

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций

УДК 622.692.4.004 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Ивлев Роман Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин Владимир Александрович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко Александр Владимирович	к.т.н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и обработки <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий машиностроительного производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные задачи инженерного анализа</i> , связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения
P4	Разрабатывать технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке машиностроительного производства
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания <i>новых</i> материалов в <i>сложных</i> и <i>неопределенных</i> условиях
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать <i>глубокие знания</i> по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностраннным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

в форме

Дипломной работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Ивлеву Роману Александровичу

Тема работы

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Научно-техническая литература.

Данные о МН «Александровское – Анжеро-Судженск».

Отчет о дефектоскопии участка МН «Александровское – Анжеро-Судженск».

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Условия работы; техническая характеристика МН; внутритрубная диагностика; анализ существующих ремонтных технологий; разработка плана производства ремонтных работ; алгоритм расчета толщины стенки нефтепровода; мероприятия по безопасному проведению ремонтных работ; расчет финансовых потерь. Экология и промышленная безопасность.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <small>(с указанием разделов)</small>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Вазим А.А.
Социальная ответственность	Доцент Гуляев М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин В.А.	-		

Задание принял к исполнению студент;

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Т00	Ивлев Р.А.		

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Уровень образования специалист
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

дипломная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2016	Обзор литературы	10
27.04.2016	Объекты и методы исследования	15
27.05.2016	Технологическая часть	10
01.06.2016	Расчетная часть	15
01.06.2016	Финансовый менеджмент	10
01.06.2016	Социальная ответственность	15
01.06.2016	Заключение	10
10.06.2016	Презентация	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин В.А.	-		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Ивлеву Роману Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/ специальность	130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	217389,00 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Дополнительная заработная плата – 15% от основной; Накладные расходы - 16% от суммы всех расходов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Тариф страховых взносов – 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	При устранении дефектов на магистральном трубопроводе необходимо обеспечивать не только их надежность и долговечность, но и экономическую эффективность.
2. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Одним из важных факторов экономической эффективности является осуществление качественного ремонта методом ремонтной конструкции П1.

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей)	
1. Смета затрат	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Ивлев Р.А.		

При капитальном ремонте магистрального трубопровода необходимо обеспечивать не только их надежность и долговечность, но и экономическую эффективность.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Т00	Ивлеву Роману Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>– <i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i></p>	<p><i>Рабочее место (котлован) расположено на открытой площадке линейной части МН «Александровское – Анжеро-Судженск». Климат континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким жарким летом.</i></p> <p><i>При ремонте могут возникнуть вредные и опасные проявления факторов производственной среды.</i></p> <p><i>Оказывает негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при капитальном ремонте МН «Александровское – Анжеро-Судженск»</i></p>	<p><i>Повышенный шум, ультразвук, отклонение показателей климата, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.</i></p>
<p><i>1.2 Анализ выявленных опасных факторов МН «Александровское – Анжеро-Судженск»</i></p>	<p><i>При выполнении работ могут возникнуть опасные факторы для обслуживающего персонала, к ним относятся:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> – <i>образование взрывных смесей;</i> – <i>поражение электрическим током;</i> – <i>ожоги;</i> – <i>механические травмы.</i>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>При капитальном ремонте МН «Александровское – Анжеро-Судженск» оказывается воздействие на окружающую среду:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>загрязнение атмосферного воздуха машинами и механизмами;</i> – <i>загрязнение водных ресурсов производственными отходами;</i> – <i>загрязнение земель отходами производства.</i>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<p><i>Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть порывы, пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах. Данные порывы, пожары и</i></p>

	<p><i>взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.</i></p> <p><i>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - паводковые наводнения; - лесные пожары; - террористические акты; - по причинам техногенного характера (аварии) и др. <p><i>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - ошибочные действия персонала при производстве работ; - отказ приборов контроля и сигнализации; - отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; - производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; - старение оборудования (моральный или физический износ); - коррозия оборудования; - гидравлический удар; - факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией).
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p><i>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы: СНиП 2.05.06–85*, СНиП III-42–80*, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-03-2001, СНиП 23-01-99*, СНиП 3.02.01-87, СНиП 3.04.01-87, СНиП 3.05.06-85, СНиП 2.01.07-85, ВСН 004-88, РД 153-39.4-114-01, РД 03-14-2005, РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05, СП 12-135-2003, ППБ 01-03, ВППБ 01-05-99 , ПБ 13-407-01, СТР-19.020.00-КТН-089-07, ОТТ-04.00-45.21.30-КТН-002-1-03</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М. В.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2ТОО	Ивлев Р.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа представлена на 114 листах, 16 рисунках, 9 таблиц, 35 источников литературы, 1 приложение.

Капитальный ремонт, нефтепровод, ремонтная конструкция, диагностика, безопасность, экология.

Объектом исследования являются МН «Александровское – Анжеро-Судженск».

Предметом исследования – устранение дефектов методом установки ремонтной конструкции

Цель работы – проведение капитального ремонта на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций.

В работе рассмотрены методы внутритрубной диагностики нефтепровода, характеристика условий работы при монтаже муфты П1, приведен гидравлический расчёт участка магистрального нефтепровода.

Для выполнения аттестационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point. Работа представлена на CD-носителе (в конверте на обороте обложки).

					Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ивлев Р.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.					9	114
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

ESSAY

Final qualifying work is presented on 114 pages, 16 figures, 9 tables, 35 source of literature 1 attachment.

Overhaul of pipeline, Repair construction Diagnostics, Safety, Environment.

The object of the study are MH «Alexandrovskoe – Anzhero-Sudzhensk».

The subject of study – removal of defects by repair installation design.

Purpose - to carry out major repairs on the main oil pipeline "Alexandrovskoe – Anzhero-Sudzhensk" in the area of 455–818 km. installation method of repair designs.

The paper discusses methods of in-line inspection of the pipeline, the characteristic operating conditions of the coupling is P1, is a hydraulic calculation of the main oil pipeline.

To perform certification work used a Word text editor Microsoft, tables and graphs were performed in Microsoft Excel, presentation has been prepared using Microsoft Power Point. Paper presented at the CD-carrier (in the envelope on the back cover).

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ивлев Р.А.</i>			ESSAY	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					<i>10</i>	<i>114</i>
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	15
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	19
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	19
2.1. Климатические и природные условия района расположения нефтепровода	19
2.2. Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района проведения работ	19
2.3. Краткая характеристика места производства работ	21
2.4. Краткая характеристика ремонтируемого объекта	22
2.5. Диагностика дефектов нефтепровода	23
2.5.1. Внутритрубная диагностика нефтепровода	23
2.5.2. Виды дефектов	28
2.6. Виды ремонтных конструкций	33
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ УСТАНОВКЕ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ ТИПА П-1	44
3.1. Определение места расположения дефекта по данным	45
внутритрубных инспекционных снарядов	45
3.2. Земляные работы	45
3.3. Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от	48
изоляционного покрытия	48
3.4. Выявление дополнительных дефектов в зоне ремонта	49
3.5. Монтаж ремонтной конструкции П 1	50
3.5.2. Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой	59
3.5.3. Приготовление герметика и герметизация	59
3.5.4. Композитный раствор	61
3.6. Заключительный контроль качества ремонтной конструкции	65

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ивлев Р.А.</i>			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					<i>11</i>	<i>114</i>
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

4. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ	67
4.1. Расчет толщины стенки трубопровода.....	67
4.2. Расчёт на прочность и устойчивость трубопровода	69
4.3. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты	74
4.4. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава.....	74
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
6.1. Производственная безопасность.....	77
6.1.1. Повышенный шум	80
6.1.2. Ультразвук	81
6.1.3. Отклонение параметров климата.....	82
6.1.4. Электробезопасность	87
6.1.5. Пожаробезопасность	88
6.2. Экологическая безопасность.....	91
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	101

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность – базовые отрасли Российской экономики. Ритмичность и стабильность их работы определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности. Очень важным звеном между производителем и потребителем в нефтяной отрасли является трубопроводный транспорт, надёжность работы которого и будет определять стабильность поставок нефти и газа. Системы магистральных нефтепроводов как объект управления предназначены для перекачки больших объемов нефти от поставщиков к многочисленным потребителям, находящимся как внутри, так и за рубежами страны.

Дефект магистрального нефтепровода – это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов и возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные нефтепроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем или по результатам анализа исполнительной документации объекта.

Согласно действующей НТД все дефекты делятся на следующие группы: дефекты геометрии трубы; дефекты стенки трубы; дефекты сварного шва; комбинированные дефекты; недопустимые конструктивные элементы.

