего контроля. Условия для проведения обследования (очистку газопровода, подъем на соответствующую высоту, водопонижение и т.д.) обеспечивает организация, выполняющая ремонт газопровода.

Допускается проводить обследование без применения сканеров дефектоскопов газопроводов диаметром 530 мм и менее, а также отдельных участков газопроводов длиной меньше 36 м. При измерении параметров дефектов и выемок, образовавшихся при их вышлифовке, рекомендуется применять приборы, обеспечивающие электронную запись и передачу результатов в компьютер для выполнения расчетов.

При обследовании должны быть использованы результаты обследований, выполненных до вывода участка газопровода в ремонт (результаты ВТД, обследования в шурфах и т.п.).

Визуальный контроль нижнего сегмента труб и СДТ проводят с использованием специальных зеркал диаметром не менее 150 мм.

При капитальном ремонте участков газопроводов методом переизоляции должны быть обследованы все переизолируемые трубы и СДТ. Переизоляция не обследованных или частично обследованных труб и СДТ не допускается.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обследование переизолируемых участков газопроводов выполняют по технологии, утвержденной или согласованной ПАО «Газпром».

Объемы неразрушающего контроля при обследовании участков газопроводов принимают в зависимости от технического состояния труб и СДТ.

– Обследование сканерами-дефектоскопами выполняют в объеме 100 % поверхности труб и СДТ.

– Визуальный и измерительный контроль выполняют в объеме 100 % поверхности труб и СДТ для выявления дефектов основного металла (коррозионных дефектов, вмятин, гофров, царапин, задигов и др.) и сварных соединений (подрезов, смещения кромок и др.), а также определения геометрических размеров труб, СДТ и выявленных дефектов.

– Ультразвуковой контроль локальных участков поверхности металла труб, заводских сварных швов по результатам обследования сканерами-дефектоскопами, визуального и измерительного контроля выполняют в объеме не менее 0,2 % от площади поверхности труб и не менее 1 % от протяженности заводских сварных швов, а также участков заводских сварных швов длиной 0,2 м, примыкающих к монтажным сварным швам. При выявлении признаков ремонта заводских или монтажных сварных швов их контролируют по всей протяженности. Если для обследования участка газопровода не применялся наружный сканер-дефектоскоп, то ультразвуковой контроль должен быть выполнен в объеме не менее 0,5 % от площади поверхности труб и не менее 2 % от протяженности заводских сварных швов, а также участков заводских сварных швов длиной 0,2 м, примыкающих к монтажным сварным швам.

– Вихретоковый контроль выполняют в объеме не менее 3 % от площади поверхности каждой трубы и СДТ для выявления стресс-коррозионных дефектов, а также определения их геометрических размеров. Если для обследования участка газопровода не применялся наружный сканер-дефектоскоп, то вихретоковый контроль выполняют в объеме не менее 5 % от площади поверхности каждой трубы и СДТ.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Обследование характерных участков труб и СДТ с признаками условий КРН выполняют вихретоковыми дефектоскопами и другими методами с порогом чувствительности по глубине обнаруживаемых стресс-коррозионных трещин не более 0,3 мм.

Перед поиском стресс-коррозионных дефектов чувствительность и пороговый уровень вихретокового дефектоскопа настраивают по стандартному образцу с риской. Преобразователь вихретокового дефектоскопа устанавливают на поверхность исследуемого участка, проводят настройку прибора на минимальное значение показаний дефектоскопа в пределах участка. Сканируют поверхность участка с шагом, не превышающим величину диаметра рабочей части преобразователя. При срабатывании порогового устройства и появлении на экране дефектоскопа показаний, превышающих значения, установленные при настройке дефектоскопа на стандартный образец, производят зачистку участка с предполагаемыми дефектами КРН.

С использованием лупы определяют наличие стресс-коррозионных дефектов. При визуальном обнаружении стресс-коррозионных трещин трубу вырезают.

При обнаружении стресс-коррозионных дефектов труб и СДТ их дополнительно обследуют в объеме 100% от площади поверхности в базовых или заводских условиях.

– Магнитопорошковый контроль для визуализации выявленных поверхностных металлургических и стресс-коррозионных дефектов выполняют в объеме не менее 10 % от числа выявленных дефектов и аномалий.

– Толщинометрию бездефектных стенок труб или СДТ выполняют не менее, чем в 4 точках на каждый элемент (лист) трубы или СДТ. Толщинометрию стенок труб и СДТ в местах их утонения более 10 % от толщины стенки выполняют по сетке с шагом не более 25 мм (на участках с утонением менее 10 % от толщины стенки шаг измерений не регламентируется). При длине утонений более 500 мм допускается увеличивать шаг измерений до 100 мм на участках утонений глубиной менее 50% от максимальной глубины утонений.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

– Контроль кольцевых монтажных сварных соединений (объемы, методы и оценку качества) осуществляют в соответствии с требованиями гл. 7 СТО Газпром 2-2.4-715.

При обследовании газопроводов допускается применять дополнительные методы неразрушающего контроля (рентгеновский, капиллярный и др.) в соответствии с согласованными или утвержденными ПАО «Газпром» нормативными и техническими документами.

При проведении неразрушающего контроля труб и СДТ руководствуются: –
– при проведении визуального и измерительного контроля - РД 03-606-03;
– при проведении ультразвукового контроля – ГОСТ 12503, ГОСТ 14782, ГОСТ 23667, ГОСТ 28702;
– при проведении радиографического контроля – ГОСТ 3242, ГОСТ 7512;
– при проведении вихретокового контроля – ГОСТ 24289, ГОСТ 8.283, ГОСТ 26697, ASTM E309-11 [8], ГОСТ Р ИСО 15549;
– при проведении магнитопорошкового контроля – ГОСТ 21105.

1.6. Порядок и сроки оформления документации по результатам дополнительного обследования дефектов в шурфах, сроки хранения результатов дополнительного обследования

По результатам дополнительного обследования дефектов в шурфах оформляется пакет документов о проведенном обследовании, в состав которого входит: акт о проведенном дополнительном обследовании аномалий трубы (далее – Акт обследования), схема расположения дефектов на поверхности стенки трубы, ведомость дефектов трубы, заключения по неразрушающим методам контроля и фотографический снимок зоны обследования дефекта (при необходимости).

Программа «Акт ДДО» предназначена для оформления результатов натурного обследования в шурфах дефектных труб, выявленных при проведении ВТД. Данная программа позволяет автоматически заполнять три формы («Акт о проведении дополнительного обследования дефектов труб»,

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

«Схема расположения дефектов на развертке трубы», «Ведомость дефектов») при однократном введении исходных данных на листе «Бланк для заполнения».

Программа оформлена в виде файла Акт ДДО.xlsm Microsoft Excel 2007. Для ее реализации на ПК должна быть установлена русскоязычная версия данного редактора в приложении А.

Результаты дополнительного обследования аномалий оформляются Актом обследования, форма которого приведена в Приложении Б. Акт о проведении дополнительного обследования аномалий трубы должен содержать:

- наименование ГТП;
- наименование ЛПУМГ (ЛПУМТ);
- наименование магистрального трубопровода;
- наименование участка МГ (МТ) (согласно отчету о проведенной ВТД);
- километраж (пикет) по трассе магистрального трубопровода;
- наименование организации, проводившей внутритрубное обследование;
- дистанцию начала трубы (поперечного сварного шва) по отчету ВТД;
- номер дефектной трубы и номер аномалии по отчету ВТД;
- тип, марку стали, диаметр, номинальную толщину стенки трубы;
- нормативно-техническую документацию, по которой выполнялся контроль;
- тип дефекта и его параметры по отчету ВТД и по результатам дополнительного обследования;
- параметры дефектов, выявленных при дополнительном обследовании дефектной зоны и не обнаруженных по ВТД;
- приборы и инструменты, примененные при дополнительном обследовании, параметры контроля (в том числе наименование, тип, заводской номер прибора и сведения о поверке);
- фотографический снимок трубной секции с зоной обследования дефекта (при необходимости);
- должность, фамилию, инициалы и подпись лица, проводившего контроль, его уровень квалификации и номер удостоверения по примененным методам неразрушающего контроля;

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

- дату проведения контроля;
- предварительные выводы по результатам дополнительного обследования аномалий.

Акт подписывают:

- специалисты, проводившие дополнительное обследование трубы;
- представитель линейной эксплуатационной службы (ЛЭС), подтверждая местоположение дефекта на трубопроводе.

Схема расположения всех выявленных дефектов в зоне контроля выполняется в виде приложения к Акту обследования, форма которого приведена в Приложении В.

В соответствии с «Инструкцией по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (с изменением № 1)» оформляется ведомость дефектов труб. Ведомость дефектов оформляется в виде приложения к Акту обследования, форма которого приведена в Приложении Г.

В случае протяженного коррозионного дефекта трубы (дефекта потери металла трубы длиной более 100 мм), для построения профиля дефекта вдоль оси трубы, специалистами диагностической службы дополнительно формируется таблица (Приложение Д), в которой указывается продольная координата дефекта вдоль трубы и значения измеренной глубины дефекта по сетке с шагом не более 25 мм.

Приложенные фотографические снимки должны соответствовать следующим критериям:

- формат сохранения – JPEG;
- разрешение не менее 5 мегапикселей (2592x1944);
- общий вид обнаруженного в результате контроля дефекта с приложением масштабной линейки, границы дефекта должны быть отчетливо различимы.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

При этом на поверхности проконтролированного участка должны быть произведены отметки водонесмываемыми маркерами:

- номер трубы и номер аномалии по результатам проведенной ВТД;
- направление потока продукта;
- граница (зона) дефекта.

					Анализ дополнительного диагностического обследования дефектных участков линейной части МГ при проведении в шурфах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

2. Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов

2.1. Методы ремонта трубных секций и сварных соединений, содержащих дефекты, и отдельных дефектов

В зависимости от типа дефекта для ремонта дефектных участков труб назначают методы ремонта в соответствии с таблицей 2.1.

Таблица 2.1 — Методы ремонта дефектных участков труб

Группа дефектов	Тип дефекта	Методы ремонта
Поверхностные	Трещина, коррозия, задир, забоина, царапина, эрозионный износ стенки трубы	Ремонт контролируемой шлифовкой, ремонт сваркой, ремонт муфтой, ремонт заменой трубы (катушки)
Внутренние	Расслоение	Ремонт заменой трубы (катушки)
Геометрии	Вмятина, гофр, овальность сечения трубы	Ремонт муфтой, ремонт заменой трубы (катушки)
Сварки	Дефекты сварного соединения	Методы ремонта в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137, СТО Газпром 2-2.2-360 и СТО Газпром 2-2.3-425

При рассмотрении трубных секций для ремонта дефектных участков используются методы ремонта, перечисленные в таблице 2.1, а также ремонт заменой трубы в зависимости от количества и месторасположения дефектных участков, для которых выполняются требования ремонтпригодности для муфты, а также ремонт которых возможен только заменой катушки.

Дефекты сварных соединений, ремонт которых не регламентируется нормативной документацией ПАО «Газпром», выполняют методом замены катушки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов			
Разраб.		Титов Д.Н.			Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					55	151
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

2.2. Порядок назначения методов ремонта

Назначение методов ремонта дефектных участков трубы (трубных секций) проводят в соответствии со схемой, представленной на рисунке 2.1. Процедуру назначения метода ремонта дефектной трубы начинают с формирования исходных данных, используемых при проверке условий ремонтпригодности дефектных участков труб и условий, при выполнении которых дефектный участок трубы не ремонтируют.

К исходным данным относят:

- параметры дефектной трубы (категория газопровода, наружный диаметр и толщина стенки трубы, проектное рабочее давление);
- расчетные размеры дефектов, равные измеренным размерам поверхностных дефектов, скорректированным на погрешность их измерения;
- величину изменения размеров дефектов при шлифовке.

					<i>Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

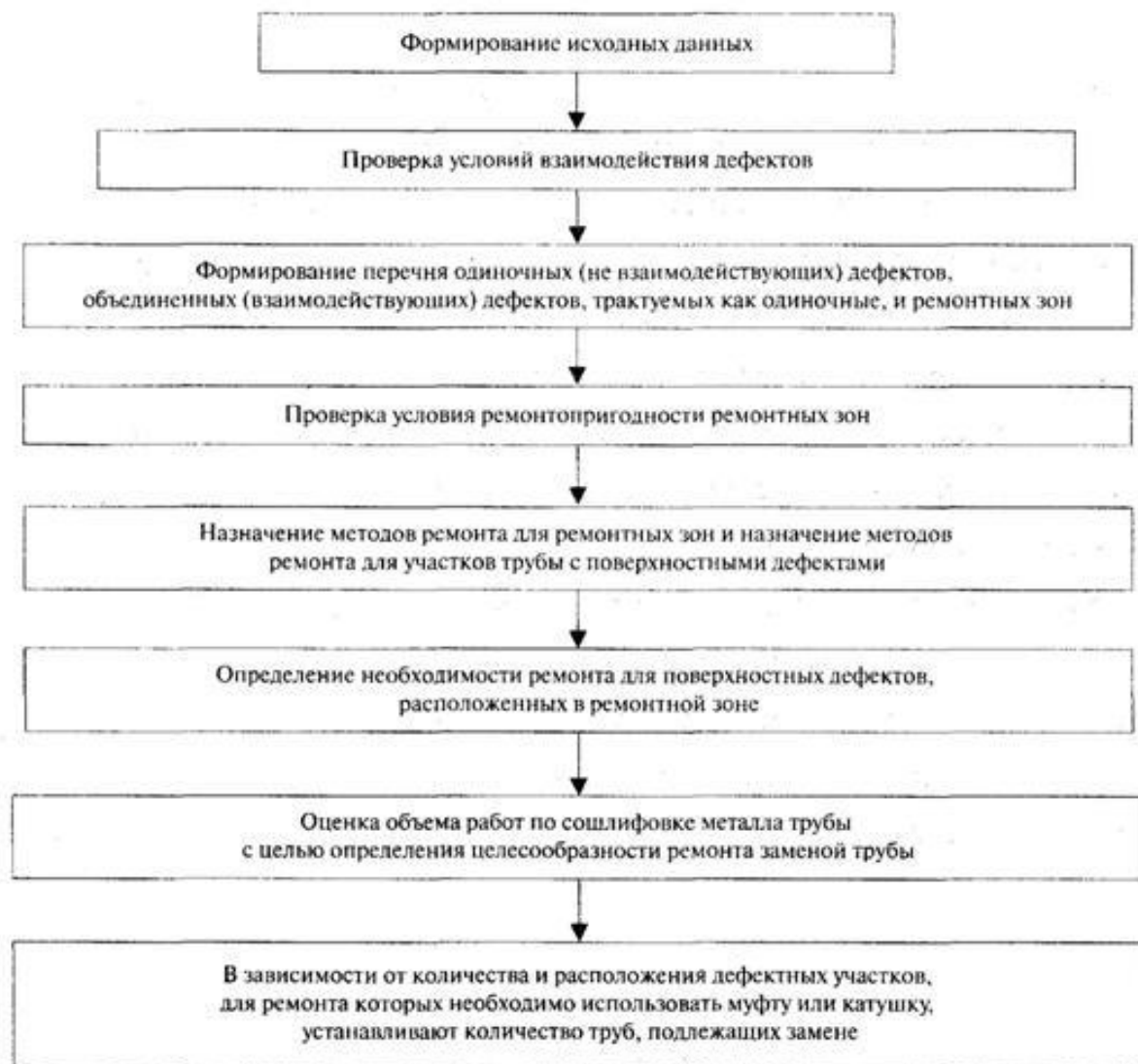


Рисунок 2.1 — Схема назначения методов ремонта дефектных участков трубы (трубных секций)

При расчетном определении размеров шлифованной зоны измеренные длину и ширину дефекта увеличивают на 2 мм, а глубину — на 0,2 мм. После формирования исходных данных проводят проверку условий взаимодействия дефектов, по результатам которой для каждой дефектной трубы формируют перечень одиночных (не взаимодействующих) дефектов и объединенных (взаимодействующих) дефектов, трактуемых как одиночные. Если на дефектной трубе имеются дефекты геометрии трубы или расслоения, то для этих труб формируют перечень ремонтных зон, при этом перекрывающиеся ремонтные зоны объединяют в одну ремонтную зону протяженностью, равной расстоянию между крайними точками исходных ремонтных зон. Для каждой

ремонтной зоны проверяют условия, при выполнении которых ремонт не требуется. При невыполнении этих условий проверяют условия ремонтпригодности. При выполнении условий ремонтпригодности назначается метод ремонта. После назначения методов ремонта для ремонтных зон переходят к назначению методов ремонта для участков трубы с одиночными и объединенными поверхностными дефектами, включая дефекты, расположенные в ремонтных зонах. Назначение методов ремонта для участков трубы с поверхностными дефектами проводят, рассматривая условия ремонтпригодности для методов ремонта в следующем порядке: контролируемой шлифовкой, сваркой, с использованием муфт, заменой катушки, начиная с рассмотрения условий ремонтпригодности для контролируемой шлифовки. Если какое-либо из условий выполняется, то назначают соответствующий метод ремонта и другие условия не рассматривают.

После назначения для каждого дефектного участка метода ремонта рассматривают:

- дефекты, расположенные в ремонтных зонах, с целью определения необходимости ремонта;
- трубы с поверхностными дефектами, для ремонта которых используется метод ремонта «контролируемая шлифовка»;
- расположение и количество дефектных участков на трубах, ремонт которых требует использования муфты или замены катушки.

При рассмотрении труб с поверхностными дефектами, для ремонта которых используется метод ремонта «контролируемая шлифовка», следует оценить объем работ по шлифовке металла трубы с целью определения целесообразности выполнения ремонта заменой трубы.

В зависимости от количества и расположения дефектных участков, для ремонта которых предполагается использование муфты или замена катушки, устанавливают количество труб, подлежащих замене.

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3. Критерии оценки взаимодействия дефектов

Критериями оценки взаимодействия дефектов являются предельные расстояния между дефектами в продольном направлении $[s_i]$ и окружном направлении $[s_k]$, зависящие от геометрических размеров трубы и вычисляемые по формуле:

$$\begin{cases} [s_i] = 2\sqrt{D_n \cdot \delta} \\ [s_k] = \pi\sqrt{D_n \cdot \delta} \end{cases} \quad (2.1)$$

где D_n - наружный диаметр трубы, мм;

δ - толщина стенки трубы в номинальном сечении, мм;

π - константа, равная 3,14.

При назначении метода ремонта производят выявление взаимодействующих дефектов и объединение их в дефекты, трактуемые как одиночные. Взаимодействие дефектов рассматривают только для поверхностных дефектов. Два поверхностных дефекта считают взаимодействующими, если одновременно выполняются условия:

$$\begin{cases} s_i \leq [s_i] \\ s_k \leq [s_k] \end{cases} \quad (2.2)$$

где s_i — расстояние в продольном направлении между дефектами, мм;

s_k — расстояние в окружном направлении между дефектами, мм;

$[s_i]$ — предельное расстояние в продольном направлении между дефектами, мм;

$[s_k]$ — предельное расстояние в окружном направлении между дефектами, мм.

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Если не выполняется хотя бы одно из условий, то дефекты не являются взаимодействующими.

Для формирования перечня одиночных (не взаимодействующих) дефектов и объединенных взаимодействующих дефектов, трактуемых как одиночные, используют следующий алгоритм. Выбирают любой одиночный дефект и проводят проверку по условиям формулы (2.1) на его взаимодействие со всеми остальными одиночными дефектами. Если будет выявлено, что дефект является взаимодействующим, то этот дефект и дефекты, с которыми он взаимодействует, объединяют и объединенный дефект трактуют как одиночный. Объединенный дефект заносят в перечень объединенных дефектов, трактуемых как одиночные. Дефекты, входящие в состав объединенного дефекта, далее не рассматривают. Затем выбирают следующий одиночный дефект и проводят проверку по условиям формулы (2.2) на его взаимодействие со всеми остальными одиночными дефектами. В результате может быть сформирован следующий объединенный дефект. Эту процедуру повторяют до тех пор, пока остается более одного нерассмотренного дефекта. В результате выполнения указанного алгоритма формируется перечень одиночных (не взаимодействующих) дефектов и объединенных дефектов, трактуемых как одиночные.