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ивлев Р.А.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					13	114
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

В зависимости от вида дефекта выбирается метод ремонта магистрального нефтепровода: шлифовка; заварка; вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка); установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Целью данной работы является устранение дефектов на нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» с обоснованием метода установки ремонтных конструкций.

										<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						14

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблеме ремонта магистральных нефтепроводов и вопросам с ним связанным посвящено значительное количество исследований представителей различных научных школ, в частности, УГНТУ, ИПТЭР, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и др. В этих работах хорошо просматривается изменение подходов к вопросам ремонта нефтепроводов. На первом этапе ремонтные работы подразделялись на аварийные и капитальный ремонт. С введением в АК «Транснефть» политики сплошной внутритрубной диагностики системы нефтепроводов изменились объемы и качество получаемой информации. Помимо традиционных данных статистики аварий, и состояния изоляционного покрытия, в качестве исходной информации теперь, дополнительно, используются результаты обследования стенки трубопровода. В этой связи использование традиционных подходов к вопросам капитального ремонта на современном этапе требует совершенствования. Формирование планов капитального ремонта осуществляется на основании большого разнообразия исходной информации. Оно включает расчеты напряженно-деформированного состояния, совокупность данных внутритрубной диагностики, данные по коррозионному обследованию нефтепроводов и др.

Современное состояние нефтепроводного транспорта характеризуется длительным сроком эксплуатации ряда действующих магистральных нефтепроводов при существенном увеличении объемов перекачки нефти и сооружением новых мощных МН, работающих при повышенном давлении. Обеспечение эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов в условиях их длительной эксплуатации.

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ивлев Р.А.</i>			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					15	114
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

предполагает создание и поддержание в актуализированном состоянии базы нормативно-технических документов в виде отраслевого информационного фонда (ОИФ).

Методологической основой решения проблем надежности магистральных нефтепроводов являются работы ведущих специалистов отраслевых институтов (ИПТЭР, ВНИИСТ, ГИПРОТРУБОПРОВОД), академических институтов (ИМАШ им. А.А. Благонравова, ИМЕТ им. А.А. Байкова, ИЭС им. Е.О. Патона), лабораторий и кафедр высших учебных заведений (УГНТУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), Центра технической диагностики «Диаскан», специалистов АК «Транснефть», других научных центров страны.

Аналитической основой решения задач по расчету на прочность и долговечность труб МН являются методы механики деформируемых систем, развитые Лякишевым Н.П., Махутовым Н.А., Москвитиным Г.В., Морозовым Е.М., Стекловым О.И., Зайнуллиным Р.С. и другими учеными.

Методы и средства обеспечения надежности и безопасности магистральных нефтепроводов на основе анализа аварий и повреждений действующих МН, современные методы расчета и проектирования, диагностирования и оценки фактического технического состояния, разработанные Абдуллиным И.Г., Азметовым Х.А., Березиным В.Л., Бородавкиным П.П., Быковым Л.И., Гумеровым А.Г., Гумеровым К.М., Гумеровым Р.С., Иванцовым О.М., Идрисовым Р.Х., Малюшиным Н.А., Пашковым Ю.И., Притулой В.В., Самойловым Б.В., Султановым М.Х., Фокиным М.Ф., Халлыевым Н.Х., Ямалеевым К.М., Ясиным Э.М. и другими учеными, позволили создать новые технические и технологические решения, обеспечившие прогрессивное развитие систем магистрального трубопроводного транспорта.

В последние годы наметились новые направления в решении проблемы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов, в связи с чем появилась необходимость в их анализе, обобщении и развитии.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						17

Для этого необходимо наличие полной исходной информации о состоянии труб, условиях их залегания и эксплуатации. Главной проблемой, однако, становится именно получение необходимой и достаточно достоверной информации в кратчайшие сроки.

Другой важной проблемой в настоящее время является выбор для ремонта не отдельно взятых дефектов, а протяженных участков трубопровода с содержанием наибольшего количества дефектов, подлежащих ремонту, а также определить их очередность и методы ремонта, которые дадут наилучший результат, как с точки зрения надежности, так и с точки зрения эффективности затрачиваемых средств.

						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Климатические и природные условия района расположения нефтепровода

Нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм введён в эксплуатацию 1972 г. Начальной точкой нефтепровода является камера пуска ОУ и СОД ГНПС «Александровская». Нефтепровод располагается в Центральной Сибири и проходит с севера, через всю Томскую область до Анжеро-Судженска Кемеровской области. Обводнённость и заболоченность по протяженности нефтепровода достигает 60%. Трубопровод проходит через Васюганские и Инкинские болота пересекает реку Обь и множество других рек и притоков.

Климат на всей территории расположения нефтепровода резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, теплым, но не продолжительным летом, короткой весной и осенью. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений – среднегодовая температура составляет – 5⁰ С. Продолжительность зимнего периода – семь месяцев, с октября по май месяц.

2.2. Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района проведения работ

Климат района расположения объектов капремонта резко континентальный, характеризуется продолжительной, относительно малоснежной зимой, коротким теплым летом, короткой сухой весной с поздними заморозками, непродолжительной осенью с ранними заморозками и частыми возвратами тепла.

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ивлев Р.А.</i>			Объект и методы исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					19	114
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Для Томской области средняя температура января – самого холодного месяца – минус 20,6 °С, минимальные температуры могут опускаться до минус 55 °С. Средняя температура июля – самого жаркого месяца – составляет плюс 17,4 °С, максимальная температура достигает 37 °С.

Для Кемеровской области средняя температура января, самого холодного месяца – минус 17,8 °С, минимальные температуры могут опускаться до минус 55 °С. Средняя температура июля, самого жаркого месяца, составляет плюс 18,3 °С, максимальная температура достигает плюс 37 °С.

Трасса магистрального нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск проложена по равнинной местности, имеет понижение с юго-востока на северо-запад. Лишь на юго-востоке в пределы Томской области заходят северные отроги Кузнецкого Алатау. Трасса нефтепровода уложена по долине реки Оби, в основном по ее левому берегу.

Долина р. Оби расчленена террасами на равнинные участки, имеющие местами замкнутые понижения, занятые озерками, старицами или болотами с торфом различной степени разложения в основном I и II типа.

Растительный покров по трассе относится к подзоне средней тайги, лесной зоны Западно-Сибирской низменности, преобладают хвойные породы: сосна, ель, кедр, пихта, лиственница. На припойменных и пойменных участках преобладают лиственные породы: береза, осина с густым подлеском ивняка.

От Каргаска на север до г. Стрежевого трасса нефтепровода прорезана овражной сетью, сплошь залесена, встречающиеся болота пересекаются нефтепроводом в наиболее узких местах.

Магистральный нефтепровод Самотлор – Александровское проходит по правому берегу р. Оби и ее пойме. Эксплуатационный участок ОАО «Центральная Сибирь» нефтепровода Самотлор – Александровское начинается от км 42 до км 65,2. Трасса проходит по левобережной пойме р. Вах преимущественно заболоченной. На отдельных участках поймы отмечаются гривистые возвышенности, заросшие березняком. Заболоченные участки на пойме

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					20

относятся ко II типу болот по проходимости. Участок по рельефу спокойный, заросший смешанным хвойным лесом, мелким и редким на заболоченных местах.

Нефтепровод «Игольско-Таловое – Парабель» проложен по пологоволнистой залесенной местности, с чередованием на открытых участках мелких сфагновых болот.

Трасса нефтепровода от км 231 до НПС Парабель проходит параллельно нефтепроводу «Лугинецкое н. м. – Парабель». Для данной территории характерно чередование заболоченных участков с плоскими гривами, расчлененными оврагами, ручьями и малыми реками. Это район мелкотравных и зеленомошных пихтовых лесов и их производных лиственных лесов в сочетании с долинными кедровниками, сфагновыми и мелкотравными массивами болот в междуречьях.

Ценных и исчезающих видов растений и пород животных, культурных и исторических памятников в полосе отвода магистрального нефтепровода не имеется.

Непосредственно около рассматриваемой территории заповедники, заказники и национальные парки не располагаются. Животные и растения, занесенные в Красную Книгу, не встречены.

2.3. Краткая характеристика места производства работ

Трасса магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» Ø 1220 мм расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в бассейне среднего течения р. Оби в пределах лесной зоны, имеет юго-восточное направление, проходит по территории Александровского, Каргасокского, Парабельского, Колпашевского, Чаинского и Томского районов Томской области и Яйского района Кемеровской области. Поверхность местности равнинная, имеет понижение с юго-востока на северо-запад. Лишь на юго-востоке в пределы области заходят северные отроги Кузнецкого Алатау. Трасса нефтепровода уложена по долине реки Оби, в основном по ее левому берегу.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						21

От районного центра с. Каргасок до г. Томска существующая автомобильная дорога поддерживается в проезжем состоянии круглый год. От района Колпашево до конечного пункта Анжеро-Судженска трасса проходит по обжитым районам с относительно большим количеством населенных пунктов, связанных между собой дорогами круглогодичного использования.

Нефтепровод «Игольско-Таловое – Парабель» Ø 1220 мм расположен в Парабельском районе западной части Томской области. Район прохождения трассы нефтепровода находится в исключительно неблагоприятных транспортных условиях, пути сообщения развиты слабо в основном по «зимникам» в зимнее время и летом – водным транспортом.

2.4. Краткая характеристика ремонтируемого объекта

Проектом предусмотрен ремонт дефектов на магистральных нефтепроводах «Александровское – Анжеро-Судженск».

МН «Александровское – Анжеро-Судженск» общей протяженностью в однопутном исполнении 940,7 км (основная нитка Ø 1220 мм протяженностью 766,7 км, Ø 1220 мм – 51,3 км, резервная нитка Ø 1020 мм – 117,9 км, Ø 1220 мм – 4,8 км) проложен подземно с использованием прямошовных труб отечественного производства (ЧТПЗ, Новомосковский ТЗ, ОАО «ВМЗ»). Изоляция усиленного типа, битумная марки МБР-ИЛ-90 и нормального типа, битумная.

Нефтепровод обслуживается: нефтеперекачивающих станциях (НПС) «Орловка» – МН «Александровское – Анжеро-Судженск» – км 455 – км 818.

Привязка дефектов осуществляется не менее чем по двум маркерным пунктам, указанным в сертификатах на дефекты.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					22

2.5. Диагностика дефектов нефтепровода

Эксплуатационной надёжностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надёжности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода.

Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритрубными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

- 1) дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, – расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков;
- 2) дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, – риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков;
- 3) дефекты, образовавшиеся при эксплуатации – внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопроводов с интервалом в 3–5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утонения стенки трубы до критической величины.

2.5.1. Внутритрубная диагностика нефтепровода

Магнитный метод дефектоскопии трубопроводов основан на регистрации магнитных полей (топографии тангенциальной составляющей напряженности

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					23

магнитного поля). В основу работы дефектоскопа заложен принцип обнаружения дефектов в стальных трубах, состоящий в том, что контролируемое изделие намагничивается до индукции порядка 1,4–1,6 Тл, и регистрирует значение магнитной индукции поля, рассеиваемого у поверхности трубы.

При наличии в стенке трубы каверн, пустот и других аномалий напряжённость магнитного поля у поверхности в этих местах изменяется. Сравнивая это изменение магнитного поля (ΔH) с полем в зоне, где нет дефектов (H), делается заключение о наличии дефекта и его относительной величине. Магнитные поля в дефектоскопах контролируются датчиками на основе «перехода Холла» и (или) феррозондовыми датчиками. Намагничивание стенки трубы ведётся цилиндрической магнитной системой. Датчики дефектов размещаются между полюсами постоянного магнита по окружности корпуса дефектоскопа.

В основном сегодня применяются две конструкции дефектоскопов, построенных на основе магнитного метода, с продольным и поперечным намагничиванием. Так дефектоскопы с продольным намагничиванием лучше выявляют узкие поперечные дефекты, а дефектоскопы с поперечным намагничиванием несут основную нагрузку по выявлению узких, продольно ориентированных дефектов, в числе – «стресскоррозионных». Наилучшие результаты обследований трубопроводов могут быть получены при совместной обработке магнитограмм, записанных этими приборами. Это позволяет в большинстве случаев более объективно оценить причину изменения магнитного сигнала.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					24

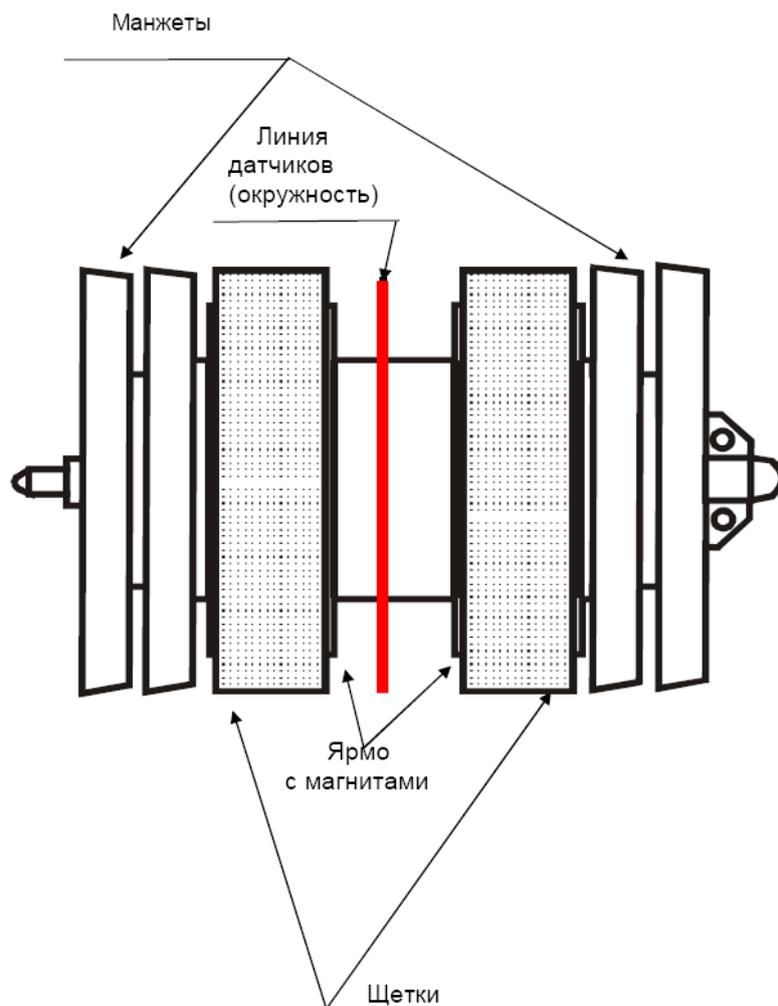


Рисунок 1 – Схема построения магнитной системы дефектоскопа с продольным намагничиванием

Основываясь на методике оценки дефектов института физики металлов Уральского филиала РАН (автор Халилеев П.А.) точечный дефект расположенный на внешней стороне трубопровода обуславливает изменение напряженности магнитного поля с внутренней стороны трубы, которое может фиксироваться измерителем (датчиком Холла) на площади окружности с диаметром около $\sqrt{2t}$, где t – толщина стенки трубы. Из этого следует, что датчики Холла расположенные с шагом равным t могут уверенно фиксировать изменение напряженности магнитного поля. Более частая установка датчиков дополнительной информации не несёт, разве что увеличивает надёжность записи (частичный выход из строя датчиков).