Размеры объединенных дефектов, трактуемых как одиночные, полагают равными расстояниям в продольном и окружном направлениях между крайними точками объединяемых дефектов, и глубиной, равной максимальной глубине объединяемых дефектов. Если хотя бы один из взаимодействующих дефектов является трещиной, то объединенный дефект, трактуемый как одиночный, относят к дефекту типа «трещина».

Допускаются расчетная проверка взаимодействия дефектов и определение размеров объединенных дефектов в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112 или другими нормативными документами, утвержденными или согласованными ПАО «Газпром».

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

2.4. Критерии назначения метода ремонта дефектных труб

2.4.1. Назначение метода ремонта для ремонтной зоны

Если в ремонтной зоне расположено несколько дефектов геометрии трубы, то она подлежит ремонту заменой катушки (трубы). В качестве критерия ремонтпригодности для ремонтной зоны с овальностью сечения трубы рассматривают условие превышения овальностью трубы предельного значения. Ремонтная зона не требует ремонта, если выполняется условие

$$\theta \leq [\theta] \quad (2.3)$$

где θ — овальность трубы, численное значение которой определяют по формулам;

$[\theta]$ — допустимая овальность, равная 5 %.

Если ремонтная зона с овальностью сечения трубы не требует ремонта, то назначают методы ремонта для устранения каждого поверхностного дефекта, расположенного в ремонтной зоне. Если овальность больше предельно допустимого значения, то ремонтной зоной назначают ремонт заменой катушки.

Для ремонтной зоны с вмятиной или гофром назначают ремонт заменой трубы (катушки) независимо от геометрических размеров дефекта, если:

- вмятина или гофр находится на участке газопровода категории В;
- вмятина или гофр находится на соединительной детали (тройнике, отводе, переходнике, сферическом днище), за исключением кривых вставок холодной гибки с радиусом кривизны $R \geq 40 \cdot D_n$ (D_n — наружный диаметр трубы);
- вмятина или гофр находится в зоне расположения кольцевого или продольного сварного шва или в зоне термического влияния сварных швов;
- в площади вмятины или гофра на наружной (или внутренней) поверхности трубы имеются дефекты любого происхождения:

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

– края вмятины или гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения).

Для ремонтных зон с вмятинами или гофрами, которые не устраняются в соответствии с условиями, предусмотрены следующие варианты принятия решений:

- оставить без проведения ремонта - дефект с имеющимися параметрами является неопасным по условиям прочности газопровода, изоляционное покрытие не нарушено и работоспособно;
- на ремонтную зону установить муфту;
- ремонтную зону устранить заменой катушки.

Рекомендуемые решения в зависимости от параметров дефектов для участков магистральных газопроводов категорий III—IV приведены в таблице 2.2. В первой и второй строках таблицы 2.2 отражено условие, при соблюдении которого ремонтная зона с вмятиной или гофром не устраняется. Для ремонтной зоны по таблице 2.2 по каждому из трех рассматриваемых параметров дефекта определяют рекомендуемое решение и назначают самое жесткое из них. Для вмятин или гофр, расположенных на участках магистральных газопроводов категорий I—II по СНиП 2.05.06-85*, все значения параметров, указанные в таблице 2.2, следует умножить на коэффициент, равный 0,833.

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Таблица 2.2 - Допускаемые значения параметров и соответствующие им рекомендуемые решения для участков магистральных газопроводов категорий III—IV

Остаточная продольная деформация $\varepsilon_{1,0}$	Остаточная кольцевая деформация $\varepsilon_{2,0}$	Глубина дефекта w_0^*	Рекомендуемое решение
Проверка не требуется	Проверка не требуется	$0 - \delta/D_n$	Оставить без проведения ремонта
0-0,0300	0-0,0300	$\delta/D_n - 0,0300$	
0,0301-0,0430	0,0301-0,0400	0,0301-0,0400	Ремонт в соответствии с [5] муфтой или заменой катушки
0,0431-0,0550	0,0401-0,0500	0,0401-0,0500	Ремонт заменой катушки

Если для ремонтной зоны ремонт не требуется или выполняются условия ремонтпригодности для ремонта муфтой, то переходят к назначению методов ремонта участков трубы с поверхностными дефектами, расположенными в ремонтной зоне. Если для восстановления несущей способности ремонтной зоны требуется замена катушки, то дефекты, расположенные в этой ремонтной зоне не рассматривают. Если для ремонта используется муфта, а для устранения поверхностных дефектов, расположенных в ремонтной зоне, необходимо применить метод ремонта заменой катушки, то вся ремонтная зона вырезается и устанавливается катушка. Если для ремонтной зоны назначен ремонт муфтой, а в ней расположены поверхностные дефекты, устранение которых возможно сваркой или контролируемой шлифовкой, то перед установкой муфты выполняют ремонт этих дефектных участков трубы назначенными методами. Для участка трубы с дефектом «расслоение» любого размера, расположенным на расстоянии до 25 мм от кольцевого сварного соединения, в соответствии со СНиП 2.05.06-85* назначают ремонт заменой трубы (катушки).

2.4.2. Ремонт контролируемой шлифовкой

Ремонт контролируемой шлифовкой назначают для поверхностных дефектов. В качестве критерия для поверхностных дефектов рассматривают допускаемую глубину вышлифованной зоны. Для ремонта дефектного участка трубы с поверхностным дефектом используют метод контролируемой шлифовки, если выполняются следующие условия:

$$\begin{cases} d_{ш} \leq [d] \\ d_{ш} \cdot W_{ш} \leq 314 \cdot D_n \cdot [\delta - 0,9 \cdot \delta_p] \end{cases} \quad (2.4)$$

где $d_{ш}$ и $W_{ш}$ - глубина и ширина вышлифованной зоны, мм;

D_n — наружный диаметр трубы, мм;

δ — измеренная толщина стенки трубы вне зоны дефекта, мм;

δ_p — расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85*;

$[d]$ — предельно допустимое значение глубины вышлифованной зоны, мм.

Для поверхностных дефектов, ширина которых не превышает наружный диаметр трубы D_n предельно допустимое значение глубины вышлифованной зоны $[d]$ вычисляют по формул:

$$[d] = \min(d_1, d_2) \quad (2.5)$$

где $\min(d_1, d_2)$ - минимальное из значений d_1 и d_2

Допустимую глубину вышлифованной зоны d_1 вычисляют по формулам:

$$d_1 = \frac{(a - 1) \cdot Q}{a - Q} \cdot \delta \quad (2.6)$$

$$a = \frac{K \cdot p \cdot (D_n - \delta)}{2\delta \cdot \sigma_B} \quad (2.7)$$

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_H}{m} \quad (2.8)$$

$$\gamma = 1 - \frac{n \cdot k_1 \cdot k_H \cdot p}{m \cdot \sigma_B} \quad (2.9)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot L_*^2} \quad (2.10)$$

$$L_* = \frac{L_p}{\sqrt{D_H \cdot \delta}} \quad (2.11)$$

где p - рабочее давление на линейном участке магистрального газопровода, МПа;

D_H — наружный диаметр трубы, мм;

δ — измеренная толщина стенки трубы вне зоны дефекта, мм;

σ_B - временное сопротивление материала, МПа;

n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в газопроводе, принимаемый по таблице 13 СНиП 2.05.06-85*

k_1 - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 9 СНиП 2.05.06-85*;

k_H — коэффициент надежности по назначению газопровода, принимаемый по таблице 11 СНиП 2.05.06-85*;

m — коэффициент условий работы газопровода, принимаемый по таблице 1 СНиП 2.05.06-85*[1];

L_* - приведенная длина дефекта;

L_p — расчетная длина дефекта, мм.

Допустимую глубину вышлифованной зоны d_2 вычисляют по формуле:

$$d_2 = \delta - \delta_p + [\epsilon_{шy}] \cdot \delta_p \quad (2.12)$$

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

где δ — измеренная толщина стенки трубы (вне вышлифованной зоны), мм;

δ_p - расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85*

$[\varepsilon_{шy}]$ — предельная допустимая относительная глубина вышлифованной зоны.

Предельную допустимую относительную глубину вышлифованной зоны $[\varepsilon_{шy}]$ в зависимости от метода ремонта участка газопровода, его категории и типа исходного дефекта определяют по таблице 2.3.

Таблица 2.3 — Значения предельно допустимой относительной глубины вышлифованной зоны $[\varepsilon_{шy}]$ в зависимости от категории участка и типа дефекта шириной, не превышающей D_n

Тип дефекта	Категория газопровода		
	В	I—II	III—IV
Выборочный ремонт			
Трещина	0,25	0,30	0,35
<u>Поверхностный</u> , за исключением трещин	0,40	0,45	0,50
Ремонт методом <u>сплошности</u> изоляции			
Трещина	0,18	0,21	0,25
<u>Поверхностный</u> , за исключением трещин	0,28	0,32	0,35

Для поверхностных дефектов, ширина которых превышает наружный диаметр трубы D_n , предельно допустимое значение глубины вышлифованной зоны $[d]$ вычисляют по формуле:

$$[d] = \delta - \delta_p + [\varepsilon_{ш}] \cdot \delta_p \quad (2.13)$$

где δ - измеренная толщина стенки трубы (вне вышлифованной зоны), мм;

δ_p - расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85*;

$[\varepsilon_{\text{ш}}]$ - предельная допустимая относительная глубина вышлифованной зоны, вычисляемая по формуле

$$[\varepsilon_{\text{ш}}] = \min([\varepsilon_{\text{ш1}}], [\varepsilon_{\text{шш}}]) \quad (2.14)$$

где $\min([\varepsilon_{\text{ш1}}], [\varepsilon_{\text{шш}}])$ - минимальное из значений $[\varepsilon_{\text{ш1}}]$ и $[\varepsilon_{\text{шш}}]$.

Допустимую относительную глубину вышлифованной зоны $[\varepsilon_{\text{ш1}}]$ вычисляют по формуле:

$$[\varepsilon_{\text{ш1}}] = \begin{cases} 0,4 & \text{при } L_* \leq 0,175 \\ 0,1022 \cdot L_*^{-0,7737} & \text{при } 0,175 < L_* \leq 1,05 \\ 0,1 & \text{при } L_* > 1,05 \end{cases} \quad (2.15)$$

где L_* - приведенная длина дефекта, вычисляемая по формуле (2.11),

Предельную допустимую относительную глубину вышлифованной зоны $[\varepsilon_{\text{шш}}]$ в зависимости от метода ремонта участка газопровода, его категории и типа исходного дефекта определяют по таблице 2.4.

Таблица 2.4 — Значения предельно допустимой относительной глубины вышлифованной зоны $[\varepsilon_{\text{шш}}]$ в зависимости от категории участка и типа дефекта шириной, превышающей D_n

Тип дефекта	Категория газопровода		
	В	I—II	III—IV
Выборочный ремонт			
Трещина	0,25	0,30	0,35
<u>Поверхностный</u> за исключением трещин	0,40	0,45	0,50
Ремонт методом <u>сплошности изоляции</u>			
Трещина	0,18	0,21	0,25
<u>Поверхностный</u> за исключением трещин	0,28	0,32	0,35

Если условие ремонтпригодности контролируемой шлифовкой не выполняется, то допускается проверка применения метода ремонта контролируемой шлифовкой с учетом конфигурации дефектов и времени эксплуатации дефектных участков газопроводов в соответствии с нормативными документами, утвержденными или согласованными с ПАО «Газпром». Если после выполнения контролируемой шлифовки фактические размеры вышлифованной области превышают расчетные размеры, то проводят проверку выполнения условия ремонтпригодности контролируемой шлифовкой по фактическим размерам вышлифованной зоны.

2.4.3. Ремонт муфтой

Ремонт муфтой применяют на участках газопроводов, выделенных для выборочного ремонта. На участках газопроводов, выделенных под сплошность изоляции, ремонт муфтой не применяют. Допускается ремонт стеклопластиковыми муфтами труб с поверхностными дефектами основного металла, дефектами продольных сварных соединений и вмятинами на газопроводах категорий В, I—IV (ремонт труб с гофрами, кольцевых сварных соединений и спиральношовных труб с дефектами сварных соединений не допускается). Ремонт стеклопластиковыми муфтами дефектных участков труб и сварных соединений выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-335. Ремонт стальными сварными муфтами дефектных участков труб и сварных соединений газопроводов категорий II—IV выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137. В качестве критериев ремонтпригодности трубы с поверхностными дефектами для муфты рассматривают допускаемую относительную глубину и допускаемую длину вышлифованной зоны. Для определения возможности назначения ремонта муфтой участков газопроводов с поверхностными дефектами проверяют условия:

$$\begin{cases} d_m \leq [d] \\ L_p \leq [L_m] \\ d_m \cdot W_m \leq 3,14 \cdot D_n \cdot [\delta - 0,9 \cdot \delta_p] \end{cases} \quad (2.16)$$

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

где d_m и W_m — глубина и ширина вышлифованной зоны, мм;

D_n - наружный диаметр трубы, мм;

δ - измеренная толщина стенки трубы вне зоны дефекта, мм;

δ_p — расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85*;

$[d]$ - предельно допустимое значение глубины вышлифованной зоны при ремонте трубы муфтой, мм;

$[L_m]$ - допускаемая длина вышлифованной зоны при ремонте трубы муфтой, мм.

Допускаемая длина вышлифованной зоны при ремонте трубы муфтой $[L_m]$ для участков категории В составляет величину D_n , мм, и для участков других категорий — длину трубы. Для поверхностных дефектов, ширина которых не превышает наружный диаметр трубы D_n , предельно допустимое значение глубины вышлифованной зоны $[d]$ вычисляют по формуле:

$$[d] = \min(d_1, d_2) \quad (2.17)$$

где $\min(d_1, d_2)$ - минимальное из значений d_1 и d_2 .

Допустимую глубину вышлифованной зоны d_1 вычисляют по формулам:

$$d_1 = \frac{(a-1) \cdot Q}{a-Q} \cdot \delta \quad (2.18)$$

$$a = \frac{K \cdot p \cdot (D_n - \delta)}{2\delta \cdot \sigma_B} \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right) \quad (2.19)$$

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_H}{m} \quad (2.20)$$

$$\gamma = 1 - \frac{n \cdot k_1 \cdot k_H \cdot p}{m \cdot \sigma_B} \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right) \quad (2.21)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot L_*^2} \quad (2.22)$$

$$L_* = \frac{L_p}{\sqrt{D_n \cdot \delta}} \quad (2.23)$$

где p - рабочее давление на линейном участке МГ, МПа;

D_n — наружный диаметр трубы, мм;

δ — измеренная толщина стенки трубы (вне вышлифованной зоны), мм;

σ_B — временное сопротивление материала, МПа;

Δp - нагрузка, воспринимаемая муфтой, %;

n - коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в газопроводе. принимаемый по таблице 13 СНиП 2.05.06-85*:

k_1 - коэффициент надежности по материалу принимаемый по таблице 9 СНиП 2.05.06-85*;

k_n - коэффициент надежности по назначению газопровода, принимаемый по таблице 11 СНиП 2.05.06-85*;

m - коэффициент условий работы газопровода, принимаемый по таблице 1 СНиП 2.05.06-85*;

L_* - приведенная длина вышлифованной зоны;

L_p — расчетная длина вышлифованной зоны, мм.

Допустимую глубину вышлифованной зоны вычисляют по формуле:

$$d_2 = \delta - \left(1 - \left[\varepsilon_{\text{му}}\right]\right) \cdot \delta_p \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right) \quad (2.24)$$

где δ - измеренная толщина стенки трубы (вне вышлифованной зоны), мм;

δ_p - расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85*;

Δp — нагрузка, воспринимаемая муфтой, %;

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$[\varepsilon_{\text{му}}]$ - предельно допустимая относительная глубина вышлифованной зоны при ремонте.

Предельную допустимую относительную глубину вышлифованной зоны при ремонте муфтой $[\varepsilon_{\text{му}}]$ в зависимости от категории газопровода и типа исходного дефекта определяют по таблице 2.5.

Таблица 2.5 — Значения предельно допустимой относительной глубины вышлифованной зоны $[\varepsilon_{\text{му}}]$ в зависимости от категории участка и типа дефекта шириной, не превышающей $D_{\text{н}}$

Тип поверхностного дефекта	Категория газопровода		
	В	I-II	III-IV
Трещина	0,35	0,40	0,45
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин	0,60	0,65	0,70

Для поверхностных дефектов, ширина которых превышает наружный диаметр трубы $D_{\text{н}}$, предельно допустимое значение глубины вышлифованной зоны $[d]$ вычисляют по формуле:

$$d_2 = \delta - (1 - [\varepsilon_{\text{м}}]) \cdot \delta_{\text{р}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right) \quad (2.25)$$

где δ - измеренная толщина стенки трубы (вне вышлифованной зоны), мм;

$\delta_{\text{р}}$ — расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85* ;

$[\varepsilon_{\text{м}}]$ — предельно допустимая относительная глубина вышлифованной зоны при ремонте муфтой, вычисляемая по формуле

$$[\varepsilon_{\text{м}}] = \min([\varepsilon_{\text{м1}}], [\varepsilon_{\text{мш}}]) \quad (2.26)$$

где $\min([\varepsilon_{\text{м1}}], [\varepsilon_{\text{мш}}])$ - минимальное из значений $[\varepsilon_{\text{м1}}]$ и $[\varepsilon_{\text{мш}}]$.

Допустимую относительную глубину вышлифованной зоны $[\varepsilon_{м1}]$ вычисляют по формулам:

$$[\varepsilon_{м1}] = \begin{cases} 0,8 & \text{при } L_* \leq 0,7 \\ 0,1022 \cdot L_*^{-0,7737} & \text{при } 0,07 < L_* \leq 1,05 \\ 0,1 & \text{при } L_* > 1,05 \end{cases} \quad (2.27)$$

где L_* — приведенная длина дефекта, вычисляемая по формуле (2.11).

Предельно допустимую относительную глубину вышлифованной зоны $[\varepsilon_{мш}]$ в зависимости от категории газопровода и типа исходного дефекта определяют по таблице 2.6.

Таблица 2.6 — Значения предельно допустимой относительной глубины вышлифованной зоны при ремонте муфтой $[\varepsilon_{мш}]$ в зависимости от категории участка и типа дефекта шириной, превышающей D_n

Тип поверхностного дефекта	Категория газопровода		
	В	I-II	III-IV
Трещина	0,30	0,35	0,40
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин	0,45	0,70	0,70

При отсутствии данных о минимальной величине нагрузки Δp , воспринимаемой муфтой, проверку условий применимости ремонта муфтой и выполнение ремонта муфтой проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137. После проведения контролируемой шлифовки в ходе ремонта муфтой проводят проверку условия применимости ремонта муфтой с использованием фактических размеров вышлифованной зоны. Для труб с гофрами, вмятинами и овальностью сечения, а также дефектами сварных соединений на газопроводах категорий II—IV ремонт муфтой назначают в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137 в зависимости от размера дефекта и отношения кольцевых напряжений в стенке газопровода к минимальному нормативному пределу текучести металла трубы.

2.4.4. Ремонт заменой катушки поверхностных дефектов трубы

Если для дефектного участка трубы не выполняются условия ремонтпригодности контролируемой шлифовкой, сваркой или муфтой, то назначается ремонт заменой катушки. При значительной трудоемкости шлифовальных работ может быть назначен ремонт заменой трубы, если выполняется условие:

$$V_d > V_t \quad (2.28)$$

где V_d — объем вышлифованного металла с учетом типа дефекта, мм;

V_t — объем вышлифованного металла, при котором труба может быть заменена, мм

Объем вышлифованного металла с учетом типа дефекта, вычисляют по формуле:

$$V_d = \Sigma(k \cdot L \cdot W \cdot d) \quad (2.29)$$

где k — коэффициент, принимаемый по таблице 2.7 в зависимости от типа дефекта;

L и W — соответственно измеренная длина и ширина дефекта, мм, но не менее 20 мм;

d — измеренная глубина дефекта, мм.

Суммирование ведется по всем дефектам на трубе.

Объем вышлифованного металла, при котором труба может быть заменена, V_t , вычисляют по формуле:

$$V_t = k_{ш} \cdot L_{тр} \cdot D_n \cdot \delta \quad (2.30)$$

где $L_{тр}$ — длина трубы, мм;

D_n — наружный диаметр трубы, мм;

δ — измеренная толщина стенки трубы, мм;

$k_{ш}$ — коэффициент, равный 0,002 при выборочном ремонте участка газопровода и 0,0014 при ремонте методом сплошности изоляции.