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

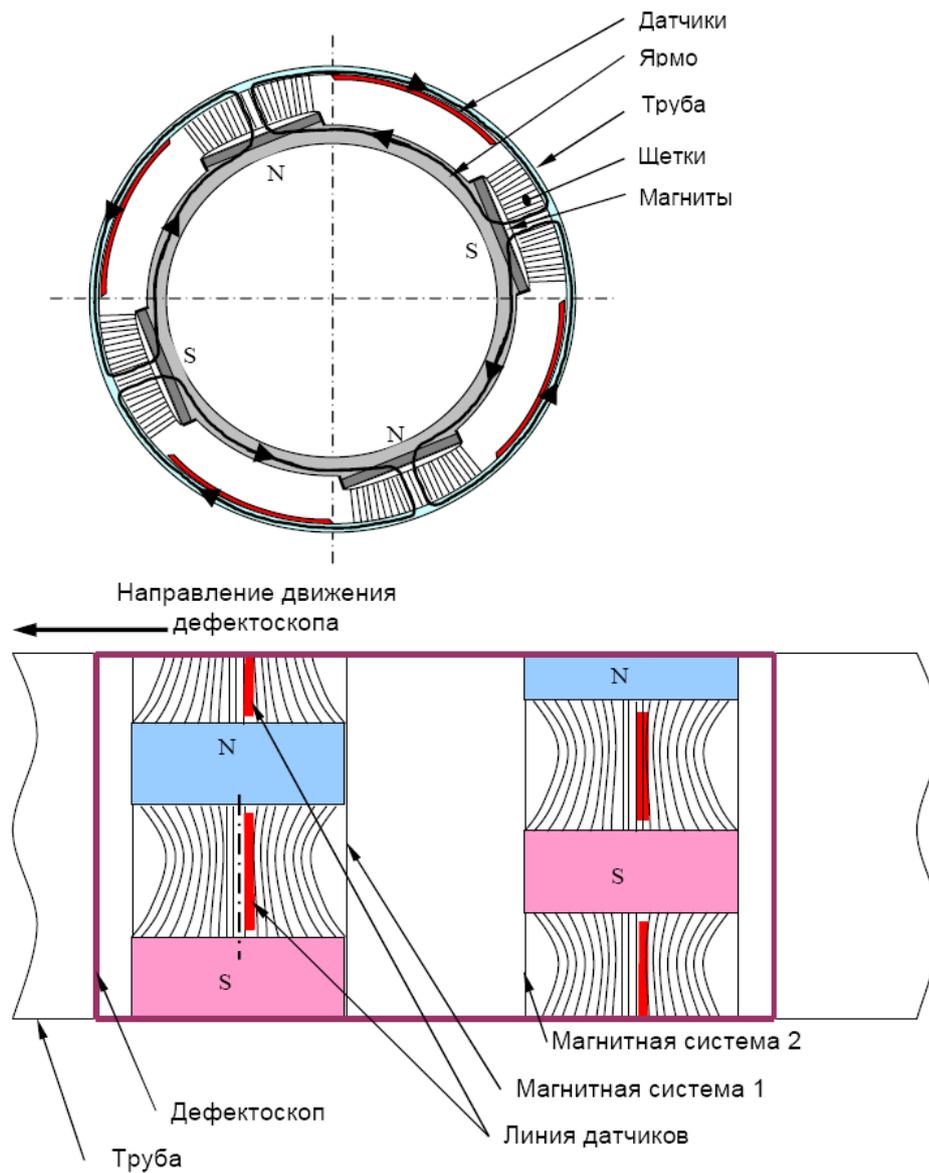


Рисунок 2 – Схема построения магнитной системы дефектоскопа с поперечным намагничиванием

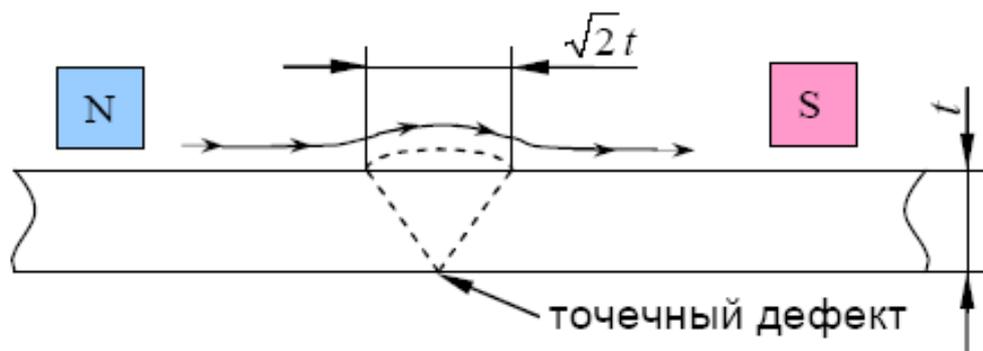


Рисунок 3 – Точечный дефект

В качестве реперных точек для привязки аномалий служат:

1) маркеры – маркерные металлические пластины, либо электронные маркеры (оптимальное расстояние между реперными точками не более 2000 м).

2) краны.

В случаях, когда установленных маркеров недостаточно, или дополнительная установка невозможна, допустимо в качестве реперных точек использовать следующие особенности трубопровода: выход кожуха (патрона) под автомобильной или железной дорогой; прямая врезка; тройник.

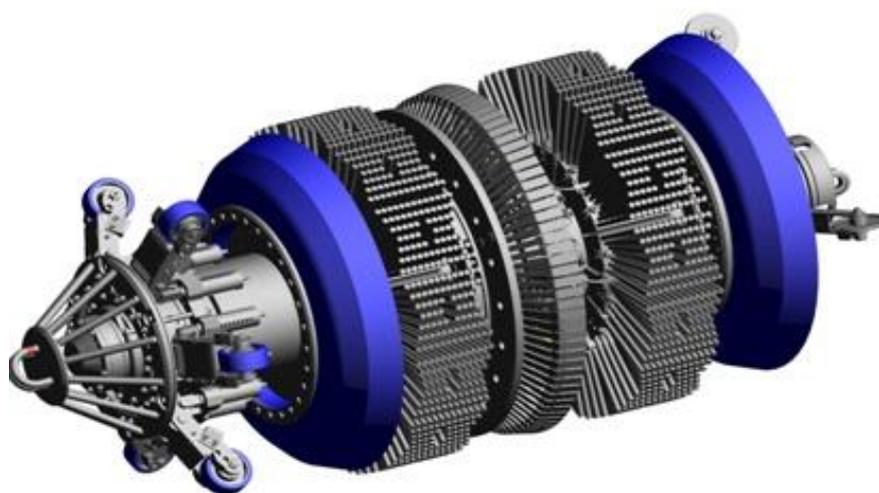


Рисунок 4 – Внутритрубный магнитный дефектоскоп



Рисунок 5 – Внутритрубный магнитный дефектоскоп с регулятором скорости

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

2.5.2. Виды дефектов

К основным типам дефектов, выявляемых на IV уровне диагностики, относятся:

- трещиноподобные дефекты в сварных швах (сварочные трещины, непровары корня шва, подрезы, несплавления и т.п.);
- усталостные трещины, развивающиеся из дефектов сварных швов и дефектов основного металла стенки трубы;
- стресскоррозионное растрескивание.

В отличие от дефектоскопа «Ультраскан-WM», предназначенного для определения дефектов потери металла, в котором датчики осуществляют сканирование стенки по нормали к поверхности трубы, в снаряде «Ультраскан-CD» для определения продольных трещин ультразвуковые датчики установлены с наклоном относительно радиальной плоскости трубы и перпендикулярно относительно направления движения снаряда. Угол наклона ультразвуковых датчиков выбирается таким образом, чтобы с учетом преломления на поверхности трубы обеспечить распространение ультразвуковых волн внутри стенки под углом 45°.

Зондирующие ультразвуковые импульсы подаются через каждые 3 мм по ходу снаряда. Разрешающая способность снаряда обеспечивает обнаружение трещин длиной 30 мм и минимальной глубиной 0,15 t, где t – толщина стенки трубопровода. Данный снаряд может работать только при наличии жидкой среды в трубопроводе. Значения измерений записываются в блок хранения. Привязка мест расположения дефектов к определенным точкам трассы трубопровода осуществляется с помощью маркеров.

В настоящее время АО «Транснефть – Центральная Сибирь» осуществлен трехуровневый диагностический контроль нефтепроводов с использованием снаряда – профилемера «Калипер», снаряда-дефектоскопа «Ультраскан-WM» и магнитоскана «MFL».

После прогона снаряда-дефектоскопа «Ультраскан-WM», по нефтепроводу,

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					28

данные ультразвуковой диагностики переписываются на оптические диски или компакт-диски и затем обрабатываются на спецкомпьютерах. Обработка данных производится на сертифицированном оборудовании с использованием лицензионного программного обеспечения с предварительной проверкой оборудования на наличие компьютерных вирусов. Результаты внутритрубного обследования представляются на экране дисплея высокого разрешения в виде развернутых фрагментов внутренней поверхности трубопровода, окрашенных в различные цвета в зависимости от остаточной толщины стенки.

Заключительной фазой является анализ полученных данных специалистами Центра технической диагностики с целью идентификации дефектов и арматурных элементов с выдачей сертификатов на заслуживающие внимания особенности нефтепровода с их описанием и привязкой к ближайшим точкам – по ориентирам и поперечным кольцевым сварным швам.

На основании этих данных составляется отчет по диагностическому обследованию конкретного участка нефтепровода, который передается непосредственно Заказчику. Необходимо отметить важность сохранения маркерных пунктов на весь срок функционирования нефтепровода. При повторных пропусках привязка к одним и тем же маркерным пунктам даст возможность идентифицировать любой обнаруженный дефект и сравнить с прошлым его состоянием. Это представляется важным для оценки скорости развития дефектов.

В период 22 ноября по 17 декабря 2015 года на нефтепроводе Александровское – Анжеро-Судженск (участок Парабель – Анжерская) была проведена работа по диагностическому обследованию трубопровода внутритрубным инспекционным снарядом (ВИС) «Ультраскан-WM».

Пропуск дефектоскопа «Ультраскан-WM» был произведен после контрольного пропуски профилемера «Калипер».

Для удаления со стенок нефтепровода загрязнений были пропущены очистные скребки с плоскими полиуретановыми очистными дисками и спец. скребки с металлическими щетками.

Скорость ВИС «Ультраскан-WM» во время прогона составляла 0.66 м/с. С

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

целью привязки возможных дефектов нефтепровода к местности на трассе были установлены маркерные пункты, которые наряду с арматурными элементами (завдвижки, вантуза) являются точками-ориентирами и используются для определения местоположения дефектов.

После обследования нефтепровода ВИС «Ультраскан-WM» создается технический отчет по диагностическому обследованию, в который входит «Журнал особенностей нефтепровода»; «Журнал регистрации вмятин и гофр»; «Журнал опасных дефектов»; «Журнал дефектов ПОР» и «Журнал дефектов обязательного дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК)».

В «Журнал особенностей нефтепровода» заносятся сведения об особенностях различного характера в линейной части нефтепровода.

«Журнал особенностей» служит исходной базой для расчетов на статическую прочность дефектосодержащих труб по «Методике определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами», утвержденной 17 октября 1997 г. АК «Транснефть» в качестве нормативного документа и согласованной Росгортехнадзором. На этой стадии выявляются опасные дефекты стенки труб обследованного участка нефтепровода. Сведения об этих дефектах содержатся в оформленных на каждый из них сертификатах «Журнал опасных дефектов».

Расчеты проводятся с использованием программно-методического комплекса (ПМК), разработанного на основе вышеупомянутой методики, исходя из результатов обработки (интерпретации) информации, зарегистрированной ВИС «УльтрасканWM» («Журнал особенностей нефтепровода»), также данных предоставленных АО «Транснефть – Центральная Сибирь».

По результатам расчетов особое внимание обращают на особенности, опасные с точки зрения статической прочности дефектосодержащих труб, а также на гофры и вмятины, примыкающие к сварным швам, но при этом принимают во внимание и остальные дефекты, содержащиеся в «Журнале особенностей нефтепровода».

Любые особенности при их точном определении на местности могут также

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					30

служить дополнительными точками-ориентирами для поиска других особенностей.

Под особенностью нефтепровода понимаются различного рода дефекты (потери металла, расслоения, вмятины и др.), а также специфические элементы, расположенные на данном участке трубопровода (задвижки, вантузы, трубная арматура и др.), которые при последующих пропусках ВИС «Ультраскан-WM» по данному участку смогут помочь оценить состояние и развитие дефектов нефтепровода, а также обеспечить дополнительную привязку дефектов. В «Журнал опасных дефектов нефтепровода» заносятся:

1) дефекты, опасные по результатам расчетов прочности дефектосодержащих труб;

2) любые дефекты, связанные с потерей металла (потери металла, риски и т.п.), независимо от того, опасны или нет эти дефекты по результатам расчетов прочности, если в зоне дефекта измеренное значение остаточной толщины стенки трубы находится на предельном минимальном уровне измерения толщины стенки трубы (4.00 мм для «Ультраскан-WM» данного типа);

3) дефекты формы трубы (вмятины и гофры), примыкающие к сварным швам, если их измеренная глубина превышает по величине 3 % от наружного диаметра трубопровода.

Необходимость проведения дополнительного дефектоскопического контроля, определяется по методике ремонта табл. 1.

Таблица 1 – Необходимость проведения ДДК

Описание и параметры дефекта	Цель проведения ДДК
Все дефекты ПОР.	Уточнение параметров, местоположения дефекта и метода ремонта.
Дефекты геометрии глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра	Определение наличия дополнительных повреждений в дефекте геометрии для уточнения очередности ремонта.
Дефекты ДПР при проведении ремонта	Уточнение параметров, местоположения дефекта и метода ремонта.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

В первую очередь ДДК необходимо проводить для дефектов, имеющих глубину на уровне ограничений технических возможностей ВИП (глубиной 70% от толщины стенки трубы для магнитного дефектоскопа, с остаточной толщиной от 3 до 5,6 мм для ультразвукового дефектоскопа типа WM, указываемой в конкретных отчетах по внутритрубной диагностике).

Дефекты геометрии глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра, выявленные по результатам пропуска ВИП, включаются в состав дефектов ПОР, и по результатам ДДК определяется наличие в них дополнительных повреждений и уточняется их классификация.

При проведении ДДК используются следующие методы неразрушающего контроля: визуально-измерительный; ультразвуковой; радиографический; магнитный (магнитографический и др.).

Возможно применение (при необходимости) других методов контроля, обеспечивающих выявление дефектов и определение их параметров (капиллярный, вихретоковый и др.).

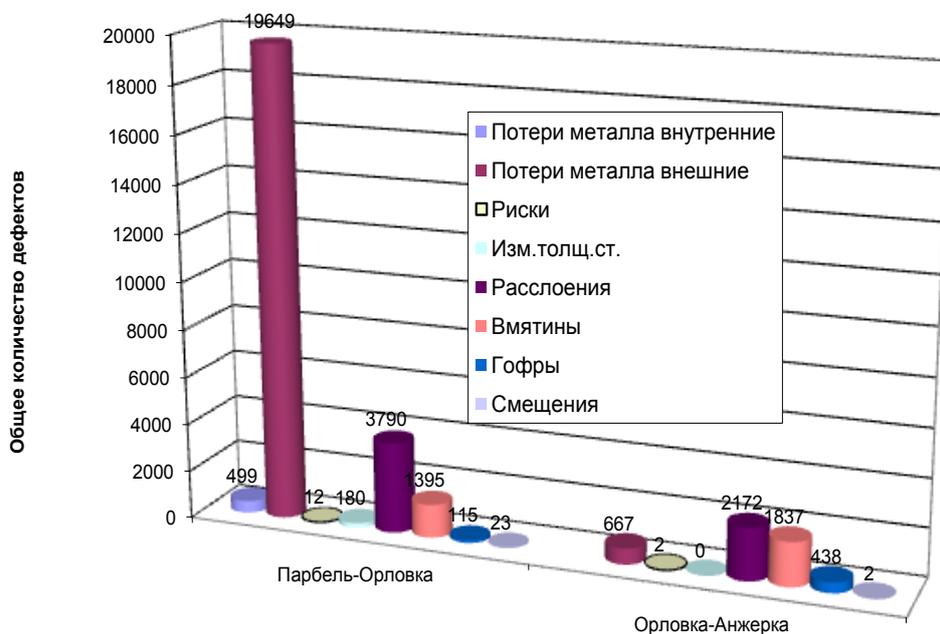


Рисунок 6 - Распределение дефектов участка нефтепровода по типам

Сведения обо всех дефектах на участке нефтепровода А-А-С, по результатам пропуска дефектоскопа «Ультраскан» представлены на рисунках 6 и 7.