					Анализ назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Таблица 2.7 — Величина коэффициента k в зависимости от типа дефекта

Тип дефекта	Величина коэффициента k
Трещина	2,0
Коррозионный дефект	0,3
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин и коррозионных дефектов	1,0

2.4.4.1. Ограничения на применение муфт и катушек для ремонта трубы и участка газопровода

Труба подлежит замене, если для ее ремонта требуется более трех муфт и катушек. Если для дефектной трубы определен метод ремонта муфтой или контролируемой шлифовкой с объемом вышлифованного металла, допускающим замену трубы, то с одной из сторон от нее должна быть труба, на которой не применяют метод ремонта установкой муфты, а объемы контролируемой шлифовки не превышают уровня допускающего замену трубы. Таким образом, допускается подряд не более двух дефектных труб, для которых назначен метод ремонта установкой муфты или контролируемой шлифовкой с объемом вышлифованного металла, допускающим замену трубы. Трубы, для которых эти требования не могут быть обеспечены, подлежат замене. Не допускается расположение подряд более двух труб, для которых назначен метод ремонта наплавкой, при суммарной площади дефектов более четырех величин допускаемой в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137 площади дефекта. Трубы, для которых эти требования не могут быть обеспечены, подлежат замене.

3. Расчет оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами

3.1. Определение и схематизация одиночных дефектов

При определении и схематизации одиночных дефектов, необходимо использовать следующие данные:

- расстояние s_i между двумя соседними дефектами в продольном (осевом) направлении;
- расстояние s_k или угол φ_k между дефектами в поперечном (окружном) направлении.

Коррозионный дефект рассматривают как одиночный изолированный от других (см. рисунок 3.1) при выполнении хотя бы одного из следующих условий:

- для расстояния s_i мм, в продольном направлении между двумя соседними дефектами:

$$s_i > 2\sqrt{D_H t}; \quad (3.1)$$

- для расстояния s_k , мм, в окружном направлении между соседними дефектами:

$$s_k > \pi\sqrt{D_H t}. \quad (3.2)$$

					<i>Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Титов Д.Н.</i>			<i>Расчет оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					75	151
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

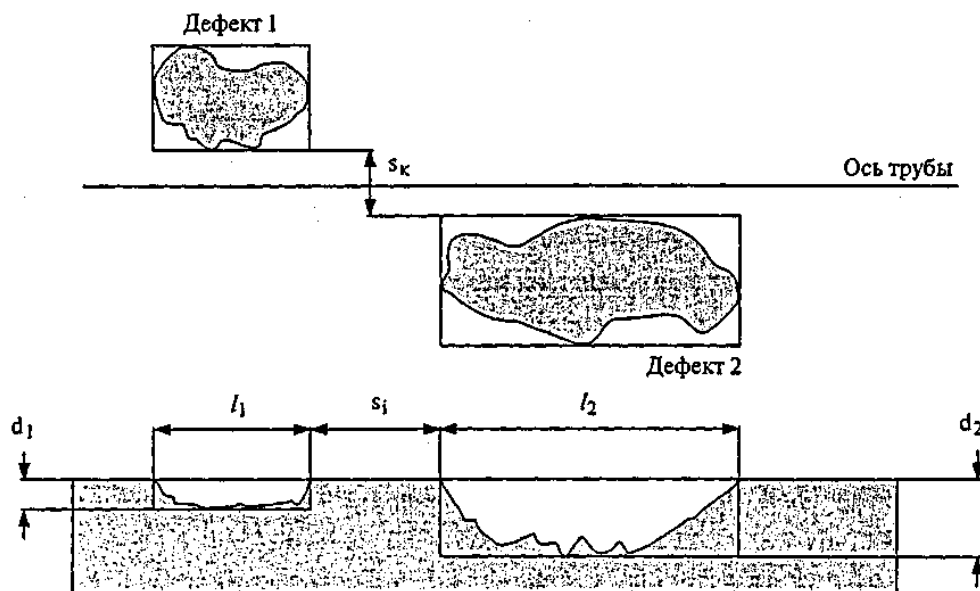


Рисунок 3.1 - Схематизация одиночных дефектов для определения их взаимодействия

Условие (3.2) может быть выражено в единицах плоского угла φ_k , град, между соседними дефектами:

$$\varphi_k > 360 \sqrt{\frac{t}{D_H}} \quad (3.3)$$

Если оба условия (3.1) и (3.2) одновременно не выполняются, то необходимо учитывать взаимодействие дефектов на обследуемом участке газопровода и оценку работоспособности этого участка проводить в соответствии с требованиями раздела 3.2..

3.1.1. Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления

При выполнении условий (3.1) или (3.2) коррозионный дефект рассматривают как одиночный, не взаимодействующий с соседними дефектами. Оценка работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления проводят с учетом соответствующих данных таблицы 3.1.

Глубину дефекта d считают постоянной и равной максимальной по всей его длине l в продольном направлении (см. рисунок 3.1).

Разрушающее давление p_p° одиночного дефекта при учете напряжений только от внутреннего давления (первый этап) вычисляют по формуле:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$p_p^o = \frac{2t\sigma_{вр} \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_H - t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}, \quad (3.4)$$

где

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_H t}}\right)^2}; \quad (3.5)$$

Допустимое давление $p_{доп}$ для данного участка определяют по формуле:

$$p_{доп} = p_p^o / K, \quad (3.6)$$

где K - коэффициент запаса, вычисляемый по формуле.

$$K = \frac{0,9\gamma n_p k_1 k_H}{m}, \quad (3.7)$$

Таблица 3.1 – Исходные данные для различных вариантов оценки работоспособности участков трубопровода с коррозионными дефектами

Исходные данные	Вариант оценки				
	Одиночные дефекты			Взаимодействующие (групповые) дефекты	Дефекты сложного профиля
	учет напряжений только от внутреннего давления	учет продольных напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок			
		сжимающие напряжения	растягивающие напряжения		
D_H, t	+	+	+	+	+
$\sigma_{вр}$	+	+	+	+	+
σ_T	-	-	+	-	-
p	+	+	+	+	+
l	+	+	+	+	+
d	+	+	+	+	+
c	-	+	+	+	+
s_i	-	-	-	+	+
s_k или φ_k	-	-	-	+	+

Примечание - Для каждого варианта оценки знаком "+" обозначены используемые в этом варианте исходные данные.

3.1.2. Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий

В случаях, когда продольные напряжения, вызванные действием осевых и изгибающих нагрузок, а также температурных воздействий на участке газопровода с коррозионными повреждениями могут влиять на величину расчетного разрушающего давления, необходимо учитывать эти напряжения. Величину продольных напряжений устанавливают расчетными и измерительными методами в рамках оценки напряженно-деформированного состояния обследуемого участка газопровода с помощью одного или нескольких следующих способов:

- при проведении неразрушающего контроля по ГОСТ Р 52330;
- согласно требованиям норм и правил ;
- методами строительной механики*;
- посредством натуральных измерений с помощью тензометрии.

Для расчетной оценки напряженно-деформированного состояния в строительной механике рекомендуется использовать метод конечных элементов. В частности, согласно нормам и правилам при проектном положении газопровода для прямолинейных и упругоизогнутых участков в отсутствие продольных и поперечных перемещений грунта максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}$ от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба вычисляют по формуле:

$$\sigma_{пр} = \sigma_{пр}^N + \sigma_{пр}^M, \quad (3.8)$$

где $\sigma_{пр}^N$ - напряжения от осевых нагрузок, вычисляемые по формуле:

$$\sigma_{пр}^N = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{p(D_H - 2t)}{2t}, \quad (3.9)$$

$\sigma_{пр}^M$ - напряжения от изгибающих нагрузок, вычисляемые по формуле:

$$\sigma_{пр}^M = \pm \frac{ED_H}{2\rho}. \quad (3.10)$$

					Расчет оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

1) В формуле (3.9) температурный перепад Δt принимают равным разнице между температурой эксплуатации газопровода и его температурой непосредственно после засыпки или другого способа фиксирования при монтаже. В зависимости от знака Δt температурные напряжения, выраженные первым слагаемым в правой части формулы (3.9), могут принимать положительное или отрицательное значение. В первом случае их считают растягивающими, а во втором - сжимающими.

2) Если значение радиуса упругого изгиба ρ оси газопровода, используемое в формуле (3.10), невозможно определить по имеющейся документации или иным способом, то его в соответствии с нормами и правилами принимают равным $1000D_n$.

3) Знак "плюс" в формуле (3.10) относится к растягивающим напряжениям от изгиба в сечении трубы, а знак "минус" - к сжимающим напряжениям от изгиба в том же сечении.

Для участков газопроводов, находящихся в непроектном положении, суммарные продольные напряжения рекомендуется определять с учетом упругопластических свойств материала трубы. Влияние продольных напряжений на разрушающее давление для одиночного дефекта учитывают в зависимости от их величины и знака. Оценку работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления и сжимающих напряжений от осевых и изгибающих нагрузок и воздействий проводят с учетом соответствующих данных таблицы 3.1. Глубину дефекта d считают постоянной и равной максимальной по всей его длине l в продольном направлении (см. рисунок 3.1). Ширину дефекта считают равной максимальной длине дефекта в окружном направлении.

Если суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}$, вычисленные по формуле (3.8), являются сжимающими, то их следует учитывать при выполнении неравенства

$$\sigma_{пр} < \sigma_1 \quad (3.11)$$

где

$$\sigma_1 = -0,5\sigma_{\text{пр}} \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}. \quad (3.12)$$

Разрушающее давление p_p^0 для одиночного коррозионного дефекта при учете напряжений только от внутреннего давления (первый этап) вычисляют по формуле (3.5).

При выполнении неравенства (3.11) разрушающее давление продольного разрыва определяют с учетом сжимающих продольных напряжений по формуле:

$$p^- = \frac{2t\sigma_{\text{вр}} \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(D_{\text{н}} - t\right) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} H_1. \quad (3.13)$$

Поправочный коэффициент H_1 учитывающий влияние сжимающих напряжений, вычисляют по формуле:

$$H_1 = \frac{1 + \frac{\sigma_{\text{пр}}}{\sigma_{\text{вр}}} \frac{1}{A_r}}{1 - \frac{1}{2A_r} \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}}, \quad (3.14)$$

где A_r - коэффициент уменьшения площади поперечного сечения на дефектном участке, вычисляемый двумя способами:

– при известной площади проекции дефекта A_c на поперечную плоскость сечения трубы

$$A_r = 1 - \frac{A_c}{\pi D_{\text{н}} t}; \quad (3.15)$$

– при неизвестной площади проекции дефекта A_c на поперечную плоскость сечения трубы

$$A_r = 1 - \frac{d}{t} \theta, \quad (3.16)$$

где θ - отношение ширины дефекта в окружном направлении к номинальному внешнему периметру трубы, вычисляемое по формуле:

					Расчет оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\theta = \frac{c}{\pi D_H} \quad (3.17)$$

Разрушающим давлением на участке газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления и сжимающих продольных напряжений считают наименьшее из разрушающих давлений, рассчитанных в соответствии с 3.3.3.4 и 3.3.3.5,

$$p_p = \min(p_p^0, p^-). \quad (3.18)$$

Если неравенство (3.11) не выполняется, то расчеты, рекомендуемые в 3.3.3.5 и 3.3.3.6, не выполняют и разрушающее давление p_p принимают равным p_p^0 .

Допустимое давление на данном участке газопровода вычисляют по формуле:

$$p_{\text{доп}} = p_p / K. \quad (3.19)$$

3.2. Методы схематизации и оценка групповых дефектов с учетом их взаимодействия

3.2.1. Определение и схематизация групповых дефектов. Учет взаимодействия дефектов

При одновременном невыполнении условий (3.1) и (3.2) необходимо учитывать взаимодействие соседних дефектов на обследуемом участке газопровода и оценку работоспособности этого участка проводить для дефектов, объединенных в группу взаимодействующих. Схематизацию групповых дефектов с учетом их взаимодействия проводят по изложенным ниже правилам.

Участок газопровода, имеющего протяженную зону с коррозионными дефектами, разбивают на части (отрезки трубы) протяженностью в продольном направлении не менее $5,0\sqrt{D_H t}$ с перекрытием $2,5\sqrt{D_H t}$, как показано на рисунке 3.2.

Для каждой части строят серию осевых линий проекции (см. рисунок 3.2), разнесенных по окружности трубы на расстояние $\pi\sqrt{D_H t}$, что соответствует значению плоского угла $360\sqrt{\frac{t}{D_H}}$ (в градусах).

					Расчет оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

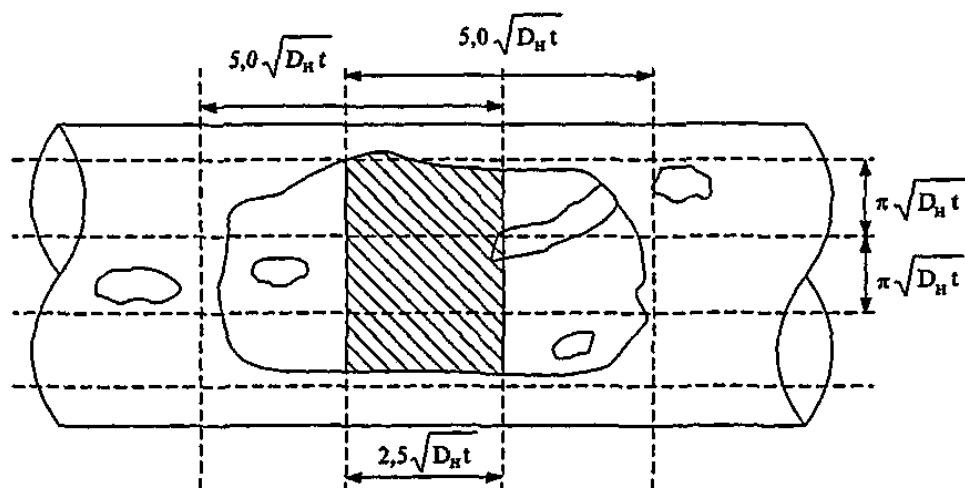


Рисунок 3.2 - Разбиение участка газопровода для учета взаимодействия групповых дефектов

На каждую линию проекции, называемую текущей, следует проецировать дефекты, лежащие на расстоянии меньшем или равном $\pi\sqrt{D_H t}$ и расположенные выше или ниже текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части (см. рисунок 3.3).

Ломаные стрелки на рисунке 3.3 означают, что соответствующие им дефекты, кроме текущей линии проекции, должны быть также спроектированы на другие (по направлению ломаной стрелки) линии проекции.

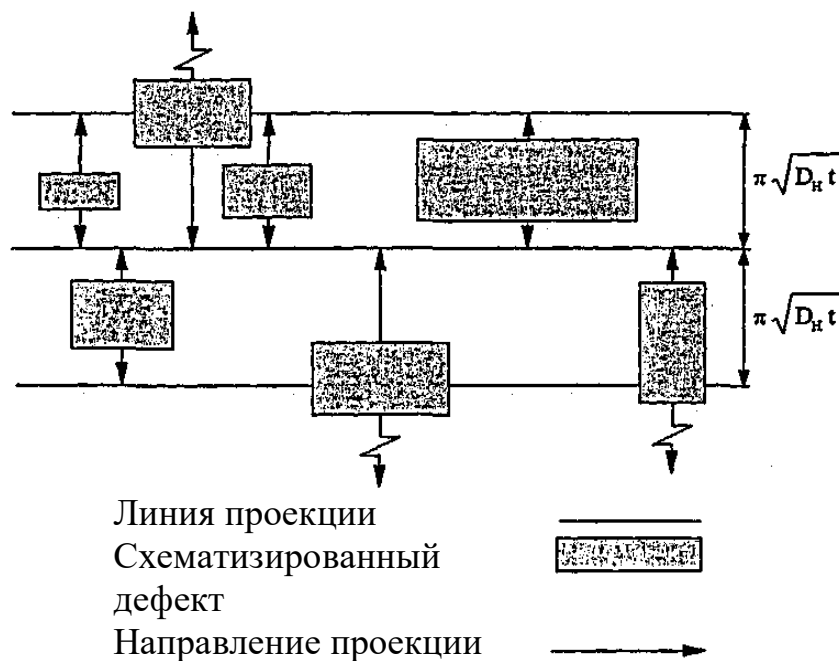


Рисунок 3.3 - Схематизация учета взаимодействия дефектов в окружном направлении

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Если проекции двух или более дефектов на текущую линию проекции пересекаются, то их объединяют в один дефект, длина которого равна длине общей проекции, а глубина соответствует максимальной глубине дефекта, вошедшего в объединение (см. рисунок 3.4).

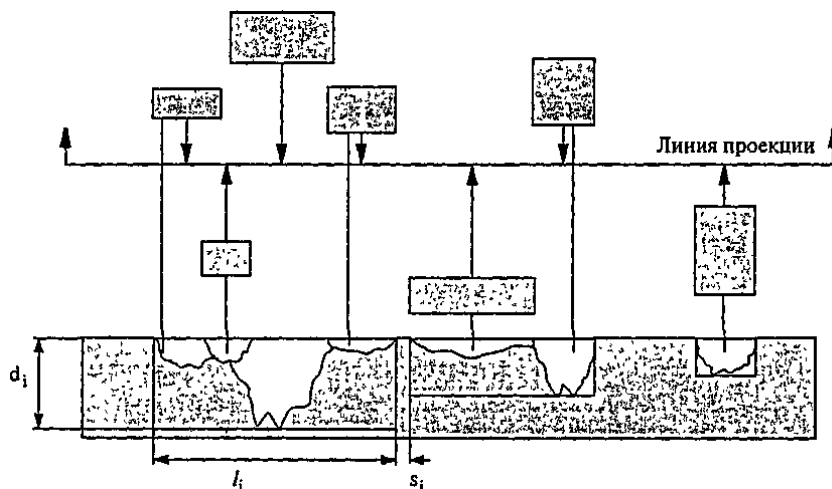


Рисунок 3.4 - Пересечение проекций одиночных дефектов на линии проекции с образованием объединенных дефектов

При объединении внутреннего и внешнего дефектов стенки трубы глубину объединенного дефекта принимают равной сумме глубин этих дефектов (см. рисунок 3.5).

Для зон, где потеря металла вследствие сплошной коррозии меньше 5 % от номинальной толщины стенки t , допускается использовать локальные размеры толщины стенки трубы t_l и глубины дефекта d_l , (см. рисунок 3.6).

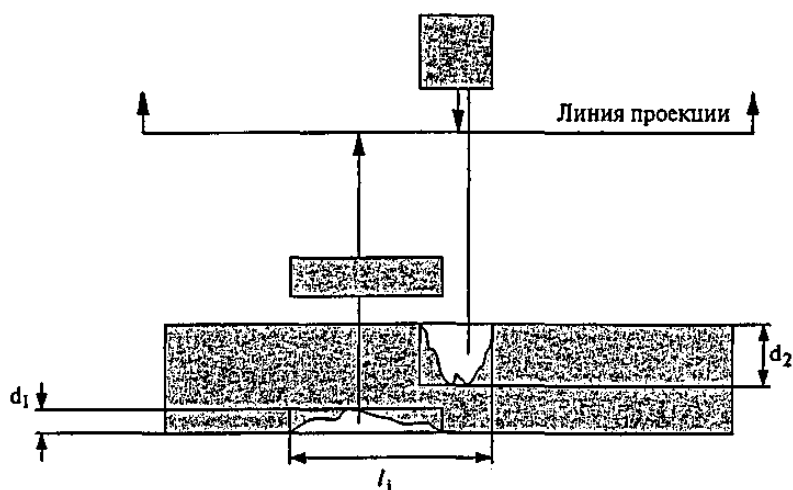


Рисунок 3.5 - Объединение внутреннего и внешнего дефектов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

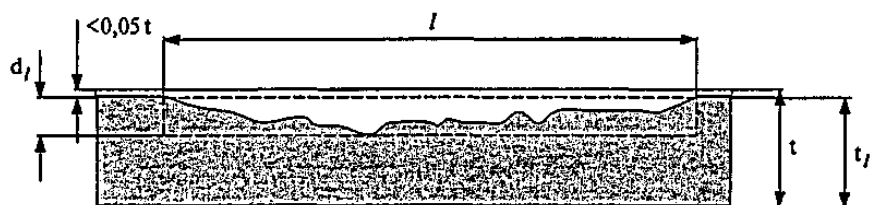


Рисунок 3.6 - Корректировка глубины дефекта для участков трубопровода со сплошной коррозией

3.2.2. Оценка работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами при учете напряжений от внутреннего давления

Оценку работоспособности участка газопровода с групповыми взаимодействующими дефектами при учете напряжений от внутреннего давления проводят для каждой текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части разбиения с учетом соответствующих данных таблицы 1. Дефекты, проецируемые на каждую текущую линию проекции, последовательно нумеруют в пределах рассматриваемой части.

Разрушающее давление p_i для каждого отдельного i -го дефекта из N дефектов, находящихся на текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части вне взаимосвязи с другими дефектами (этап 1), вычисляют по формуле:

$$p_i = \frac{2t\sigma_{вр} \left(1 - \frac{d_i}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_i}{tQ_i}\right)}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (3.20)$$

где

$$Q_i = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_i}{\sqrt{D_n t}}\right)^2}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (3.21)$$

Для учета взаимодействия последовательно пронумерованных дефектов составляют всевозможные комбинации объединения дефектов по следующим правилам:

- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно двум, учитывают все пары последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (первый и второй, второй и третий, третий и четвертый и т.д.);
- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно трем, то кроме учитываемых на предыдущем шаге пар дефектов учитывают все

тройки последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (с первого по третий, со второго по четвертый, с третьего по пятый и т.д.);

– если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно четырем, то кроме учитываемых на предыдущем шаге пар и троек дефектов учитывают все наборы из четырех последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (с первого по четвертый, со второго по пятый, с третьего по шестой и т.д.);

– процесс учета взаимодействующих дефектов продолжают до тех пор, пока не будут учтены все наборы последовательно расположенных дефектов из общего их числа, последним из которых является набор дефектов с первого по N -й. Общее число учитываемых наборов должно составлять сумму $1 + 2 + 3 + \dots + N$.

Пример - Если в пределах рассматриваемой части на текущую линию проекции спроецировано четыре последовательно расположенных дефекта с номерами 1, 2, 3 и 4, то оценку разрушающего давления проводят:

для каждого из четырех дефектов в отдельности;

для пар дефектов (1, 2), (2, 3) и (3, 4);

для троек дефектов (1, 2, 3), (2, 3, 4);

для всех четырех дефектов (1, 2, 3, 4).

Общее число учитываемых наборов для данного примера равно 10.

Общую длину дефекта l_{nm} , состоящего из дефектов с номера n по номер m (см. рисунок 3.7) и объединенного, вычисляют по формуле:

$$l_{nm} = l_m + \sum_{i=n}^{m-1} (l_i + s_i), \quad n, m = 1, \dots, N. \quad (3.22)$$

Глубину объединенного дефекта d_{nm} , называемую эффективной, вычисляют по формуле:

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_i l_i}{l_{nm}}. \quad (3.23)$$

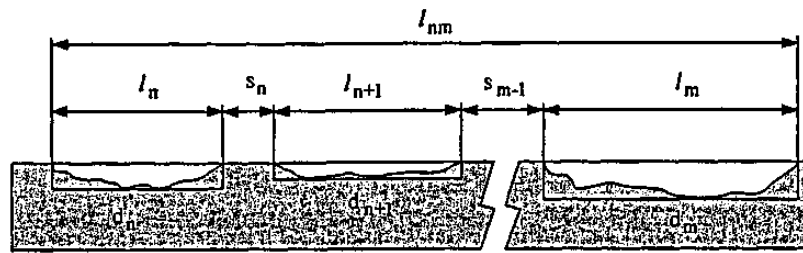


Рисунок 3.7 - Объединение взаимодействующих дефектов
Разрушающее давление для каждого объединенного дефекта (этап 1)

вычисляют с учетом (3.23) по формуле:

$$p_{nm} = \frac{2t\sigma_{\text{вп}} \left(1 - \frac{d_{nm}}{t}\right)}{(D_H - t) \left(1 - \frac{d_{nm}}{tQ_{nm}}\right)}, \quad (3.24)$$

где

$$Q_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D_H t}}\right)^2} \quad (3.25)$$

За разрушающее давление p_p для текущей линии проекции, в пределах рассматриваемой части принимают минимальное его значение из всех рассчитанных по формуле (3.20) для одиночных дефектов и рассчитанных по формуле (3.24) для всех наборов объединенных дефектов, то есть

$$p_p = \min(p_1, p_2, \dots, p_N, p_{nm}). \quad (3.26)$$

Оценку разрушающего давления p_p для каждой следующей линии проекции в пределах данной части разбиения проводят по алгоритму. Разрушающим давлением считают минимальное из полученных значений разрушающего давления для каждой линии проекции в пределах рассматриваемой части газопровода. Аналогично проводят оценку разрушающего давления p_p для следующей части протяженностью $5,0\sqrt{D_H t}$, перекрывающей предыдущую в осевом направлении на протяжении $2,5\sqrt{D_H t}$.

Итоговым разрушающим давлением p_p на участке газопровода с групповыми взаимодействующими дефектами при учете напряжений от внутреннего давления считают наименьшее из разрушающих давлений, рассчитанных для каждой из частей.

Наиболее опасным дефектом на оцениваемом участке газопровода считают одиночный или объединенный дефект.

Допустимое давление на данном участке газопровода вычисляют по формуле

$$p_{\text{доп}} = p_p / K. \quad (3.27)$$

					<i>Расчет оценки работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

4. Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода

4.1 Выявление дефектов при ДДО с помощью методов НК.

Оформление отчетных документов для назначения методов ремонта

Были проведены работы по дополнительному диагностическому обследованию в шурфах на участке:

Паспортные данные газопровода

Наименование трубопровода.....«Омск - Новосибирск»

Проектное давление, МПа (кгс/см²).....5,39 (55)

Рабочее давление, МПа (кгс/см²).....5,39 (55)

Диаметр, мм.....1220

Толщина стенки труб, мм.....9.5, 12.0; 14.0; 15.2

Марка стали труб газопровода.....X70; 11Г1С-У

Категория.....I; II; III (С, Н)

Тип защитного покрытия.....полимерное покрытие

По результатам ВТД была выбрана труба №4613 смотреть рисунок 4.1. По отчету видно что у нас 7 дефектов:

– 4 дефекта это аномалия кольцевого шва

– 3 дефекта коррозии

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов		
Разраб.		Титов Д.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.				88	151
Консульт.					НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					

Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода

Рисунок 4.1 – отчет ВТД выполнен ООО НПЦ «Внутритрубная диагностика»

ОМСК - НОВОСИБИРСК, Ø1220 мм, 257,000 – 392,000 км, «УПКС 2 Чанская - УПКС 3 Кожурлинская», ВТД: 9 – 14 февраля 2016

Отчет от 23 марта 2016 № В-207.40878917.160323р-п

Таблица 18. Журнал выявленных аномалий. Продолжение (с. 5-382 – с. 5-485)

Расстояние, м	От левого шва, м	От правого шва, м	Характер особенности	Класс размера	Угол, час	От продольного шва, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, %	Тип	КБД	$P_{\text{пр}}$, МПа	$P_{\text{т}}$, МПа	
3	50851,24	4,94 / 4,95	-4,93 / -4,92	Коррозия CORR	CIGR	5,9 / 5,9	1182 / 1171	16	66	15	EXT	0,89	6,06	9,22
	51071,69	Труба № 4597 1Ш Длина 11,52 м Толщина 9,5 мм		Ориентация швов 2,7 3,9 час		Реперы M11+1964,15 м M12-1918,02 м		Тип сварки: Односторонняя с подваркой						
1	51071,69	0,00 / 0,00	-11,52 / -11,52	Аномалия кольцевого шва GWAN		5,1 / 5,2	405 / 415	354		EXT				
	51229,69	Труба № 4611 1Ш Длина 11,26 м Толщина 9,5 мм		Ориентация швов 6,6 9,2 час		Реперы M11+2122,15 м M12-1760,03 м								
1	51233,78	4,09 / 4,10	-7,17 / -7,16	Коррозия CORR	CIGR	4,9 / 4,9	-1352 / -1352	14	67	11	EXT	0,89	6,06	9,23
2	51240,49	10,80 / 10,80	-0,46 / -0,45	Коррозия CORR	CIGR	5,0 / 4,9	-1341 / -1352	11	25	11	EXT	0,89	6,06	9,23
	51252,33	Труба № 4613 1Ш Длина 9,08 м Толщина 9,5 мм		Ориентация швов 11,5 6,7 час		Реперы M11+2144,79 м M12-1737,38 м		Тип сварки: Односторонняя без подварки						
1	51252,33	0,00 / 0,00	-9,08 / -9,08	Аномалия кольцевого шва GWAN		6,7 / 6,7	0 / 11	77		EXT				
2	51252,33	0,00 / 0,00	-9,08 / -9,08	Аномалия кольцевого шва GWAN		7,9 / 7,9	383 / 383	51		EXT				
3	51252,33	0,00 / 0,00	-9,08 / -9,08	Аномалия кольцевого шва GWAN		8,9 / 9,0	703 / 735	174		EXT				
4	51252,33	0,00 / 0,00	-9,08 / -9,08	Аномалия кольцевого шва GWAN		9,9 / 9,8	1022 / 990	222		EXT				
5	51260,69	8,20 / 8,36	-0,88 / -0,72	Коррозия CORR	GENE	6,1 / 6,2	-181 / -170	187	136	18	EXT	0,94	5,71	8,69
6	51261,08	8,70 / 8,75	-0,38 / -0,32	Коррозия CORR	GENE	6,1 / 6,2	-181 / -170	68	198	11	EXT	0,90	6,02	9,17
7	51261,34	8,99 / 9,01	-0,09 / -0,07	Коррозия CORR	GENE	5,1 / 5,3	-522 / -437	32	335	10	EXT	0,89	6,05	9,22
	51261,41	Труба № 4614 1Ш Длина 2,67 м Толщина 9,5 мм		Ориентация швов 6,7 6,5 час		Реперы M11+2153,86 м M12-1728,31 м								
1	51261,46	0,04 / 0,05	-2,62 / -2,62	Коррозия CORR	CIGR	6,1 / 6,1	-117 / -128	15	90	15	EXT	0,89	6,06	9,22
2	51261,96	0,55 / 0,56	-2,11 / -2,11	Коррозия CORR	CIGR	5,9 / 5,8	-202 / -213	11	30	16	EXT	0,89	6,06	9,23
3	51262,07	0,66 / 0,67	-2,01 / -2,00	Коррозия CORR	CIGR	5,6 / 5,6	-277 / -298	13	62	11	EXT	0,89	6,06	9,23

Журнал выявленных аномалий

Для проведения обследования мы соблюдаем все требования указанные в 1 главе. Используем методы НК для подтверждения дефектов:

- ВИК
- РК
- УЗК
- ВК
- МК

Методы проводим согласно СТО Газпром 2-2.4-083-2006, СТО Газпром 2-2.4-715-2013.

После проведение контроля составляем Акт обследования по автоматизированной программе «Акт ДДО» Приложение А. Так же делаются заключения по проведенным методам у нас это ВИК Приложение Е и РК Приложение Ж.

В процессе проведения контроля не подтвердились две аномалии кольцевого шва, а остальное подтвердилось согласно ВТД. В Акте обследования и Заключении видно что стык не пригоден к последующей эксплуатации как по ВИК так и по РК. Свою роспись ставит человек проводивший контроль и представитель службы заказчика, подтверждая что он дал венную информацию.

Так как три отдельные коррозии подтвердились рассчитываем «Оценку работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий по п.6.3 СТО Газпром 2-2.3-112-2007».

					Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Труба №:	4613	По отчету ВТД
Диаметр трубы (мм):	1220	По паспорту МГ
Фактическая толщина стенки трубы (мм):	9,4	По результатам доп. обследования
Категория участка трубопровода:	3	По паспорту МГ
Предел прочности стали трубы (МПа):	570,0	Информ. предост. заказчиком ВТД
Предел текучести стали трубы (МПа):	460,0	Информ. предост. заказчиком ВТД
Проектное давление трубопровода (МПа):	5,39	По паспорту МГ
Максимальное рабочее давление в трубопроводе (МПа):	5,39	По паспорту МГ
Коэффициент условий работы трубопровода, m:	0,90	По Табл.1 СНиП 2.05.06.-85
Коэффициент надежности по материалу, k1:	1,40	По Табл.9 СНиП 2.05.06.-85
Коэффициент надежности по назначению трубопровода, kн:	1,05	По Табл.11 СНиП 2.05.06.-85
Коэффициент надежности по внутреннему давлению, пр:	1,10	По Табл.13 СНиП 2.05.06.-85
Расчетный коэффициент запаса, K:	1,6	
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию), Rl:	349	

Номер дефекта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина дефекта (мм):	200	70	30							
Ширина дефекта (мм):	120	60	150							
Глубина дефекта (мм):	3,0	1,5	1,0							
Разрушающее давление, P(o/p)	7,74	8,75	8,84							
Допустимое давление, P _{доп} (МПа):	4,87	5,51	5,56							

Разрушающее давление для трубы $P_{o/p} = 7,74$ МПа.

Расчетное допустимое давление для трубы $P_{доп} = 4,87$ МПа.

Оцениваемый участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности $P_{доп} = 4,87$ МПа < $P_{пасп.} = 5,39$ МПа и должен быть отремонтирован. Согласно п.9.7 СТО 2-2.3-112-2007 рабочее давление на этом участке должно быть снижено до уровня допускаемого $P_{доп} = 4,87$ МПа или дефект должен быть устранен в соответствии с правилами проведения ремонтных работ для таких дефектов с последующей эксплуатацией при прежнем уровне рабочего давления $P_{раб} = 5,39$ МПа.

4.2 Назначение метода ремонта и подготовительные работы

В связи тем что данный участок подлежит ремонту так как дефекты были обнаружены не допустимые дефекты в сварном соединении и сама форма шва. Согласно СТО Газпром 2-2.3-137 ремонт производим заменой катушки.

Трубы ремонтируемого участка газопровода, катушка, ввариваемая в ремонтируемый участок газопровода, должны отвечать следующим требованиям:

а) отклонение от перпендикулярности торцов труб, катушки (косина реза) должно быть в пределах допусков технических характеристик применяемого оборудования орбитальной резки, но не более 2,0 мм;

б) длина катушки должна быть не менее диаметра и должна превышать длину вырезанного или планируемого к вырезке дефектного участка газопровода на величину от 100 до 150 мм в каждую сторону.

После вырезки дефектного участка трубы с повреждениями, а также в во всех случаях резки труб, с целью выявления возможных расслоений, необходимо выполнить ультразвуковой контроль всего периметра участка трубы на ширине не менее 40 мм от резаного торца. При наличии расслоений торец трубы должен быть отрезан на расстояние не менее 300 мм и произведен повторный ультразвуковой контроль в аналогичном порядке.

Производить резку труб, выполняя специальные сварные соединения (захлестов и др.), с применением оборудования механизированной орбитальной газовой или воздушно-плазменной резки с последующей механической обработкой резаных торцов труб станком подготовки кромок или шлифмашинками до требуемой разделки, при этом, в случае обработки торцов труб станком подготовки кромок, металл резаных торцов должен быть предварительно сошлифован механической обработкой шлифмашинками на глубину от 0,5 до 1,0 мм, а внутреннее усиление заводского шва должно быть сошлифовано заподлицо с внутренней поверхностью трубы.

После механической обработки концы труб должны быть защищены от механических повреждений обечайками, а также для предотвращения

					Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

попадания внутрь труб влаги, снега и др. их концы должны быть закрыты инвентарными заглушками.

Геометрические параметры торцов труб, с разделкой кромок либо обработанных механическим способом должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.3-137-2007 и операционно-технологических карт сборки и сварки.

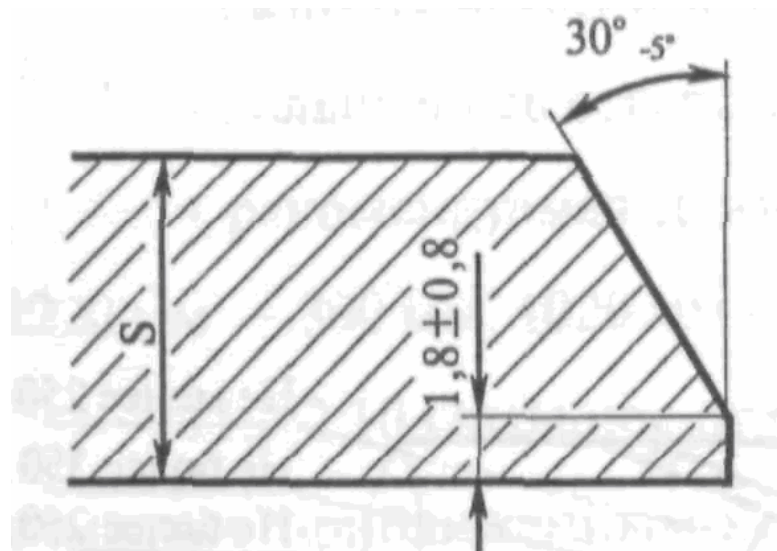


Рисунок 4.4- Геометрические параметры разделки кромок торцов труб для ручной дуговой сварки покрытыми электродами после разделительной резки и механической обработки

Контроль размеров подготовки кромок труб под сварку должен выполняться универсальными шаблонами типа УШС.

Внутренняя полость труб, перед сборкой должна быть очищена от попавшего грунта, снега и других загрязнений. При очистке внутренней полости труб с внутренним гладкостным покрытием его целостность не должна быть нарушена.

Свариваемые кромки и прилегающие к ним внутренние и наружные поверхности свариваемых элементов должны быть зачищены механическим способом шлифмашинкой на ширину не менее 15 мм. Усиление заводских швов снаружи трубы должно быть удалено механическим способом (шлифованием) до остаточной величины от 0,5 до 1,0 мм на расстоянии от 10 до 15 мм от торца трубы.

					Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Сборку, прямых вставок (катушек), сборку соединений следует выполнять с применением специальных наружных центраторов (многозвенные с ручным или гидромеханическим приводом, специальные центраторы-корректоры). Наружные центраторы не должны оставлять недопустимых дефектов, загрязнений (масляных пятен и др.) на внутренней или наружной поверхности свариваемых элементов (рисок, царапин и др.).

Допускаются смещения кромок при сборке стыковых соединений:

а) электросварных труб, при этом:

– наружное смещение стыкуемых кромок с номинальной толщиной стенки менее 10,0 мм не должно превышать 40 % толщины стенки, но не более 2,0 мм;

Измерение величины смещения кромок при сборке следует выполнять универсальными шаблонами типа УШС по наружным поверхностям или специальными шаблонами по внутренним поверхностям свариваемых элементов. При сборке заводские швы свариваемых труб, рекомендуется располагать в верхней половине периметра, при этом их следует смещать друг относительно друга на расстояние не менее:

– 100 мм для сварных соединений 500 и более;

В случаях технической невозможности смещения заводских швов при сборке соединений захлестов и др. расстояние между смежными заводскими швами рекомендуется согласовать с органами технического надзора Заказчика.

Не допускается в процессе сборки соединений труб, применением центраторов для установления необходимых параметров сборки (зазора, смещения кромок) применять ударный инструмент. Величина зазора при сборке стыковых соединений труб, назначается в зависимости от применяемых способов сварки первого (корневого) слоя шва, диаметров сварочных материалов и приведена в таблице 4.1.

					Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Таблица 4.1 - Величина зазора при сборке стыковых соединений труб, труб с СДТ, ЗРА в миллиметрах

Способы сварки первого (корневого) слоя шва	Диаметр электрода или проволоки	Величина зазора
Ручная дуговая сварка электродами с основным видом покрытия на подъем неповоротных кольцевых стыковых соединений труб, труб с СДТ, ЗРА	2,5; 2,6; 3,0; 3,20; 3,25;	2,0 - 3,0 2,5 - 3,5
Ручная дуговая сварка электродами с целлюлозным видом покрытия на спуск неповоротных кольцевых стыковых соединений труб	3,2; 4,0	1,0 - 2,5 1,5 - 2,5
Ручная дуговая сварка электродами с целлюлозным видом покрытия на подъем неповоротных кольцевых стыковых соединений труб	3,2	1,5 - 3,5
Механизированная сварка проволокой сплошного сечения в углекислом газе неповоротных кольцевых стыковых соединений труб	1,14	2,5 - 3,5
Автоматическая сварка проволокой сплошного сечения в защитных газах неповоротных кольцевых стыковых соединений труб комплексом оборудования (ф. CRC-Evans AW, Autoweld Systems)	0,9; 1,0	Без зазора. Допускается наличие зазора не более 0,5 мм на участках стыкового соединения длиной до 100
Автоматическая сварка плавящимся электродом в защитных газах неповоротных кольцевых стыковых соединений труб комплексом оборудования CWS.02 (ф. PWT)	1,0	Без зазора. Допускается наличие зазора не более 0,5 мм на участках стыкового соединения длиной до 100
Автоматическая сварка плавящимся электродом в защитных газах неповоротных кольцевых стыковых соединений труб комплексом оборудования Saturnax (ф. Serimax)	1,0	Без зазора. Допускается наличие зазора не более 0,5 мм на участках стыкового соединения длиной до 100
Автоматическая сварка проволокой сплошного сечения в углекислом газе неповоротных кольцевых стыковых соединений труб сварочными головками M300-C (M300) (ф. CRC- Evans AW)	1.14	2,0 - 3,0
Автоматическая двусторонняя сварка проволокой сплошного сечения под флюсом поворотных стыковых соединений труб на трубосварочных базах типа БТС	3,0/ 3,2/ 4,0	Без зазора. Допускается наличие зазора не более 0,5 мм на участках стыкового соединения длиной до 100

Количество, размеры прихваток в зависимости от номинального диаметра свариваемых элементов должны соответствовать требованиям таблицы 4.2. Прихватки следует выполнять сварочными материалами, рекомендованными для сварки корневого слоя шва.

Таблица 4.2 - Величина зазора при сборке стыковых соединений труб, труб с СДТ, ЗРА

DN (Д _y) труб, СДТ, ЗРА	Количество прихваток не менее, шт	Длина прихватки не менее, мм
До 400 <u>включ.</u>	2	20 - 30
Св. 400 до 1000 <u>включ.</u>	3	60 - 100
" 1000 " 1400 "	4	100 - 200

Прихватки должны располагаться на расстоянии не ближе 100 мм от заводских швов свариваемых элементов. Начальный и конечный участки каждой прихватки следует обработать механическим способом шлифмашинкой для обеспечения плавного перехода при сварке первого (корневого) слоя шва.

До начала сварки (в т.ч. прихваток) должен производиться предварительный подогрев свариваемых кромок и прилегающих к ним участков труб, в соответствии с требованиями п.10.3 СТО Газпром 2-2.2-136-2007.

При сварке корневого слоя шва соединений, сборка которых выполнена на наружном звенном центраторе, не допускается освобождать стягивающие механизмы центратора до выполнения не менее 60 % корневого слоя шва, при этом участки корневого слоя шва следует равномерно располагать по периметру сварного соединения, начало и конец каждого участка должны быть обработаны механическим способом шлифмашинкой и иметь плавный переход для сварки оставшейся части корневого слоя шва. При применении специальных наружных центраторов, позволяющих выполнять сварку полного периметра корневого слоя шва, корневой слой шва должен быть выполнен по полному периметру.

Укладку (опускание) трубы или трубной секции на инвентарные опоры (лежки), деревянные брусья, мешки с песком или др. наполнителем следует выполнять после сварки:

– корневого слоя шва ручной дуговой сваркой электродами с основным видом покрытия или механизированной сваркой проволокой сплошного сечения в углекислом газе. Расстояние между нижней образующей трубы и грунтом после укладки (опускания) трубы или трубной секции на инвентарные опоры (лежки), деревянные брусья, мешки с песком или др. наполнителем должно быть не менее 450 мм.

Возбуждение дуги при сварке следует выполнять только с поверхности разделки кромок свариваемых элементов. Не допускается зажигать дугу на поверхности металла труб.

					Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Количество слоев сварного шва, проходов (валиков) в каждом слое сварного шва при многопроходной (многоваликовой) сварке следует назначать в зависимости от толщины свариваемых кромок труб, способа сварки, параметров сборки и режимов сварки и указывать в операционно-технологической карте сборки и сварки.

В процессе сварки должен осуществляться пооперационный внешний осмотр качества выполнения слоев шва на отсутствие дефектов. Видимые дефекты швов должны своевременно устраняться. Пооперационный внешний осмотр должен осуществляться непосредственным руководителем сварочных работ (мастером, прорабом), являющимся специалистом сварочного производства не ниже II-го уровня профессиональной подготовки в соответствии с ПБ 03-273-99. В процессе сварки каждый слой шва и свариваемые кромки, а также после завершения сварки облицовочный слой и прилегающие к нему поверхности труб на расстоянии не менее 10 мм должны быть зачищены от шлака и брызг наплавленного металла механическим способом шлифмашинками. После завершения сварки всех слоев шва неповоротных кольцевых стыковых соединений труб, до укладки в траншею, может быть переложено с инвентарных опор (лежек) на деревянные брусья, мешки с песком или др. наполнителем или земляные призмы, накрытые специальным покрытием, обеспечивающим сохранность изоляции.

По окончании сварки при температуре воздуха ниже +5 °С и/или при наличии осадков сварные соединения должны быть накрыты влагонепроницаемым теплоизолирующим поясом до полного остывания. В непосредственной близости от выполненного сварного шва несмываемой краской должны быть нанесены клейма сварщиков, операторов или бригады сварщиков, операторов.

					Исследование дефектного участка действующего газопровода. Выбор метода ремонта для дальнейшей эксплуатации трубопровода	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Проанализировав дополнительное диагностическое обследование и методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов. Было выявлено, что ВТД имеет не точность в измерениях. Поэтому, не обходимо выполнять ДДО, для подтверждения дефектов, для того чтобы выявить правильный метод ремонта, или, понять, что ремонт – не требуется. Следовательно, все эти показатели влияют на экономику предприятия. Если, например, дефект на участке не подтвердился при ДДО нет необходимости производить затраты на ремонт данного участка, и если дефект является более опасным чем в отчете ВТД, то дополнительное диагностическое обследование и выбор правильного метода ремонта обеспечат не только безопасность жизни рабочего персонала, а так же бесперебойную работу трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов			
Разраб.		Титов Д.Н.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					98	151
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

5. Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются методы ремонта дефектных участков магистральных газопроводов. Основное рабочее место при проведении ремонта и обследования участка газопровода это открытый воздух. Ремонт и контроль производятся от ситуации в суточном режиме.

5.1. Производственная безопасность

Бесперебойная, надежная эксплуатация магистрального газопровода заключается в постоянном поддержании эксплуатационных характеристик путем дополнительного диагностического контроля и ремонта. Основные прочностные характеристики закладывается еще на стадии проектирования, а также строительства и от грамотных проектных решений зависят многие прочностные характеристики. Чтобы не допустить аварии трубопровода на стадии строительства помимо проектных решений, необходимо качественно выполнить работу соответствующим оборудованием и материалом с соблюдением всех требований правил промышленной безопасности и охраны труда.

Основа производственного процесса, формирующая опасные и вредные производственные факторы при выполнении ремонта и контроля это:

- Опасные производственные факторы:
- Движущиеся машины и механизмы;
- Электрический ток;
- Взрывоопасность и пожароопасность;
- Электрическая дуга и металлические искры при сварке;
- Радиационная безопасность;
- Избыточное давление

					<i>Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Титов Д.Н.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В.К.</i>					99	151
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Опасные производственные факторы это те факторы, которые при производственном процессе в определенных условиях могут привести к травме, резко ухудшить здоровье и даже смерти.

- Вредные производственные факторы:
- Повышенный уровень шума;
- Повышенная загазованность воздуха;
- Повреждения, полученные в результате контакта с насекомыми

Вредные производственные факторы это те факторы, которые могут отрицательно повлиять на персонал обслуживающий магистральные газопроводы и вызвать хронические заболевания и многие другие последствия.

Специалисты неразрушающего контроля должны быть обеспечены спецодеждой, спец обувью и средствами индивидуальной защиты.

К работе допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение, удостоверение по оказанию первой доврачебной помощи и удостоверение о проверке знаний по промышленной безопасности и охране труда.

5.2 Анализ опасных производственных факторов

1. Движущиеся машины и механизмы

При эксплуатации машин и механизмов необходимо руководствоваться СНиП III-4-80[30]. Техника безопасности при ремонте и контроле МГ, «Правила безопасной работы с грузоподъемными механизмами» и инструкции завода-изготовителя.

Руководители организации заказчика, выполняющего ремонтные работы с применением строительных машин, назначают из руководящего состава ИТР, ответственного за безопасное проведение работ. Лица ответственные за безаварийную работу строительных машин и механизмов, обеспечивают проведение их технического обслуживания и ремонта в соответствии с графиком утвержденным главным инженером предприятия. Непосредственно

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

перед началом работ со строительными машинами и механизмами руководители работы определяют схему проездов техники и место их установки и способы заземления механизмов, имеющих электроприводы, На месте производства работ должно обеспечиваться хорошая видимость рабочей зоны и маневрирование техники в пределах рабочей зоны. В зоне производства работ устанавливаются знаки безопасности и предупредительные надписи. При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76, СНиП III-4-80. Строповка грузов производится испытанными стропами с инвентарными номерами или специальными грузозахватными устройствами имеющие соответствующие сертификаты заводов изготовителей. Способ строповки необходимо выбирать исходя из схем строповки, которые исключают падение или скольжение груза.

Укладывание груза на транспортное средство должно обеспечиваться устойчивым положением транспортного средства и непосредственно груза. Запрещается выполняя погрузочно-разгрузочные работы с грузом, находящимся в неустойчивом положении. Все подъемные приспособления, а именно троса, канаты, цепи и грузоподъемные механизмы лебедки, и краны, которые применяются, при строповке испытываются по утвержденному графику, набивается клеймо или вешается бирка с указанием допустимых нагрузок, даты испытания.

2. Электрический ток

Источники воздействия током являются: электропроводка, оборудование, работающее от электросети. Удар током – это поражение живой ткани током, сопровождается сокращением мышц. Электрический ток, проходящий через человека, оказывает как термическое так электролитическое и биологическое воздействие. Безопасность работы обеспечивается за счет технических и организационных мер:

- установка предохранительных устройств;
- нанесения изолирующих материалов

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

заземление, согласно ПЭУ сопротивление изолирующего материала должно быть 0,5-10 Ом м,

Знаки безопасности и предупреждающе плакаты в соответствии со СНиП 12.1.030-81.ССБТ

В состав бригады обязательно должен входить электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС. Весь состав работников проходит инструктаж по электробезопасности. Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны иметь заземление. Электрическая проводка должна быть в неповрежденной изоляции.

Для того чтобы обезопасить рабочий персонал от непредумышленного прикосновения к токоведущим источникам необходимо применять средства защиты такие как:

Защитная оболочка,

Временные или стационарные ограждения,

Проведение проводки или других элементов в защитном расположении, например кабель каналах, изолирующих чехлах,

Изоляция рабочих мест,

Защитное отключение,

Блокировка и знаки безопасности,

Защитное заземление или зануление,

Малое напряжение,

Применение при работе с электроинструментом или оборудованием СИЗ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

К сварочным работам на газопроводах допускаются сварщики, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение, прошедшие проверку знаний и получившие удостоверение на право производства сварочных работ. Сварочная бригада обязана работать только с применением средств индивидуальной защиты. Нарукавники должны быть надеты в случае сварки на потолке трубы. Если сварка идет по цветному металлу, такому как цинк или медь, необходимо использовать фильтрующий противогаз. Слесаря, работающие газопламенным оборудованием должны проводить работы в светофильтрующих очках, при работе с болгаркой. Все провода, идущие к электрооборудованию, должны подвергаться к постоянному осмотру, запрещается эксплуатировать проводку с поврежденной изоляцией.

4. Радиационная безопасность:

Оценка состояния радиационной безопасности в организации и в каждом регионе должна основываться на следующих показателях, предусмотренных Федеральным законом. № 3-ФЗ:

- характеристика радиоактивного загрязнения окружающей среды;
- анализ обеспечения мероприятий по радиационной безопасности и выполнения норм, правил и гигиенических нормативов в области радиационной безопасности;
- вероятность радиационных аварий и их масштаб;
- степень готовности к эффективной ликвидации радиационных аварий и их последствий;
- анализ доз облучения, получаемых персоналом и отдельными группами населения от всех источников ионизирующего излучения;
- число лиц, подвергшихся облучению выше установленных пределов доз облучения;
- показатель радиационного риска.

Все вышеуказанные показатели, характеризующие состояние радиационной безопасности персонала радиационных объектов и населения, должны

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ежегодно отражаться в радиационно-гигиенических паспортах организаций и территорий в соответствии с порядком, установленным Правительством Российской Федерации.

Анализ данных, приведенных в радиационно-гигиенических паспортах организаций и территорий, следует проводить путем сопоставления их с требованиями НРБ-99/2009, настоящих Правил и с данными предыдущих лет.

Радиационная безопасность на радиационном объекте и вокруг него обеспечивается за счет:

- качества проекта радиационного объекта;
- обоснованного выбора района и площадки для размещения радиационного объекта;
- обеспечения сохранности источников излучения и исключения возможности их несанкционированного использования;
- зонирования территории вокруг наиболее опасных объектов и внутри них;
- условий эксплуатации технологических систем;
- санитарно-эпидемиологической оценки и лицензирования деятельности с источниками излучения;
- санитарно-эпидемиологической оценки изделий и технологий;
- наличия системы радиационного контроля;
- планирования и проведения мероприятий по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения при нормальной работе объекта, его реконструкции и выводе из эксплуатации;
- повышения радиационно-гигиенической грамотности персонала и населения.

Радиационная безопасность персонала обеспечивается:

- ограничениями допуска к работе с источниками излучения по возрасту, полу, состоянию здоровья, уровню предыдущего облучения и другим показателям;
- знанием и соблюдением правил работы с источниками излучения;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

–защитными барьерами, экранами и расстоянием от источников излучения, а также ограничением времени работы с источниками излучения;

– созданием условий труда, отвечающих требованиям НРБ-99/2009 и настоящих Правил;

– применением индивидуальных средств защиты;

– соблюдением установленных контрольных уровней;

– организацией радиационного контроля;

– организацией системы информации о радиационной обстановке;

– проведением эффективных мероприятий по защите персонала при планировании повышенного облучения в случае аварии.

Радиационная безопасность населения обеспечивается:

– созданием условий жизнедеятельности людей, отвечающих требованиям НРБ-99/2009 и настоящих Правил;

– установлением допустимых уровней воздействия для облучения от техногенных источников излучения;

– организацией радиационного контроля;

– эффективностью планирования и проведения мероприятий по радиационной защите в нормальных условиях и в случае радиационной аварии;

– организацией системы информации о радиационной обстановке.

Радиационная безопасность пациентов при медицинском облучении обеспечивается:

– обоснованием целесообразности рентгенорадиологического исследования или лечебной процедуры;

– оптимизацией радиационной защиты пациента.

Радиационная безопасность персонала и населения от источников потенциального облучения обеспечивается применением технических мер по снижению вероятности событий, вследствие которых могут быть превышены граничные значения обобщенного риска, установленные НРБ-99/2009, а также мер по минимизации последствий радиационной аварии.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

Радиационная безопасность населения на территориях, где вследствие прошлой хозяйственной деятельности или радиационных аварий имеется остаточное радиоактивное загрязнение или источники потенциального облучения, обеспечивается мерами защиты, на основе принципа оптимизации, направленными на локализацию источника, ограничение доступа и/или информирование населения о факторах радиационной опасности.

При разработке мероприятий по снижению доз облучения персонала и населения следует исходить из следующих основных положений:

– индивидуальные дозы должны снижаться, прежде всего, там, где они превышают допустимый уровень облучения;

– мероприятия по коллективной защите людей должны осуществляться в отношении тех источников излучения, где, в соответствии с принципом оптимизации, достижимо наибольшее снижение коллективной дозы облучения при минимальных затратах;

снижение доз от каждого источника излучения должно, прежде всего, достигаться за счет уменьшения облучения критических групп населения для этого источника излучения.

5. Пожарная безопасность и взрывоопасность:

Для предотвращения пожаров или взрывов обобщается общее понятие – пожарная профилактика. Её обеспечивают разными способами или средствами:

- технологическими,
- строительными,
- организовано-техническими.

Пожарная профилактика важнейшая часть проблем по обеспечению пожаробезопасности и взрывобезопасности всех объектов, поэтому уделение первостепенного внимания по решению вопросов связанных защитой объекта от пожара или взрыва. При пожаре оказывается термическое воздействие на человека такие как повышение температуры, наличие открытого огня, низкое содержание кислорода, возможны взрывы, токсичный дым от продуктов горения.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

Термическое воздействие непосредственно связано с перегревом человека и последующих биохимических изменений верхнего слоя кожи (ожога). Сильная боль, ощущаемая при повышении температуры верхнего слоя кожи до 50 °С.. Пик болевого порока зависит от плотности теплового потока.

Например, с плотностью теплового потока 1,8 кВт/м боль вообще не ощущается независимо от времени воздействия. Тяжесть последствий термического воздействия будет зависеть от длительности воздействия и величины теплового потока. При незначительном воздействии повреждается только верхний слой кожи, глубиной до 1 миллиметра, это ожог 1 степени характеризуется покраснением кожи. При увеличении плотности потока и времени воздействия повреждается нижний слой кожи (Дерма), это ожог 2 степени, характеризуется появлением пузырей и при еще более плотном потоке и длительном воздействии получают повреждение подкожного слоя, ожог 3 степени характеризуется полным поражением кожного покрова (обугливание). При ожоге 2 и 3 степени люди выживают, если место повреждения достигает менее 20% от всего тела. Если же ожоги 2 и 3 степени занимают более 20% от всего тела, то при интенсивном медицинском вмешательстве шанс есть, но он очень снижен.

Основной причиной пожара на производстве является нарушение технологических режимов работы с оборудования, неисправность оборудования, курение в неположенных местах и т.д. В соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 вероятность возгорания производственных помещений за год должна быть менее 0,000001%. Для того чтобы предотвратить возгорание необходимо исключить источники зажигания в газоопасных средах. Ответственные за пожарную безопасность при ремонтных работах на магистральных газопроводах, являются руководители работ. Всех работников знакомят с этим приказом под роспись. При проведении огневых работ устанавливаются требования пожарной безопасности в соответствии с правилом пожарной безопасности ФЗ №123 от 22.07.2008 г.. На всех ремонтных работах и работах по проведению контроля должен присутствовать

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ответственный со службы пожарной безопасности и пожарное звено. Все это указывается в наряд-допуске на огневые работы. Наряд допуск согласовывает инженера СПБ, ГО и ЧС, командир пожарного звена СПБ и лица ответственные за пожарную безопасность объекта. Без наряда-допуска работы проводить запрещено. Место проведение работ должны быть оснащены огнетушителями, лопатами не менее четырех. В рабочей зоне запрещено курить, использовать открытый огонь и т.д. Вся техника должна быть с искрогасителями. Сварщики и слесаря должны быть одеты в костюм ТОК-200, а так же все принимающие участие в работе должны быть термостойкой спецодежде. Баллоны с газом должны быть с защитными крышками или предохранительными колпаками. При транспортировке должна быть исключена возможность ударения. Перенос баллонов осуществляется в специализированных тележках. После окончания работ все используемые огнетушители отдаются на перезарядку в пожарную службу СПБ. Все случаи пожара расследуются специализированной комиссией с соблюдением все норм и законов РФ. По результатам расследования разрабатываются дополнительные мероприятия для предотвращения подобных случаев.

6. Избыточное давление:

При разгерметизации газопровода формируется ударная волна, ведущие за собой волны сжатия и волны разряжения, которые характеризуются избыточным давлением и импульсами фаз сжатия и разряжения, негативно воздействующие на работников. Характеристика барического воздействия от взрыва представлена на рисунке 5.1

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

Безопасное	<10 кПа
Легкое поражение ушибы, потеря слуха, вывихи, временная общая контузия	20...40 кПа
Среднее поражение (контузия, повреждение органов) слуха, разрыв барабанных перепонки, кровотечение из носа и ушей)	40...60 кПа
Сильное поражение сильная контузия всего организма, потеря сознания, переломы конечностей, повреждения внутренних органов	60...100 кПа
Порог смертельного поражения	100 кПа
Летальный исход в 50% случаев	250...300 кПа
Безусловное смертельное поражение	>300 кПа

Рисунок 5.1. Барическое воздействие на человека при взрыве газовой смеси.