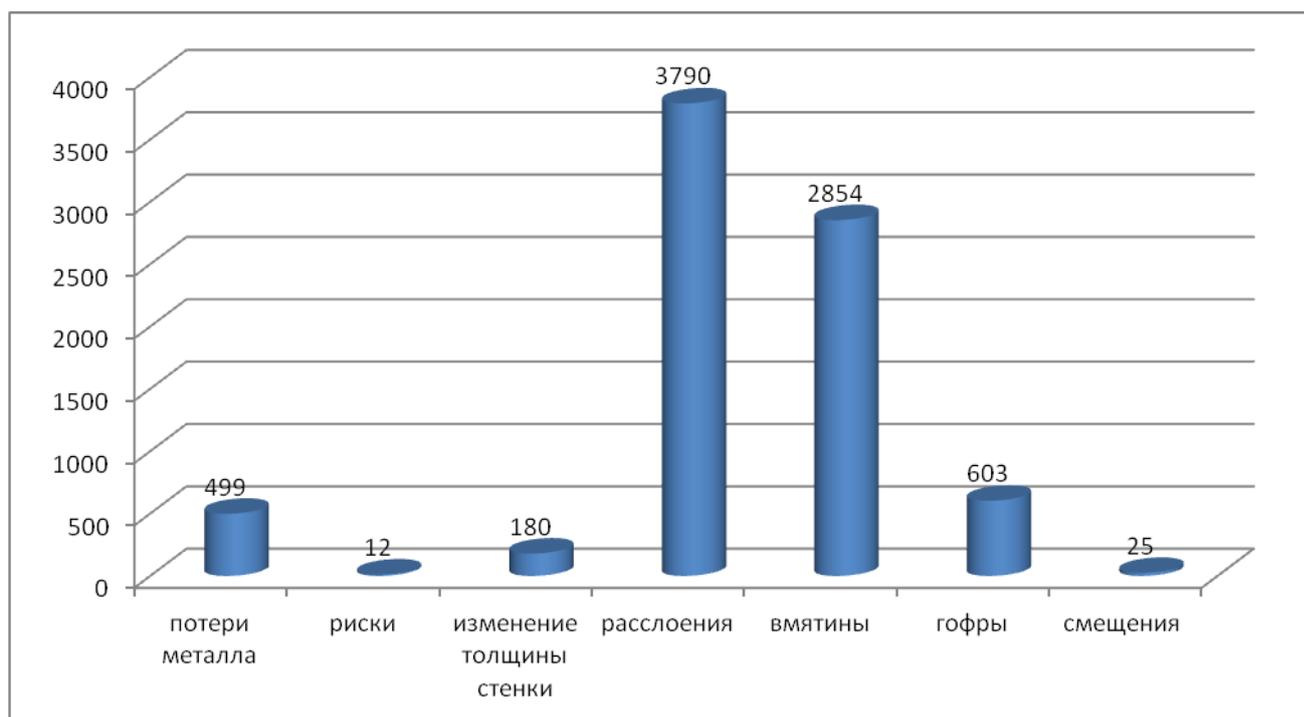


Рисунок 7 – Количество дефектов по типам

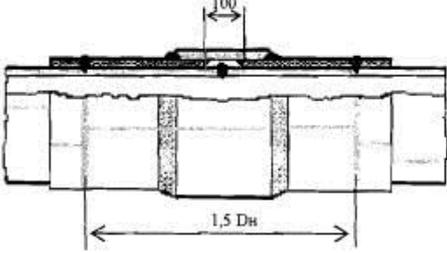
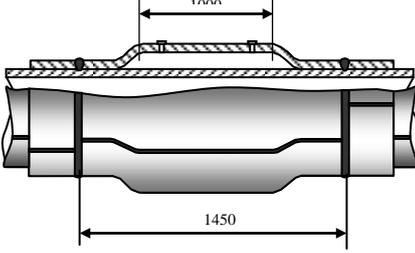
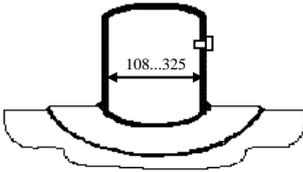
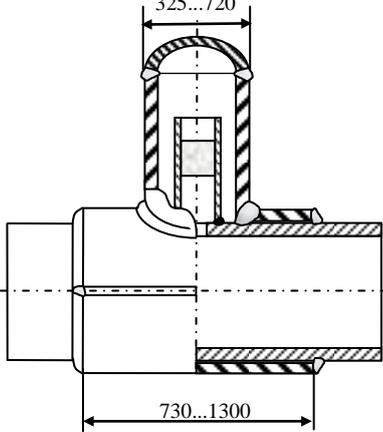
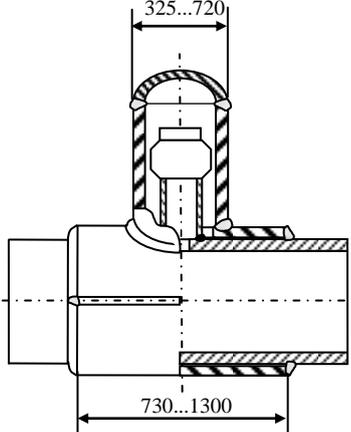
2.6. Виды ремонтных конструкций

Для ремонта дефектных секций и отдельных дефектов магистральных и технологических нефтепроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтной конструкции;
- вырезка.

В рамках данной дипломной работы рассмотрим установку ремонтных конструкций.

Продолжение таблицы 2

1	2	3
П5У(68)		<p>Удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов и дефектов в стенке трубы, примыкающих к поперечному сварному шву и расположенных в зоне шириной до $(0,75D_n - 100)$ мм в каждую сторону от поперечного сварного шва</p>
П6(67)		<p>Удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью</p>
П7(80)		<p>Патрубок с усиливающей накладкой для ремонта патрубков и отверстий. Патрубок диаметром 325 мм устанавливается на нефтепроводах диаметром 1220 мм, предельный срок эксплуатации – по таблице 6.4</p>
П8(81)		<p>Муфтовый тройник для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностики, отборов давления, патрубков, отверстий</p>
П9(82)		<p>Разрезной тройник заводского изготовления (патрубок приварен к полумуфте тройника в заводских условиях) для ремонта патрубков, отверстий</p>

1	2	3
П10(120)		Герметизирующие чопы для ремонта отверстий

Основными ремонтными конструкциями для магистральных нефтепроводов, которые регламентированы нормативной документацией [2], являются муфты и тройники. Муфты существуют следующих видов: П1, П2, П3, П4 и П6. Они предназначены для ремонта дефектов в стенке трубы, а также в кольцевых и продольных сварных швах на трубопроводе.

Разрезные тройники предназначены для ремонта вантузов, патрубков и сквозных отверстий.

2.6.1. Композитная муфта П1 с заполнением композитным составом

Муфта П1 состоит из двух полумуфт, сваренных между собой продольными швами (рис. 8). Муфта устанавливается на дефектный участок трубы с кольцевым технологическим зазором между муфтой и трубой не менее 6 мм и не более 40 мм.

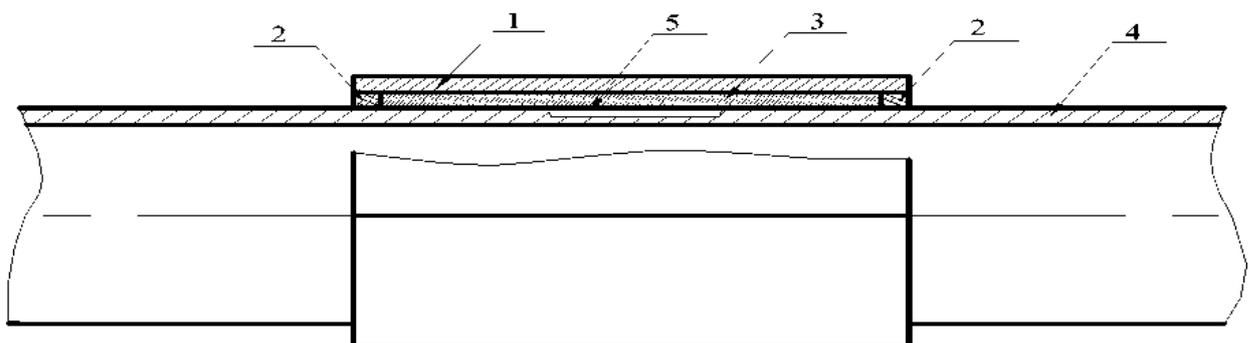


Рисунок 8 – Композитная муфта П1 с заполнением композитным составом:
 1 – центральное кольцо; 2 – герметик быстротвердеющий; 3 – композитный состав на основе эпоксидного компаунда; 4 – труба; 5 – дефект

Торцы муфты герметизируются быстротвердеющим герметиком. После отверждения герметика объем между муфтой и трубой заполняется композитным составом на основе эпоксидного компаунда.

В комплект муфты входят установочные болты, входные и выходные патрубки и контрольные болты, которые устанавливаются в технологические отверстия с резьбой в полумуфтах.

Установочные болты предназначены для регулировки зазора между муфтой и трубой и одновременно выполняют функцию опор при установке муфты на трубопроводе.

Входные патрубки устанавливаются в резьбовые отверстия на нижней полумуфте и предназначены для подсоединения к ним гибких шлангов, по которым будет подаваться композитный состав, при этом один патрубок является основным, другой – резервным.

Выходные патрубки, устанавливаются на верхней полумуфте и предназначены для выпуска воздуха и контроля уровня композитного состава при заливке.

В процессе заливки композитный состав поднимается до контрольных отверстий, в которые при появлении композитного состава заворачиваются болты.

2.6.2. Муфта обжимная приварная с технологическими кольцами П2

Муфта П2 обжимная, приварная с технологическими кольцами (рис. 9). Устанавливается без технологического зазора между муфтой и трубой.