5.3 Анализ основных вредных производственных факторов

1. Повышенный уровень шума

Источники повышенного шума при рабочем процессе является звук вызванный в результате производственного процесса. Повышенный шум оказывает воздействие на слуховой аппарат человека и на другие органы не исключая и нервную систему.

Громкость, не превышающая 80 дБА, не оказывает губительное воздействие на слуховой аппарат.

Громкость, превышающая 80 дБА по нормативной документации и по СанПиН 2.2.4.3359-16 превышает порог слухового аппарата и приводит к повышенному кровяному давлению.

В соответствии со СНиП 12-03-99 средствами коллективной и индивидуальной защиты являются:

Шумоизолирующие средства;

Глушители;

Вкладыши;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Наушники;

Шумоизолированные шлема.

2. Повышенная загазованность воздуха

При разгерметизации газопровода, основной опасный фактор большое содержание опасных веществ в воздушной или в водной среде, а именно метан, одоранты и другие.

Природный газ не имеет цвета, запаха, вкуса легче воздуха имеет различную токсичность в зависимости от примесей.

Природный газ, очищенный по требованиям ОСТ 51.40-83 газ горючий природный, подаваемый в магистральные газопроводы, то свойства его фактически мало чем отличаются от свойства метана.

При наличии примеси тяжелых углеводородов свойства природного газа меняется, повышается плотность, уменьшается температура воспламенения, поэтому снижается минимальное количество содержания в рабочей зоне.

Природный газ является по классу опасности: малоопасные вещества со значением предела допустимой концентрации 300 мг/м³ по ГОСТ 12.1.007-76. Предел концентрации для воспламенения составляет 10-15% объема воздушной среды. Температура вспышки составляет 645⁰С. Энергия необходимая для воспламенения составляет 0,15 мДж.

Газовый конденсат в газопроводах нестабилен. Упругость паров газоконденсата при определенной температуре напрямую зависит от давления в газопроводе. При выходе газоконденсата в первую очередь выходят вещества легких углеводородов, то есть происходит его стабилизация.

Газовый конденсат содержит пропан, бутан, этан, пентан что и определяет высокую упругость его паров. Стабильный газовый конденсат содержит в большей основе пентан и цезий и всего лишь 3% низкокипящих углеводородов таких как пропан и бутан.

Нестабильный газовый конденсат при выделении в атмосферу понижает температуру воспламенения, соответственно повышает пожаро и взрывоопасность. Предел воспламеняемости газового конденсата значительно

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						110
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ниже, чем у природного газа, он напрямую зависит от плотности, чем выше плотность, тем ниже предел воспламенения. В безветренную погоду тяжелые пары углеводородов, выделяемые при испарении газоконденсата, оседают на земле и скапливаются по всей ближайшей местности. Рассеиваются они, очень медленно создавая скопления взрывоопасных веществ на большой территории с низким пределом вспышки равным около 1,2% по объему.

Пары газоконденсата содержащие непредельные углеводороды, относят к четвертому классу опасности для человека, это класс малоопасных веществ. Предельная концентрация в объемной доле кислорода их составляет 300 мг/м³, ГОСТ 12.1.005-88. По своим свойствам газовый конденсат оказывает небольшое вредное воздействие на человека, может вызвать заболевания, такие как сухость кожи, экзема и т.д. наиболее опасно попадание на слизистую оболочку. При попадании на тело, необходимо его смывать теплой водой, при возможности с мылом. При разгерметизации газопровода резко понижается температура от выходящей струи и попадание газа от струи на конечности человека может вызвать обморожение.

Одорант - В качестве одорирующего вещества в основном используют меркаптаны в некоторых случаях могут применять этилмеркаптаны, плотностью 0,84 с температурой кипения 38 °С, концентрационный предел воспламеняемости паров 3-18% от объема. Одоранты относят ко второму классу опасности – высоко опасные вещества. Предельная допустимая концентрация в рабочей зоне 1 мг/м³ имеет температуру воспламенения 300 °С, плотность паров при нормальных условиях 2.75 кгс/м³.

Меркаптаны даже при малой концентрации вызывает резкую головную боль и тошноту. При большой концентрации действует на центральную нервную систему, приводит к судорогам, параличу и смерти. Действие меркаптанов примерно одинаковое с сероводородом.

Очень низкий предел допустимой концентрации в воздухе для метилмеркаптанов, составляет 9×10^{-6} мг/м³ ГН 2.2.5.686-98. Меркаптан с взаимодействием металла (окисление металла) и щелочами взаимодействует с

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						111
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

кислородом и самовоспламеняется, является пирофорным соединением. При одорировании газа, он не становится более токсичным.

Сероводород это бесцветный газ со специфическим запахом тухлых яиц. Плотность сероводорода 1,55, кислород по сравнению с ним имеет плотность 1.2. Температура воспламенения сероводорода 290 °С. В воде является слабой кислотой и хорошо растворяется. Цвет пламени при горении имеет синеватый оттенок. Предел воспламеняемости от 5 до 45% от объема, взрывоопасен. Сероводород является опасным нервнопаралитическим ядом, вызывающий смерть асфиксией легких. Раздражительно действует на слизистые оболочки. При попадании на кожу, растворенный в воде сероводород вызывает покраснение кожи, а в некоторых случаях даже экзему.

Нахождение людей в среде с содержанием 90 мг/м³ сероводорода более 2 часов вызывает головную боль, при долгом пребывании слезотечение и светобоязнь. При высокой концентрации около 250 мг/м³ вызывает жжение в глазах, металлический привкус во рту, сильную усталость, резкие головные боли и тошноту.

Для коллективной защиты применяются вентиляционные установки, а для индивидуальной респираторы, марлевые повязки, противогазы (с фильтрующим элементом так и шланговые) и при работе в котловане костюмы Л-1.

3. Повреждения, полученные в результате контакта с насекомыми

В большинстве субъектах Российской Федерации обитают кровососущие насекомые, такие как комары, мошка, и особенно опасны клещи, каждый работник должен иметь средства индивидуальной защиты. Укус энцефалитного клеща особенно опасен для работников, поэтому данному вопросу следует уделять особое внимание. Основная необходимая мера это прививание работников от клещевого энцефалита для создания устойчивого иммунитета, так как энцефалит опасная болезнь, действующая непосредственно на центральную нервную систему. Так же необходимо обеспечивать всех

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работников энцефалитной спецовкой и самим работниками проводить периодический осмотр спецодежды.

5. Недостаточная освещённость рабочей зоны

Для мест проведения работ необходимо общее равномерное освещение. При этом минимальная освещенность должна быть 2 люкса в независимости от применяемого источника света, исключение только автодороги. При грузоподъемных операциях освещенность мест проведения работ должна быть минимум 5 люкс, при ручной работе с грузоподъемными механизмами не менее 10 люкс. А при Визуально и измерительном контроле освещенность должна быть не менее 500 люкс.

5.4 Экологическая безопасность при авариях на газопроводах

Существенное воздействие на окружающую среду при эксплуатации газопровода происходит в результате его разгерметизации. Разгерметизация трубопровода происходит в результате коррозионных процессов, механических повреждений и стихийных бедствий.

Самый распространенный вид аварии на газопроводах это неуправляемые истечения газа в атмосферу, то есть в месте раскрытия трубопровода происходит неуправляемый выход газа под избыточным давлением. Природный газ в большем содержании состоит из метана выход его ведет относительно локальный характер, основное воздействие оказывает тепловой фактор от ударной волны. Существенное влияние от кратковременного выхода газа, не оказывается на окружающую среду. Природный газ способен рассеиваться и уходить в верхний слой атмосферы не оказывая токсического воздействия на живые организмы, но если брать в учет что будет возгорания выходящего газа, последствия будут серьезней.

Для того чтобы не допускать аварийных состояний проектной документацией прописывается следующие мероприятия:

Все материалы и оборудования должны иметь сертификаты от завода изготовителя.

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проектирование и строительство трубопроводов проводят специализированные организации.

Проводить контроль сварных швов и испытание трубопровода.

Проводить периодические осмотры, контрольные осмотры, ревизии, ГИ периодичностью, утверждённой главным инженером эксплуатирующей организации.

5.5 Мероприятия снижающие воздействие на окружающую среду при эксплуатации газопроводов

Негативное воздействие на почвенный покров является:

Изменение рельефа;

Вырубка лесных массивов;

Уничтожение растительности.

Для того чтобы минимизировать воздействия на почвенный и растительный покров в процессе строительства и эксплуатации газопроводов проектной документацией предусмотрены мероприятия по уменьшению воздействий на природные ресурсы.

Строительство в первую очередь вдоль трассовых проездов и переездов;

Проезд строительной техники разрешен только по специально сооруженным проездам в пределах зоны производства работ;

Постоянная утилизация отходов, на месте производства работ;

Исключительно использовать только исправные и взрывозащищенное оборудование;

На все материалы должны иметься соответствующие сертификаты соответствия;

Заправка техники и оборудования должна проводиться на специализированной площадке;

Обязательное обвалование мест проведение работ.

Все работы должны проводиться специалистами с соответствующей квалификацией;

Рекультивация загрязненных земель.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						114
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для уменьшения воздействия от выброса загрязняющих веществ в окружающую среду предусмотрено:

Все материалы, использованные при строительстве должны иметь соответствующий сертификат качества;

Запрещается разжигать костры и сжигать, какие либо отходы;

Необходим периодический экологический контроль выбросов со стороны подрядчика от строительной техники;

Все материалы для ремонта не должны выделять токсичные вещества в атмосферу;

Необходим постоянный надзор за нарушениями природоохранного законодательства.

По проектной документации рекомендованы природоохранные мероприятия, от выбросов токсичных и канцерогенных веществ в зоне производства работ:

Для того чтобы исключить все нежелательные последствия для окружающей среды предусмотрены мероприятия:

Исключить слив воды без преждевременного отстаивания, так как с этой водой могут поступить загрязненные вещества, попавшие из трубопровода. Они могут быть с частицами грунта и даже с незначительной коррозией металла. Верхний слой воды после отстаивания будет практически соответствовать ее химическому составу, а остальные вещества выпадут в осадок.

Концентрация взвешенных веществ сливаемых после гидроиспытаний составляет около 650 г/м³, после отстаивания уменьшается в 10 раз и составляет не более 65 г/м³. После отстаивания воду сливают в низину, на водосборную площадь, но перед сбросом воды проводят анализ на содержание взвешенных веществ.

Для того чтобы исключить просачивания воды через грунт стенки и дно котлована покрывают полиэтиленовой пленкой, с дальнейшей ее утилизацией. После опорожнения котлована его следует засыпать свежим грунтом.

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разгрузка труб должна осуществляться на специально отведенные места, заранее подготовленные для временного хранения трубной продукции, не допускается хранение трубной продукции на земле, без защитных заглушек на концах предотвращающих попадание внутрь посторонних предметов, осадков и так далее.

Всасывающий шланг насоса должен иметь сетчатый фильтр для исключения попадания кусков грунта и посторонних предметов вместе с водой.

После завершения работ по ГИ все прямки, временные амбары засыпать грунтом, после рекультивации земли.

Топливо на строительных площадках хранить запрещается. Заправка строительной техники производится на специально оборудованных площадках. Топливозаправщик находится на этих площадках 2-3 часа раз вдвое суток до полного окончания работ. Временная площадка должна быть выложена из бетонных плит и обвалована, для исключения растекания топлива. Так же должен быть оборудован уклон для стекания жидкости во временную емкость, после окончания всего производственного процесса временную емкость демонтируют.

5.6 Мероприятия для безопасной эксплуатации газопроводов для окружающей среды

Транспортировка природного газа трубопроводным транспортом при правильном обслуживании газопроводов исключает выход природного газа в атмосферу, за исключением некоторых случаев связанных с природными катаклизмами и повреждения газопроводов из вне.

Основные задачи для надежной эксплуатации газопроводов:

Полный технологический надзор над качеством строительства и ремонта.

Периодическое проведение внутри инспекционного контроля, для выявления поврежденных или подверженных коррозии участков.

Своевременное и периодическое обследование пересечений газопроводов с различными коммуникациями.

Своевременный плановый ремонт.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						116
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Периодический обход, объезд, облет трассы трубопровода.

Своевременное проведение контрольных осмотров, ревизии, ГИ, проверка глубинны заложения.

Все оборудование, установленное на газопроводе, может стать причиной утечки, из-за нарушения герметичности. Регламентная работа не включает в себя какие либо не герметичности, а наоборот говорит о аварийной ситуации. Задвижки негерметичные по сальниковым уплотнениям или фланцевым соединениям запрещается эксплуатировать. Такие не герметичности обнаруживаются при плановых обходах трассы, при возможности устраняются, если же устранить не удастся, готовятся мероприятия на замену негерметичной задвижки или другой арматуры.

5.7. Безопасность на магистральных газопроводах при ЧС

Самым опасным в производственном процессе, а так же разрушительным из вида ЧС является возгорание или взрыв на территориях хранения нефти или газа (резервуарных парках) и т.д. Для предотвращения пожара необходимо исключить все источники зажигания в газоопасной зоне. Так же необходимы системы защиты от неконтролируемого выброса газа или другого продукта из трубопроводов или других сооружений. Необходимо проводить тренировочные мероприятия с рабочим персоналом по предупреждению аварий, а так же ликвидации и локализации аварий, или возгораний газовоздушной смеси.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это определенная ситуация складывающаяся в результатах аварий либо природного явления, катастроф, стихийных бедствий которые влекут за собой непосредственно человеческие жертвы, или ущерб здоровью людей и ущерб природной среде, влекущие для предприятия огромными материальными затратами.

Авария на магистральном газопроводе может привести к ЧС, так как в результате разгерметизации происходит загрязнение окружающей среды и большая вероятность возгорания с последующим разрушением вблизи построенных сооружений, гибель людей и т.д.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

ЧС возникающая на магистральном газопроводе, может привести к следующим событиям:

Смертельные случаи, травмированные работники с потерей трудоспособности или групповой травматизм, возгорание газовой смеси, продолжительный выброс транспортируемого продукта.

Основное решение по надежности магистрального газопровода является:

Выбор труб и материалов при строительстве соловящего качества и под соответствующие условия эксплуатации (климат, район строительства и т.д.);

Контроль строительно-монтажных работ;

Ежегодное проведение контрольных осмотров, плановых ремонтов и периодическое проведение ГИ, ревизий и т.д.

На все материалы необходимы сертификаты качества и разрешение Ростехнадзора;

Постоянный контроль давлений и других технических характеристиках на всех наружных технологических установках (КПП СОД, запорной арматуры, конденсатосборников и т.д.);

Для повышения надежности эксплуатации газопровода необходимо ежедневный плановый обход трассы трубопровода, охранных зон. Безопасная эксплуатация трубопровода достигается комплексом мероприятий, которые направлены на соблюдение регламента работ по обслуживанию трубопроводов, а так же работ по ликвидации и локализации аварий.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

6. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Введение

Для обследования и ремонта линейной части магистральных газопроводов необходимо проводить контроль методами неразрушающего контроля по нормативно-техническим документам, правильно выбрать материал и оборудования при контроле и иметь квалифицированный персонал занимающийся обслуживанием. При обслуживании газопровода проводить все необходимые работы для поддержания работоспособного состояния газопровода.

При нарушении целостности трубопровода (авария) причиняется ущерб экологии и приводит к материальным потерям за счет простоя газопровода на ликвидацию последствий аварии и уходят огромные затраты на ликвидацию самого инцидента. Затраты можно квалифицировать на заработную плату, амортизационные отчисления, социальные отчисления и затраты на привлечение подрядных организаций для ликвидации последствия отказа и другие.

В данном разделе будет рассмотрено коммерциализация проекта, составлен календарный план проекта и выполнен SWOT анализ проекта.

6.1 Готовность проекта к коммерциализации

Научный проект оценивается степенью готовности к коммерциализации и помогает выяснить уровень знаний для проведения проекта. Для этого заполним таблицу показывающую степень проработки проекта со стороны коммерциализации и компетентности разработчика.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов		
Разраб.		Титов Д.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.				119	151
Консульт.					НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Таблица – 6.1 Степень готовности данного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	5
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
16	ИТОГО БАЛЛОВ	43	44

Оценка готовности данного проекта к коммерциализации определяется:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i \quad (1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет увидеть готовность научной работы и ее автора к коммерциализации. Степень проработки научной работы составило 43, это показывает среднюю перспективность, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Уровень знаний у автора работы составляет 44 – перспективность выше среднего.

6.2 Календарный план проекта

При планировании проекта был построен календарный план и график проекта.

Таблица 6.2

Номер работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	3	10.12.2017	13.12.2017	Титов Д.Н. Никульчиков В.К.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	5	14.12.2017	19.12.2017	Титов Д.Н. Никульчиков В.К.
3	Литературный обзор	38	20.12.2017	27.01.2018	Титов Д.Н.
4	Экспериментальная часть	55	28.01.2018	23.03.2018	Титов Д.Н. Никульчиков В.К.
5	Результаты и обсуждения	35	24.03.2018	28.04.2018	Титов Д.Н. Никульчиков В.К.
6	Оформление пояснительной записки	30	29.04.2018	29.05.2018	Титов Д.Н.
Итого:		166			

6.3 SWOT-анализ

SWOT - анализ это комплексный анализ научного проекта, который указывает сильные и слабые стороны работы.

Таблица 6.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность анализа сложных систем	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл2. Нет некоторых данных для достоверности методики
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	1. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования
Угрозы: У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства.-	1. Повышение квалификации кадров.

6.4 Материальные потери при проведении аварийно-восстановительных работ

Затраты формируются по следующим элементам с экономической обоснованностью:

- материальные;
- оплата труда;
- социальные отчисления;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Проведем подсчет затрат на потребность в топливе для выполнения работ и доставки работников и оборудования на место проведения работ:

Камаз-503421 ед. – расход топлива (Дизель) 32 л/100км, пробег 350км;

Расчет затрат на топливо Таблица 6.4

Наименование, марка техники	Норма расхода, л/ч, л/100км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
	АИ-92	Диз. топ ливо	АИ-92	Дизтопливо		
Камаз-503421		32		250	40	10000
ИТОГО:						10000

6.5 Затраты на амортизационные отчисления

Таблица 6.5

Наименование объекта основных фондов	Кол-во	Время работы, час		Норма амортизации, час	Сумма амортизации.
		Одного объекта	Всего		
Камаз-503421	1	40	40	125,85	50034
ИТОГО:					50034

6.6 Затраты на материалы и оборудования

Расчет затрат на основные и дополнительные материалы (таблица 6.6)

Таблица 6.6

Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена за единицу, рублей	Общая стоимость
Основное оборудование:				
Набор ВИК	шт	1	15000	15000
Рентгеновский аппарат Март 250	шт	1	350000	350000
Ультразвуковой аппарат Скаруч	шт	1	900000	900000
Ультразвуковой толщиномер Krautkramer DM-4	шт	1	110000	110000
Общая стоимость основных материалов:				1375000
Дополнительные материалы:				
Рентгеновская пленка Kodak Ind.HS800 NIF 30x40/100	уп	1	30516,78	30516,78
Проявитель KODAK IND manual develop	кмп	1	5244,93	5244,93
Фиксаж Kodak indx manual fixer 2x20L	кмп	1	2984,98	2984,98
Общая стоимость дополнительных материалов				38746,69
Итого:				1413746,69

										Лист
										124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					

6.7 Расчет затрат на оплаты труда рабочего персонала и специалистов

Заработная плата специалистов Таблица 6.7

Должность	Часовая ставка	Отработано часов	Премия 5%	Итого ЗП, руб.
Дефектоскопист	518,3	40	1036,6	21768,6
Инженер	563,23	40	1126,46	23655,66
Итого:			45424,26	

Расчет заработной платы рабочего персонала (таблица 6.8)

Таблица 6.8

Должность	Количество	Разряд	Часовая ставка, руб.	Отработано часов	Премия 5%	Заработная плата с учётом надбавок, руб.
Дефектоскопист	15	6	518,3	40	1036,6	21768,6
Инженер	10	-	563,23	40	1126,46	23655,66
Геодезист	2	-	542,01	40	1084,02	22764,52
Слесарь КИП и А	6	6	498,25	40	996,5	20926,62
ИТОГО:						89115,4

Выплаты страховых взносов за работников в внебюджетные фонды, страхование работников от несчастных случаев:

$$(45424,26 + 89115,4) * 30\% = 40361,89 \text{ руб.}$$

амортизационные отчисления определяют из балансовой стоимости основного производственного фонда, активов не связанных с материальным имуществом и утверждённые в установленном порядке нормы амортизации, с учетом ускоренной амортизации.

В прочие расходы входят, затраты на возведение временной инфраструктуры, питание работников (сух паек), средства коллективной защиты и составляют 10% из фонда оплаты труда.

$$(45424,26 + 89115,4) * 2\% = 2690,78 \text{ руб.}$$

Заключение

В данном разделе была проведена оценка на готовность научного проекта к коммерциализации, показывающая, в общем, среднюю перспективу по коммерциализации и знаний автора проекта. Был предоставлен календарный план разработки проекта совместно с научным руководителем. Проведен SWOT анализ проекта рассмотренные сильные и слабые стороны разработки и возможные угрозы при коммерциализации. Далее рассчитаны затраты на работы по дополнительному диагностическому контролю, при расчете было учтены все затраты на проведение неразрушающего контроля. А именно затраты на аренду и эксплуатацию техники, стоимость всего оборудования и материалов необходимых при работе, сумму амортизационных отчислений и заработную плату специалистов и рабочего персонала. Из расчетов можно сделать вывод что основные затраты идут на технику и оборудования (91,8%), а общая сумма затрат составила **1473780,69 рублей.**

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

Список литературы

1. Строительные нормы и правила Российской Федерации СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы
2. Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля
3. Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля
4. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС (утверждены ПАО «Газпром» 24.11.2006)
5. Ведомственный руководящий документ ВРД 39-1.10-013-2000 с дополнением Руководящий документ по применению композитных материалов фирмы «Порсил ЛТД» (г. Санкт-Петербург) для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности с дополнением «Оценка несущей способности трубопроводов диаметром 530-1420 мм, отремонтированных с применением композитных материалов ПАО «Газпром»
6. Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов
7. Ведомственные строительные нормы ПАО «Газпром» ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов

					<i>Методы ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Титов Д.Н.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					127	151
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2БМ6А		

8. Ведомственный руководящий документ ПАО «Газпром» РД 51-2.4-007-97 Борьба с водной эрозией грунтов на линейной части трубопроводов. Инструкция
10. Временные типовые технические требования к наружным сканерам-дефектоскопам для автоматизированного неразрушающего контроля трубопроводов при капитальном ремонте (утверждены ПАО «Газпром» 24.05.2010).
11. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов с изменением № 1 (утверждена ПАО «Газпром» 18.11.2008)
12. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы
13. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений.
14. СТО Газпром 2-2.3-595-2011 Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части.
15. СТО 2-2.3-095-2007 Диагностическое обследование.
16. СТО Газпром 1.10-098-2004 Методика диагностирования
17. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами»
18. СТО Газпром 2-2.3-292-2009 «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции»
19. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 «Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов»
20. ГОСТ 27.002-89. «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения»
21. ГОСТ 20911-89. «Техническая диагностика. Термины и определения»
ГОСТ 27.002-89. «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения»

					Список литературы	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. ГОСТ 20911-89. «Техническая диагностика. Термины и определения»
23. ГОСТ 1497-84. «Металлы. Методы испытаний на растяжение»
24. ГОСТ 25.502-79*. «Методы механических испытаний металлов. Методы испытаний на усталость»
25. СНиП III-4-80. «Правила безопасной работы с грузоподъемными механизмами»;
26. ГОСТ 12.3.009-76 Работы погрузочно-разгрузочные;
27. СНиП 12.1.030-81.ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
28. ОСПОРБ – 99/2010 «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности»;
29. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность»;
30. ФЗ - №123 от 2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
31. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
32. СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве»;
33. ОСТ 51.40-83 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы»;
34. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
35. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;

					Список литературы	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
Программа «Акт ДДО»

Порядковый номер акта	34
Дата проведения ДДК	10.02.2017
Номер обследуемой трубы	4613
Наименование организации Заказчика	Барабинское ЛПУМГ
Промплощадка	-
Тип газопровода	магистральный газопровод
Название трассы	«Омск - Новосибирск»
Участок трубопровода	КС Чанская - КС Кожурлинская км. 257-392
Километраж участка трубопровода	км. 257-392
Отчёт ВТД	ООО НПЦ «Внутритрубная диагностика»
Период проведения работ по ВТД	Февраль 2016 - Февраль 2016
Километровая отметка обследуемого участка	312,260
Дистанция начала трубы по ВТД, м	51252,3
Проектное давление, МПа	5,4
Диаметр трубопровода, мм	1220
Номинальная толщина стенки трубы, мм	9,5
Длина трубы, м	9,08
Марка стали	X70
Тип трубы	прямошовная
- ориентация первого шва	11,5 :
Вскрыто трубы, м	14
Зачищено от изоляции, м	3
Тип изоляционного покрытия	ленточная полимерная (трассовая)
Состояние изоляции	удовлетворительное

Расстояние от КШ до начала зачищаемого участка, мм	Длина зачищаемого участка, мм	Расстояние от ВО до начала зачищаемого участка, мм	Ширина зачищаемого участка, мм
0	500		
7000	2080		

Приборы (инструменты) использованные при дополнительном обследовании:

Прибор №1	Комплект ВИК	«Аршин»	1885
Прибор №2	Ультразвуковой толщиномер	Толщиномер ультразвуковой DM 4E	016CFW

Заключение

2

Контроль провел

Д.Н. Титов

Представитель Заказчика

Следующий Акт

Далее ...

Результаты обследования														
№ anomalies	Тип дефекта	по ВТД					Максимальная глубина, %	Наименование дефекта	по ДДК					Фактическая толщина стенки трубы, мм
		Расстояние от кольцевого шва, мм	Угловая ориентация, час:минуты	Длина, мм	Ширина, мм	Расстояние от кольцевого шва, мм			Расстояние от верхней образующей, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм		
1	аномалия кольцевого шва	0	6,7	0	77	0	аномалия СШ не подтвердилась							
2	аномалия кольцевого шва	0	7,9	0	51	0	аномалия СШ не подтвердилась							
3	аномалия кольцевого шва	0	9,9	0	222	0	неметаллические включения (Ва)	0	2848	1	4	0,0	0,0	
4	аномалия кольцевого шва	0	9,9	0	222	0	дефекты формы шва (Fb)	0	3061	11	200	0,0	0,0	
5	коррозия	8200	6,1	187	136	2	местная коррозия	8160	1915	200	120	3,0	9,4	
6	коррозия	8700	6,1	68	98	1	местная коррозия	8630	1835	70	60	1,5	9,4	
7	коррозия	8990	5,1	32	335	1	местная коррозия	8950	1915	30	150	1,0	9,4	

**Приложение Б
(обязательное)**

**Образец заполнения акта о проведении дополнительного
обследования дефектов**

Акт № 34/Бр от 10 февраля 2017 г.
о проведении дополнительного обследования аномалий трубы № 4613

ГТП: ООО «Газпром трансгаз Томск»
ЛПУМГ: Барыбинское ЛПУМГ
Промплощадка: -
МГ: «Омск - Новосибирск»
Участок МГ: КС Чатская - КС Кожурашневая км. 257-392

Отчет ВТД: ООО ИПЦ «Внутритрубная диагностика»
Период проведения работ по ВТД: Февраль, 2016
Километраж МГ: км. 312,26
Дистанция начала трубы по ВТД, м: 51252,33
Проектное давление, МПа: 5,40
Диаметр трубы, мм: 1220
Тип трубы: прямостоячая
Номинальная толщина стенки трубы, мм: 9,5
Марка стали: К-70
Длина трубы, м: 9,68

Контроль проведен в соответствии с заявкой Барыбинского ЛПУМГ, согласно «Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (утв. 05.09.2013 г.)».

Вскрыто трубы: 14,0 м. Зачищено от изоляции: 3,0
Изоляция: денточная полимерная (трассовая), состояние неудовлетворительное

Параметры аномалии № 1

№ п/п	Параметры аномалии	Результаты обследования	
		по ВТД	по ДЛО
1	Наименование (тип) дефекта	аномалия кольцевого шва	аномалия СШ не подтвердилась
2	Расстояние от КШ (мм)	0	-
3	Расстояние от ВО (мм)	2129	-
4	Угловая ориентация (град)	6,7	-
5	Длина (мм)	0	-
6	Ширина (мм)	77	-
7	Максимальная глубина (мм)	0,0	-
8	Факт. толщина стенки трубы (мм)	-	-

Параметры аномалии № 2

№ п/п	Параметры аномалии	Результаты обследования	
		по ВТД	по ДЛО
1	Наименование (тип) дефекта	аномалия кольцевого шва	аномалия СШ не подтвердилась
2	Расстояние от КШ (мм)	0	-
3	Расстояние от ВО (мм)	2529	-
4	Угловая ориентация (град)	7,9	-
5	Длина (мм)	0	-
6	Ширина (мм)	51	-
7	Максимальная глубина (мм)	0,0	-
8	Факт. толщина стенки трубы (мм)	-	-

Параметры аномалии № 3

№ п/п	Параметры аномалии	Результаты обследования	
		по ВТД	по ДДО
1	Наименование (тип) дефекта	аномалия кольцевого шва	2Вв Ва
2	Расстояние от КШ (мм)	0	0
3	Расстояние от ВО (мм)	2848	2848 2850
4	Угловая ориентация (часы)	8,9	8,9 8,9
5	Длина (мм)	0	1 1
6	Ширина (мм)	174	4 5
7	Максимальная глубина (мм)	0,0	0,0 0,0
8	Факт. толщина стенки трубы (мм)	-	0,0 0,0

Параметры аномалии № 4

№ п/п	Параметры аномалии	Результаты обследования	
		по ВТД	по ДДО
1	Наименование (тип) дефекта	аномалия кольцевого шва	дефект геометрии СШ
2	Расстояние от КШ (мм)	0	0
3	Расстояние от ВО (мм)	3167	3061
4	Угловая ориентация (часы)	9,9	9,9
5	Длина (мм)	0	11
6	Ширина (мм)	222	200
7	Максимальная глубина (мм)	0,0	0,0
8	Факт. толщина стенки трубы (мм)	-	0,0

Параметры аномалии № 5

№ п/п	Параметры аномалии	Результаты обследования	
		по ВТД	по ДДО
1	Наименование (тип) дефекта	коррозия	местная коррозия
2	Расстояние от КШ (мм)	8200	8160
3	Расстояние от ВО (мм)	1943	1915
4	Угловая ориентация (часы)	6,1	6,0
5	Длина (мм)	187	200
6	Ширина (мм)	136	120
7	Максимальная глубина (мм)	1,7	3,0
8	Факт. толщина стенки трубы (мм)	-	9,4

Параметры аномалии № 6

№ п/п	Параметры аномалии	Результаты обследования	
		по ВТД	по ДДО
1	Наименование (тип) дефекта	коррозия	местная коррозия
2	Расстояние от КШ (мм)	8700	8630
3	Расстояние от ВО (мм)	1943	1835
4	Угловая ориентация (часы)	6,1	5,7
5	Длина (мм)	68	70
6	Ширина (мм)	198	60
7	Максимальная глубина (мм)	1,0	1,5
8	Факт. толщина стенки трубы (мм)	-	9,4

Параметры аномалии № 7

№ п/п	Параметры anomalies	Результаты обследования	
		по ВТД	по ДДО
1	Наименование (тип) дефекта	коррозия	местная коррозия
2	Расстояние от КШ (мм)	8990	8950
3	Расстояние от ВО (мм)	1624	1915
4	Угловая ориентация (град)	5,1	6,0
5	Длина (мм)	32	30
6	Ширина (мм)	335	150
7	Максимальная глубина (мм)	0,9	1,0
8	Факт. толщина стенки трубы (мм)	-	9,4

Приборы (инструменты) использованные при дополнительном обследовании:

№ п/п	Наименование	Тип	Зав. №
1	Комплект ВИК	«Аршин»	1885
2	Ультразвуковой толщиномер	Толщиномер	2091910

Заключение:

По результатам визуального и измерительного контроля, согласно п.7.2.1 и табл. 7.1 «Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов» (утв. 05.09.2013 г.), данный участок магистрального газопровода подлежит ремонту. Расчёты для проверки запаса прочности дефектной трубы, предусмотренные требованиями НТД, предоставляются в течение срока, регламентированного п. 11 СТО ГТТ 0500-287-2013.

Приложения:

1. Ведомость измерений дефектов на трубе № 4613.
2. Ведомость дефектов труб № 34/Бр от 10 февраля 2017 г. (согласно приложения 14 «Инструкции по оценке дефектов труб и СТД при ремонте и диагностировании МГ»).
3. Комплект заключений по контролю качества сварных соединений № 34/Бр от 10 февраля 2017 г. («СТО Газпром 2-2.4-083-2006»).

Контроль выполнял:

специалист НК II-го уровня

специалист НК II-го уровня

Представитель заказчика



Р.А. Юсупов

Лицензия № 0085-8208 (действ. до 23.09.2019 г.)

В.В. Писанкин

Лицензия № 0023-09-0998 (действ. до 13.01.2020 г.)

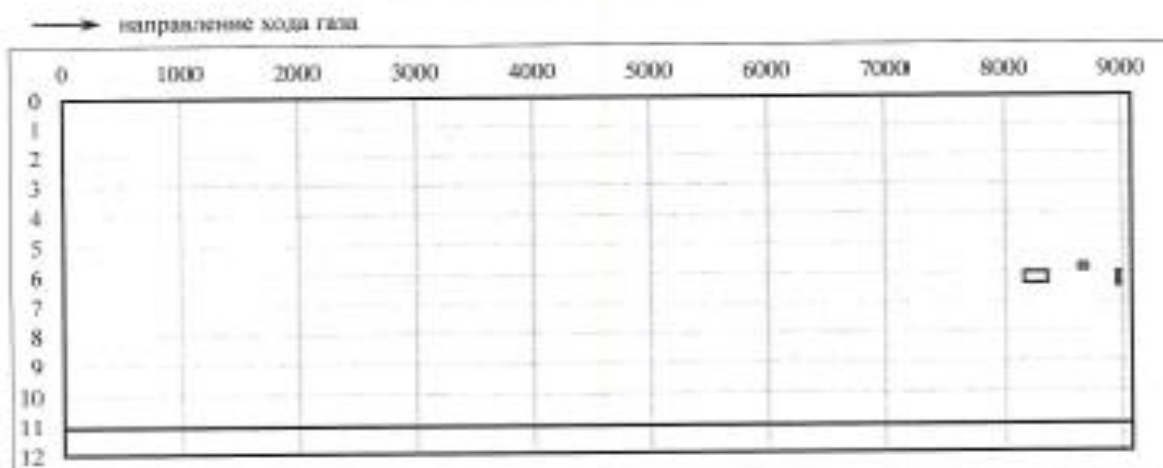
С.М. Стройнов

Приложение В
(рекомендуемое)

Образец заполнения схемы расположения дефектов на развертке трубы

Приложение 1 к Акту № 34/Бр от 10.02.2017

Ведомость измерений дефектов на трубе № 4613



№ дефекта	Вид дефекта	Положение дефекта		Размеры дефекта		
		расстояние от ближайшего по ходу газа стыкового СШ, мм	ориентация, час	глубина ² , мм	длина, мм	ширина, мм
3	шлак (Ва)	0	8,9	0,0	1	5
4	дефект геометрии СШ	0	9,9	0,0	11	200
5	местная коррозия	8160	6,0	3,0	200	120
6	местная коррозия	8630	5,7	1,5	70	60
7	местная коррозия	8950	6,0	1,0	30	150

Примечание:

1. Размеры дефектов и их расположение на теле трубы представлены в масштабе.
2. Обследованию были подвергнуты только участки трубы, очищенные от изоляционного покрытия.
3. Максимальное значение глубины дефекта.

Условные обозначения:

- - продольное сварное соединение;
- - граница дефекта;
- - граница участка трубы, зачищенного от изоляционного покрытия.

специалист НК II-го уровня

специалист НК II-го уровня

Представитель заказчика



Р.А. Юсупов

Лицензия № 0005-6200 (действ. до 23.09.2019 г.)

В.В. Писанкин

Лицензия № 0023-06-0596 (действ. до 13.01.2020 г.)

С.М. Стройнов

Приложение Г
(обязательное)

Образец заполнения ведомости дефектов трубы

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ ТРУБ № 34/Бр от 10.02.2017 г.

Газопровод: «Омск - Новосибирск» км: 312,26 труба №: 4613 диаметр: 1220 мм

№ anomalies	Характеристика труб					Километраж			Координата по одометру			Характеристика дефектов														Допускаемый ремонт трубы	
	Конструкция	Длина, м	Толщина стенки, мм	Ориентация и провальная деформация		Обследованного участка		дефекта	Обследованного участка		дефекта	ВТД							Обследование								
				Первый шов	Второй шов	начала	конца		начала	конца		дефекта	Тип дефекта	Расстояние от кольцевого шва, мм	расстояние от верхней образующей кольцевого шва, мм	Угловая ориентация, часы	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм	Наименование дефекта	Расстояние от кольцевого шва, мм	Расстояние от верхней образующей	Угловая ориентация, часы	Длина, мм	Ширина, мм		Максимальная глубина, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
1	прямшовая	9,08	9,5	11,08	-	312,260	312,269	-	51252,3	51261,4	-	аномалия кольцевого шва	0	2129	6,7	0	77	0,0	аномалия СШ не подтвердилась	-	-	-	-	-	-	-	См. комплект ЗК №34/Бр от 10.02.2017 г.
2												аномалия кольцевого шва	0	2529	7,9	0	51	0,0	аномалия СШ не подтвердилась	-	-	-	-	-	-	-	См. комплект ЗК №34/Бр от 10.02.2017 г.
3								312,260			51252,3	аномалия кольцевого шва	0	2848	8,9	0	174	0,0	впак (Во)	0	2848	8,9	1	5	-	-	См. комплект ЗК №34/Бр от 10.02.2017 г.
4								312,260			51252,3	аномалия кольцевого шва	0	3167	9,9	0	222	0,0	дефект геометрии СШ	0	3061	9,9	11	200	-	-	См. комплект ЗК №34/Бр от 10.02.2017 г.
5								312,268			51260,5	коррозия	8200	1943	6,1	187	136	1,7	местная коррозия	8160	1915	6,0	200	120	3,0	9,4	
6								312,269			51261,0	коррозия	8700	1943	6,1	68	198	1,0	местная коррозия	8630	1835	5,7	70	60	1,5	9,4	
7								312,269			51261,3	коррозия	8990	1624	5,1	32	335	0,9	местная коррозия	8950	1915	6,0	30	150	1,0	9,4	

специалист НК II-го уровня

специалист НК II-го уровня

Представитель заказчика



Р.А. Юсупов
Достоверение № 0005-6200 (действ. до 23.09.2019 г.)

В.В. Писанкин
Достоверение № 0023-00-0598 (действ. до 13.01.2020 г.)

С.М. Стройнов

Приложение Д
(рекомендуемое)
Таблица для построения профиля дефекта вдоль оси труб

№ дефекта	Расстояние по длине дефекта (мм)																																			
	глубина дефекта (мм)																																			
5	0	25	50	75	100	125	150	200											0,0	0,5	1,0	0,5	3,0	1,0	0,5	0,0										
	0,0	0,5	1,0	0,5	3,0	1,0	0,5	0,0																												

специалист НК II-го уровня

специалист НК II-го уровня

Представитель заказчика



Р.А. Юсупов

Достоверение № 0005-6200 (действ. до 23.09.2019 г.)

В.В. Писанкин

Достоверение № 0023-00-0598 (действ. до 13.01.2020 г.)

С.М. Стройнов

Приложение Е Заключение ВИК

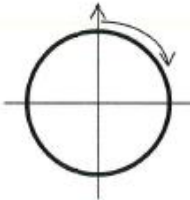
Наименование лаборатории НК:
Центр диагностики
Свидетельство об аттестации:
№90А180166 от 24.04.2015 г.

Наименование объекта: МГ «Омск - Новосибирск»
Уровень качества: «В»
Название трассы: МГ «Омск - Новосибирск»
Участок трубопровода, километраж: КС Чапская - КС Кожуринская км. 257-392;
км 312,26
Наименование организации Подрядчика: ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Томск»
Наименование организации Заказчика: Барабинское ЛПУМГ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 34/Бр
от «10» февраля 2017 года.
по контролю качества сварных соединений визуальным и измерительным методом

№ технологической карты контроля: 1/ВИК

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№ п/п	Номер сварного соединения по журналу сварки	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Шифр бригады или клеймо сварщика	Средства контроля	Описание выявленных дефектов	Схема проконтролированного сварного соединения	ЗАКЛЮЧЕНИЕ (годен, ремонт, вырезать)	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Труба №4613	1220x9,5	-	"см. под таблицей	Отклонение геометрических размеров сварного соединения $e < 14$, протяженность 200мм.		ремонт	от верхней образующей 3061мм.