Муфта состоит из центрального кольца и двух технологических колец. Центральное кольцо состоит из двух полумуфт, а каждое технологическое кольцо – из двух полуколец.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					37

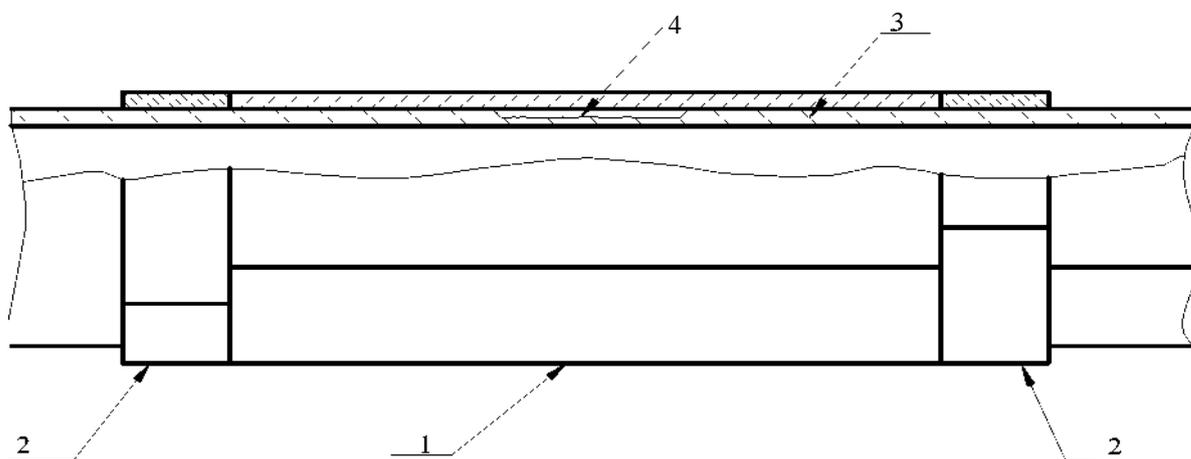


Рисунок 9 – Муфта обжимная приварная с технологическими кольцами (тип П2): 1 – центральное кольцо; 2 – технологическое кольцо; 3 – труба; 4 – дефект

Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами П2 применяется при ремонте несквозных дефектов стенки нефтепровода, а именно, стенки трубопровода, коррозионных дефектов.

2.6.3. Муфта галтельная для ремонта сварных кольцевых швов ПЗ

Муфта ПЗ галтельная, приварная предназначена исключительно для ремонта кольцевых сварных швов (рис. 10). Муфта состоит из центрального кольца с галтелью. Кольцо состоит из двух полумуфт. Галтель расположена в центральной части каждой полумуфты.

Технологические кольца для этой муфты не меняются.

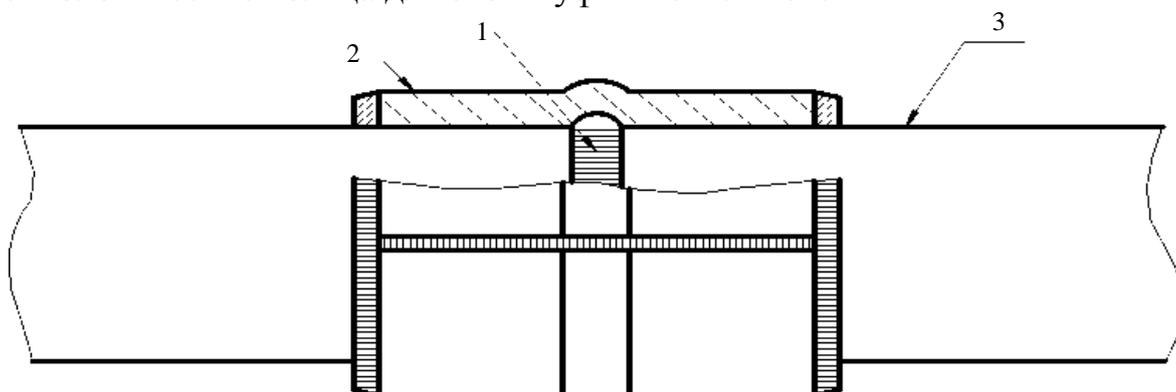


Рисунок 10 – Муфта галтельная для ремонта сварных кольцевых швов (тип ПЗ): 1 – центральное кольцо с галтелью; 2 – дефектный сварной шов; 3 – труба

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

2.6.4. Муфта галтельная с короткой полостью для ремонта сварных

кольцевых швов и дефектов в ОШЗ с заполнением антикоррозионной жидкостью

Муфта П4 галтельная с короткой полостью, приварная, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов и дефектов в ОШЗ, в том числе коррозионных (рис. 11). Муфта состоит из центрального кольца с галтелью и двух технологических колец. Центральное кольцо состоит из двух полумуфт, технологические кольца – из двух полуколец.

На верхней полумуфте имеется два технологических отверстия: одно для заливки антикоррозионной жидкости, другое – для контроля уровня заполнения. Муфта после установки и сварки заполняется антикоррозионной жидкостью. После заливки жидкости отверстия закрываются винтовыми пробками и обвариваются ручной дуговой сваркой.

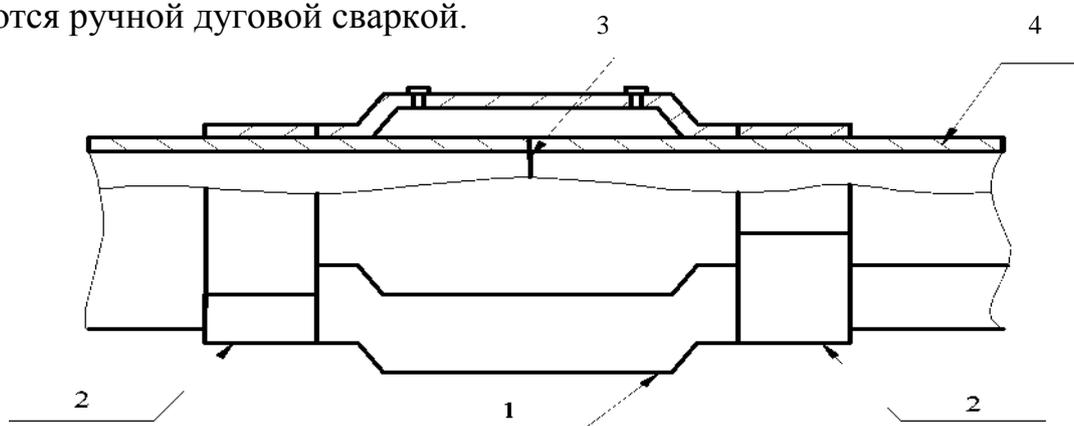


Рисунок 11 – Муфта галтельная с короткой полостью для ремонта сварных кольцевых швов и дефектов в ОШЗ с заполнением антикоррозионной жидкостью (тип П4): 1 – центральное кольцо с короткой полостью; 2 – технологические кольца; 3 – дефектный сварной шов; 4 – труба

2.6.5. Муфта удлиненная галтельная приварная с технологическими кольцами с заполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта гофр

Муфта П6 удлиненная галтельная, приварная с заполнением антикоррозионной жидкостью, предназначена для ремонта гофр, дефектов сварных кольцевых швов, околошовной зоны и несквозных дефектов стенки трубопровода (рис. 12). Муфта состоит из центрального кольца с галтелью и двух

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

технологических колец. Центральное кольцо состоит из двух полумуфт, технологические кольца – из двух полуколец.

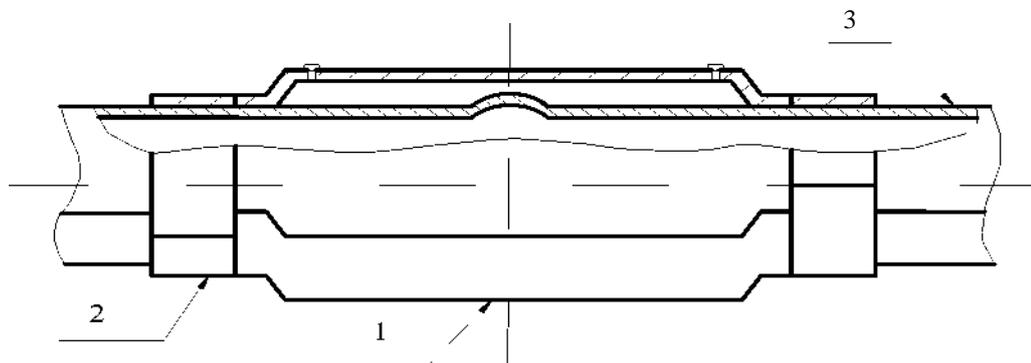


Рисунок 12 – Муфта удлиненная галтельная приварная с технологическими кольцами сзаполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта гофр (тип П6): 1 – центральное кольцо; 2 – технологические кольца; 3 – труба

На верхней полумуфте центрального кольца имеется два технологических отверстия: одно – для заливки антикоррозионной жидкости, другое – для контроля уровня заполнения.