*Средства контроля: комплект для ВИК «Аршин» № 1885

Контроль провели, заключение выдали:
Р.А.Юсупов П, удост. № 0005-6200 (действ. до 23.09.2019 г.)

Подпись



10.02.2017

Приложение Ж Заключение РК

Наименование лаборатории НК Центр диагностики
Свидетельство об аттестации № №90А180166 от 24.04.2015 г.

Наименование объекта:	МГ «Омск - Новосибирск»
Уровень качества:	«В»
Название трассы:	МГ «Омск - Новосибирск»
Участок трубопровода, километраж:	КС Чанская - КС Кожурлинская км. 257-392; км 312.26
Наименование организации Подрядчика:	ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Томск»
Наименование организации Заказчика:	Барабенское ЛПУМГ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 34/Бр

от 10 февраля 2017 г.


по контролю качества сварных соединений радиографическим методом

Тип источника излучения «ISM Site-X D3006»

№ технологической карты по контролю: ТК-РК-Ф-СХ-3

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

№ п/п	Номер сварного соединения по журналу сварки	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Шифр бригады или клеймо сварщика	Номер снимка (координаты мерного пояса)	Параметры снимка: чувствительность снимка в % (мм), величина с.о.п.	Описание выявленных дефектов	ЗАКЛЮЧЕНИЕ (годен, ремонт, вырезать)	Координаты недопустимых дефектов по периметру шва
1	2	3	4	5	6	7	8	9
				2200-2700	0,4 / 1,5	ДНО	годен	
1	Труба № 4613	1220x9,5	-	2700-3300	0,4 / 1,5	4Аа 0,5≤0,22S, 4Аа1≤0,22S 2Вa3x1≤0,28S 2Вa4x1≥0,28S, Вa5x1≥0,28S	ремонт	2700-3300

Контроль провел:	Р.А.Юсупов	II, удост. № 0005-6200 (действ. до 23.09.2019 г.)		10.02.2017 г.
Заключение выдал:	Р.А.Юсупов	II, удост. № 0005-6200 (действ. до 23.09.2019 г.)		10.02.2017 г.

Приложение 3

Methods for repairing defective parts of the linepipe of the main gas-phase pipelines

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Титов Дмитрий Николаевич		

Консультант отделения ОНД

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Медведев В.В.	к.т.н		

Консультант – лингвист отделения ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

									<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					140

Preparing pipe surface for supplementary inspection

Pipe surface preparation for supplementary inspection is performed in two stages. The first stage involves determining an inspection area and the second one is preparing pipe surface in the inspection area for a further inspection.

Detection of an inspection area (marking):

- Mark off the distance from the nearest girth weld to a defect, taking into account the angular position of the beginning of the defect specified in the in-line inspection (ILI) report. Mark a point on the pipeline;
- the defect length is measured along the gas flow. 0.3 m is measured from the beginning and the end of the defect along and against the gas flow. As a result, we get horizontal boundaries of the inspection area;
- the defect width is marked off clockwise;
- a distance equal to 20° is marked off from the beginning and end of the defect in the circumferential direction, on either side clockwise. As a result, we get vertical boundaries of the inspection area;
- if the defect is on a girth weld, the whole weld and the adjacent longitudinal (spiral) welds are prepared for the inspection at a distance of 0.3 m from a tie point;
- If, during a supplementary inspection, the boundaries of the detected defect cross the boundaries of the prepared inspection area, then the inspection area should be expanded to the required dimensions.
- Pipe surface preparation:
 - remove the pipeline wrapping in the inspection area. The surface of the parent metal and the heat-affected zone of the welding joints subject to inspection must be without buckles and uneven surfaces that prevent proper acoustic contact during an ultrasonic inspection;
 - clean the metal surface in the inspection area from corrosion products, grit, dirt, primer, bitumen, oil, slag, metal sprays and other contaminants that impede control;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

- cleaning of the surface in the inspection area is carried out by scrapers, metal brushes, files, abrasive wheels, sandpaper;

- The roughness of the brushed surface in the inspection area depends on the applied methods of nondestructive inspection methods and should not exceed:

- a) Rz 20 – in case of liquid penetrant test;
- b) Rz 63 – in case of magnetic particle inspection;
- c) Rz 40 – in case of ultrasonic inspection;
- d) Rz 40 – in case of eddy current test;

- the heat-affected zone of the welding joint, inspected by the ultrasonic method, must be cleaned out on both sides of the weld reinforcement. The width of the cleaning area to each side of the weld should be at least $2.5 \cdot \delta + 50$ mm (where δ is the thickness of the pipe wall, mm).

The inspected surfaces should be sufficiently illuminated for proper defect detection and compliance with GD 03-606-03 requirements - no less than 500 Lux.

The location of the supplementary inspection should be protected from atmospheric precipitations and low temperatures beyond the operating range when inspecting equipment and flaw-detective materials.

A nondestructive testing operator who performs the supplementary inspection shall control the accuracy of pipe identification, and defect binding using pipe stringing data and the register of the revealed anomalies in the in-line inspection report, and also the quality of metal surface preparation in the inspection area.

Procedure for performing the supplementary inspection of defects

Defects of pipe geometry

Buckle, wrinkle

The measured parameters of defects (Figures 2.2 and 2.3) are:

- defect size along the pipe generatrix, l_{6M} (l_2);
- defect size around the pipe circumference, c_{6M} (c_2);
- the maximum deflection of a buckle (depth), W_{00} (W_{P0});
- maximum wrinkle height H_2 ;
- wall pipe thickness δ in the places where its geometry changes.

						Лист
						142
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Visual defect inspection is carried out. During the inspection the correspondence between the real type of the defect and the type indicated in the in-line inspection report is examined.

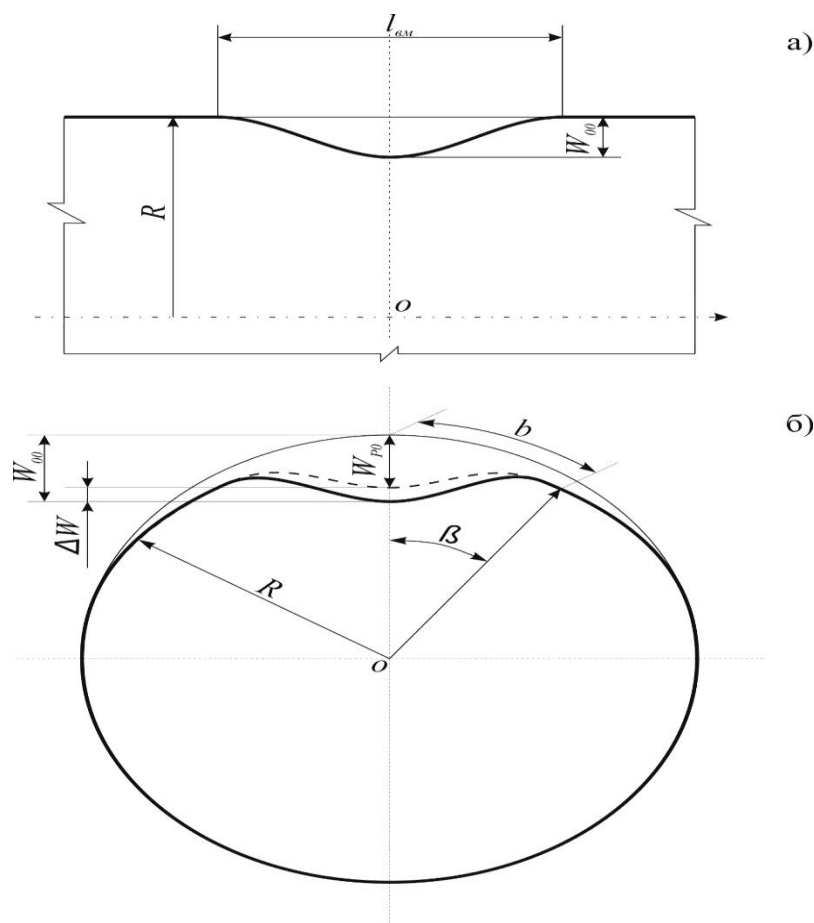


Figure 2.2. Longitudinal (a) and transverse (б) cross-sections of a pipeline in the buckle area

Buckle and wrinkle parameters are determined by the visual measurement method. The defect size along the pipe generatrix l is defined as the distance along the pipe between the two extreme points of the defect. The size of the defect around the pipe circumference c is defined as the distance in the circumferential direction between the two extreme points of the defect. The depth W_{00} (W_{P0}) and the height H_z of the defect are measured with a depth gauge or depth gauge micrometer.

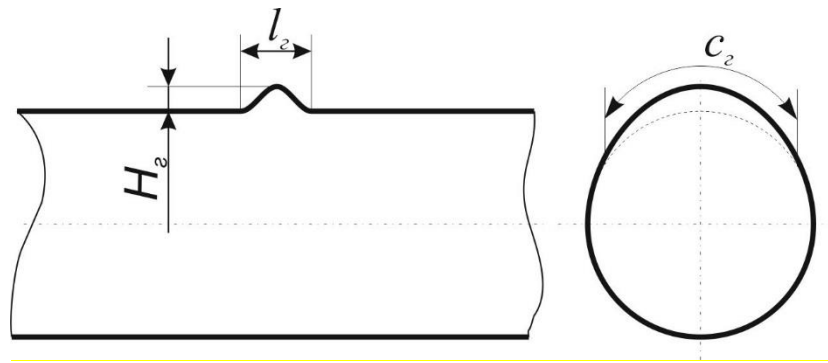


Figure 2.3. Wrinkle

Measurement of the defect depth (height) with the depth gauge or depth gauge micrometer should be done using a support bar. The distance between the supports of the bar must be bigger than the defect size along the pipe axis. The bar must be installed on the defect-free sections of the pipe.

The maximum value measured at different defect points is considered as the depth (height) of the defect. The wall pipe thickness at the places where its geometry changes and in the defect area (at a distance of $40 \div 50$ mm from its boundaries) is measured with an ultrasonic thickness gauge. If there are several defects in the inspected area, then the parameters of each defect are measured, and the distance between them is indicated. If the buckle or the wrinkle is adjacent to the welding joint or located on the welding joint, then the distance of the defect boundary from the transverse and (or) longitudinal welding joints should be measured.

The distance from the defect to the welding joint is the distance between the parallel straight lines, one of which passes along the edge of the welding joint, the other goes along the defect boundary. The joint area where the defect is adjacent or where it is located is subject to ultrasonic testing.

The length of the joint area to be inspected consists of the length of the adjoining site of the defect and sites of 100 mm in length each side of the adjoining site (Figure 2.4).

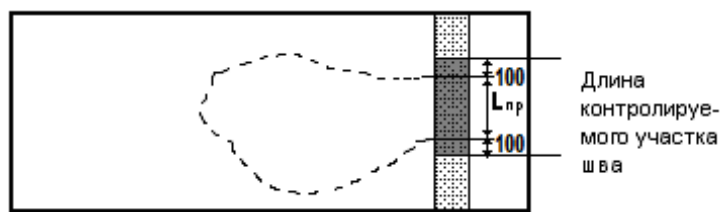


Figure 2.4. Length of the inspected joint area

The buckle and wrinkle should be examined for the additional defects in them. External additional defects (machining tool marks, tear, external metal loss, cracks and laminations coming out to the surface) are determined by the visual method and / or by the method of dye penetrant inspection or magnetic particle inspection.

Internal additional defects (internal metal loss, cracks and metal laminations) are determined by the ultrasonic method. If an additional defect is detected, its parameters must be monitored in accordance with the type of the defect.

Instruments and devices for the supplementary inspection: ruler, measuring reel, beam compass, depth gauge, micrometric depth gauge (for additional defects control), straightedge with brackets, ultrasonic thickness gauge, ultrasonic flaw detector, portable magnetic particle detector, flaw-detective kit for dye penetrant inspection.

Out-of-roundness, reduction parameters are determined by the visual and measurement method.

The measured parameters are:

- The smallest D_{min} and the largest D_{max} pipe diameter in the defect area (Figure 2.5);
- coordinates of the cross-section (distance from / to the girth joint), where the pipe has the smallest / largest diameter.

The pipe diameter is measured with a micrometer caliper or pipe caliper with a pitch of 50 mm along the pipe axis. From the data obtained, the smallest - D_{min} and the largest - D_{max} values are chosen. The measured value and the coordinates of the measuring point are put down in the Supplementary Inspection Act. The distances from the point with the smallest and largest diameter to the defect boundary, to the nearest girth joint, to the longitudinal joint, to the pipe generatrix are measured. The

						Лист
						145
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

pipe wall thickness in the places where its geometry changes is measured by an ultrasonic thickness gauge. The location of the cross-section, where the diameter of the pipe has the smallest and largest values due to the deformation, is determined. If the out-of-roundness of the pipe is accompanied by the buckle, then the parameters of the combined defect "reduction + buckle" are additionally measured.

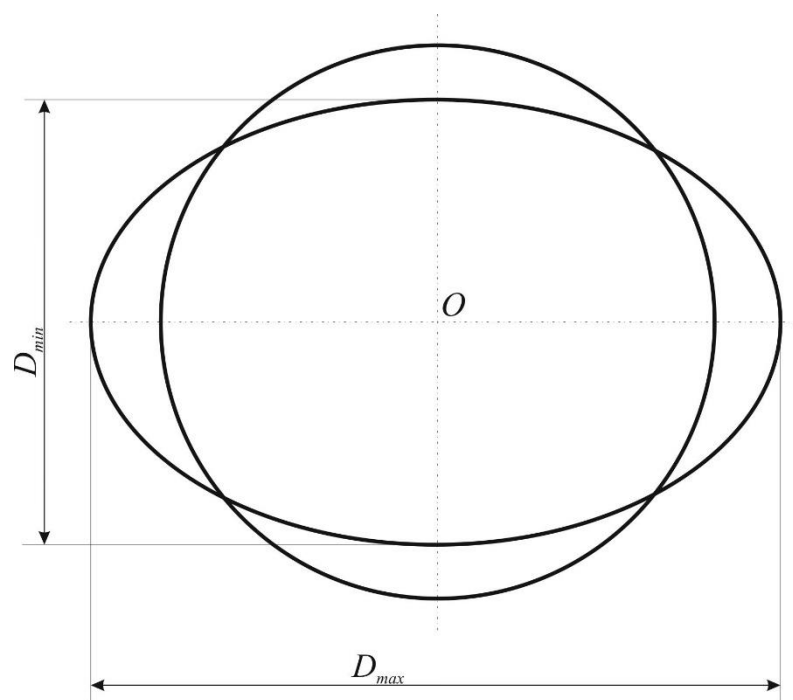


Figure 2.5. Pipeline out-of-roundness

The combined defect "reduction + buckle" should be examined for additional defects. If an additional defect is detected, its parameters must be monitored in accordance with the type of the defect. Instruments and devices for supplementary inspection: micrometer caliper (lever-type) or a pipe caliper, a ruler, a measuring reel, a beam compass, a depth gauge, a micrometric depth gauge (for checking additional defects), a straightedge with brackets, an ultrasonic thickness gauge, an ultrasonic flaw detector, a portable magnetic particle detector.

Metal loss defects

Metal loss caused by corrosion

The measured defect parameters are (Figures 2.6 and 2.7.):

- defect (area) size along the pipe generatrix, l_k ;

If the coordinates of external corrosion coincide with the internal one (Figure 2.7), the wall loss is measured by the ultrasonic flaw detector.

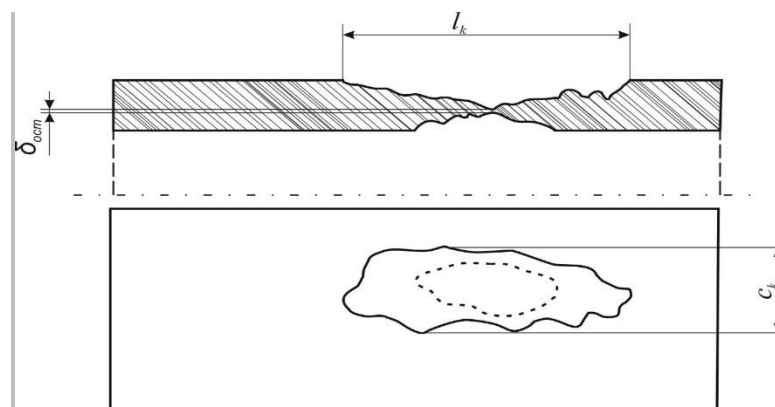


Figure 2.7. Wall loss in case of the combination of external and internal metal loss

Instruments and devices for the supplementary inspection: ultrasonic thickness gauge, ultrasonic flaw detector, ruler, measuring reel, magnifying glass, beam compass, depth gauge, micrometer depth gauge, welder's gauge (for monitoring geometric parameters of joints adjacent to corrosion defects), support bars.

Defects of mechanical origin (machining tool marks, scratches, tears)

Measured parameters of the mechanical defects (figure 2.8):

- the defect size along the pipe generatrix l_M ;
- the defect size around the pipe circumference c_M ;
- defect width b_M ;
- maximum defect depth d_M ;
- distance from the defect boundary to transverse (A) and (or) longitudinal (B) welding joints (see Figure 2.8).

Visual inspection of the defect is carried out. During the inspection the correspondence between the real type of the defect and the type indicated in the in-line inspection report is examined. The parameters of the external mechanical defects (machining tool marks, scratches, tears) are determined by the visual measurement method and dye penetrant inspection or magnetic particle flaw detection method. The defect size along the pipe generatrix is defined as the distance along the pipe between the two extreme points of the defect, where the depth of the defect does not exceed

the error of the instrument used to measure the defect depth. The defect size around the pipe circumference c_M is defined as the distance in the circumferential direction between the two extreme points of the defect, where the depth of the defect does not exceed the error of the instrument used to measure the defect depth. The defect opening b_M is defined as the maximum distance perpendicular to the longitudinal axis of the defect between the two extreme points of the defect, where the defect depth does not exceed the error of the instrument used to measure the defect depth.

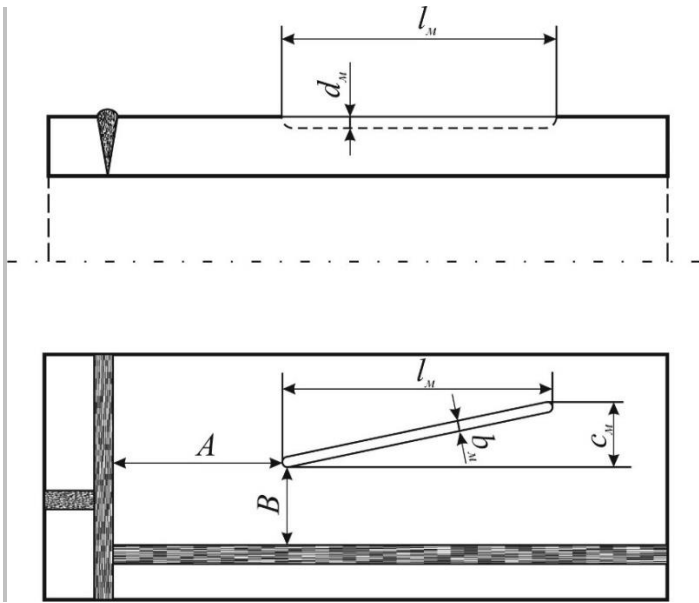


Figure 2.8. Machining tool marks, tears, mechanical damage

The defect depth d_M is measured with a depth gauge or micrometer depth gauge. Measurement of the defect depth with a depth gauge or micrometer depth gauge should be done by using a support bar. The distance between the supports of the bar should be greater than the size of the defect along the pipe axis. The bar should be installed on the defect-free sections of the pipe. The maximum depth value measured at different defect points is considered as the depth of the defect.

The pipe wall thickness is measured with an ultrasonic thickness gauge in the defect area (at a distance of $40 \div 50$ mm from its boundaries).

If the mechanical defects are adjacent to the welding joint or located on the welding joint, the distance of the defect boundary from the transverse and (or) longitudinal welding joints should be measured. The defect is considered to be

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150