После установки и сварки муфты на трубопроводе, а также заливки жидкости отверстия завинчиваются винтовыми пробками и обвариваются ручной дуговой сваркой.

2.6.6. Разрезной тройник для ремонта сквозных отверстий, вантузов, патрубков и несанкционированных врезок

Разрезной тройник штамповарной, состоит из двух полумуфт, патрубка и эллиптической заглушки (рис. 13). Верхняя полумуфта имеет ответвление для приварки патрубка. Длина патрубка – 300 мм. Эллиптическая заглушка, привариваемая к патрубку, предназначена для предотвращения выброса продукта при эксплуатации нефтепровода.

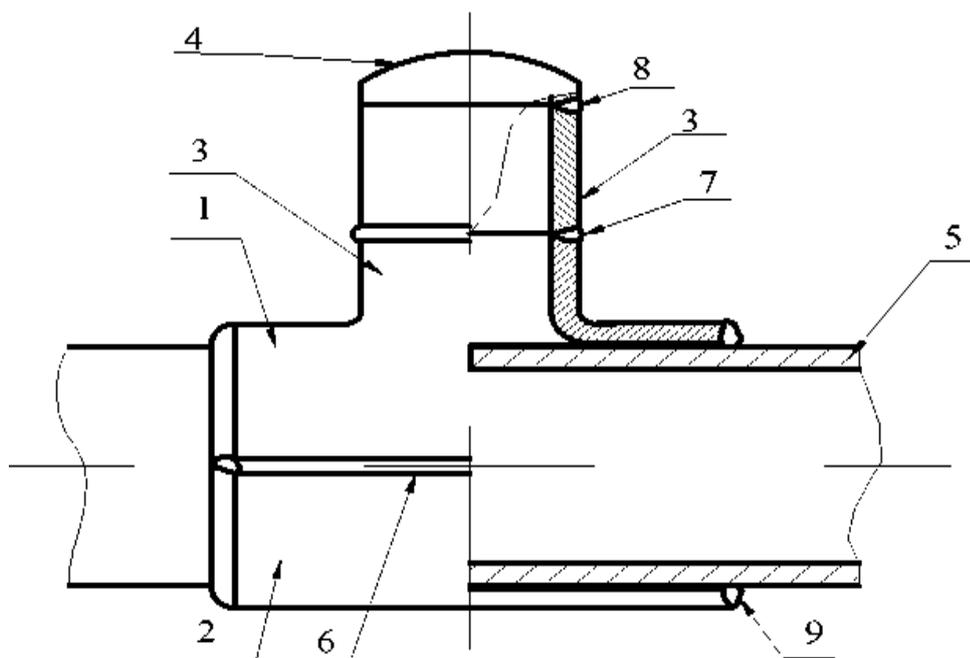


Рисунок 13 – Разрезной тройник для ремонта сквозных отверстий, вантузов, патрубков и несанкционированных врезок: 1 – верхняя полумуфта; 2 – нижняя полумуфта; 3 – патрубок; 4 – эллиптическая заглушка (днище); 5 – труба; 6 – продольный стыковой шов; 7 – кольцевой сварной шов приварки патрубка к тройнику; 8 – кольцевой сварной шов приварки эллиптической заглушки (днища) к патрубку; 9 – кольцевой сварной шов приварки тройника к трубе

Разрезные тройники применяются для ремонта вантузов и несанкционированных врезок.

Из рассмотрения существующих ремонтных конструкций, применяемых при ремонте магистрального нефтепровода, видно, что они однотипны. Все они имеют плоскость разреза в плоскости, проходящей через ось трубы. Монтаж данных ремонтных конструкций на трубу производится с помощью двух продольных швов, соединяющих две полумуфты. Затем собранная муфта, как правило, приваривается к трубе кольцевыми угловыми швами. Важно отметить, что все сварочные работы при установке ремонтных конструкций выполняются ручной дуговой сваркой штучными электродами.

Для ремонта коррозионных повреждений, как правило, применяются необходимые муфты, имеющие зазор для возможности заливки антикоррозионной

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

жидкости. Для ремонта усталостных трещин, гофров возможно применение как обжимных, так и необжимных муфт. Для ремонта вантузов и несанкционированной врезки применяют разрезные тройники.

Применение ремонтных конструкций позволяет производить оперативный ремонт трубопровода без остановки перекачки нефтепродукта и без замены поврежденного участка. При этом затраты на ремонт без замены поврежденного участка на 60-70% меньше по сравнению с затратами на ремонт с заменой.

Муфтовая технология ремонта на магистральных нефтепроводах – это эффективный метод выборочного ремонта трубопровода без вывода его из эксплуатации, она позволяет:

1. Сократить ремонт методом врезки "катушек", в результате чего:
 - исключается необходимость остановки перекачки нефти на время ремонта;
 - исключаются экологические проблемы загрязнения прилегающей к месту ремонта территории;
 - повышается безопасность ремонта за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего нефтепровода;
2. Полностью восстановить прочность и долговечность отремонтированных участков трубопровода;
3. Унифицировать технологию ремонта дефектов трубопровода различных типов и размеров.

Рассмотрев в данном разделе имеющиеся дефекты на магистральной нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке км 455–818, из журнала дефектов выбираем дефект: вмятина на внешней поверхности трубы глубиной 43 мм, длиной $L_{\text{деф}} = 400$ мм. Согласно табл. 6.3 РД 23.040.00-КТН-090-07 допустимая глубина вмятины или сумма высоты выпуклости при ремонте по композитно-муфтовой технологии не должна превышать 45 мм. В случае превышения данной величины применяется метод ремонта – вырезка.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					42

Согласно табл. 6.1 РД 23.040.00-КТН-090-07, если вмятина составляет до 3,5% D_n в околошовной зоне продольного сварного шва, т.е. $1220 \times 0,35 = 42,7$ мм. Если вмятина не превышает 42,7 мм, то применяется ремонтная конструкция П2. В нашем случае вмятина составляет 43 мм, т.е. выбирается ремонтная конструкция П1 [12].

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						43

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ УСТАНОВКЕ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ ТИПА П-1

При установке ремонтной конструкции выполняются следующие технологические операции:

1. Определение места расположения дефекта на основании диагностической информации по данным внутритрубных инспекционных снарядов;
2. Земляные работы при подготовке дефектного участка трубопровода к ремонту;
3. Уточнение места расположения дефекта на трубопроводе с учетом информации о поперечных и продольных сварных швах;
4. Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия;
5. Выявление дополнительных дефектов в зоне ремонта и уточнение геометрических параметров дефектов;
6. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты;
7. Пескоструйная обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта, после его очистки от изоляции, и внутренних поверхностей ремонтных полумуфт до требуемого качества;
8. Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе (установка полумуфт, их соединение, подсоединение катодной защиты);
9. Контроль качества сварных швов на муфте;
10. Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой;
11. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава;
12. Приготовление герметика;
13. Герметизация краев кольцевого зазора;

					Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Иелев Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				44	114
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
					Технологические операции при установке ремонтной кон- струкции типа П-1		

уплотняться. При отсутствии рыхлого грунта трубопровод должен присыпаться на 10–20 см привозным грунтом и только после этого местным грунтом. По верху засыпанного котлована устраивается валик с учетом последующей осадки грунта. По ширине котлована валик должен перекрывать котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону.

В местах пересечения трубопровода с подземными коммуникациями или кабелями, проходящими в пределах глубины котлована, засыпка котлована должна производиться с послойным уплотнением грунта в присутствии представителя организации, эксплуатирующей данную коммуникацию.

Сварочные агрегаты, компрессоры и другие самоходные механизмы должны устанавливаться на спланированные горизонтальные рабочие площадки. Размеры площадок определяются габаритами механизмов, условиями обслуживания и т.д. таким образом, чтобы во всех случаях от крайних габаритных точек до конца площадки со всех сторон было не менее 1 м.

Таблица 3 – Допускаемая глубина ремонтного котлована с вертикальными стенками различных грунтов

Грунт	Глубина котлована, м
1. Насыпной, песчаный, гравелистый	1,0
2. Супесчаный	1,25
3. Суглинистый	1,25
4. Глинистый	1,50
5. Особо плотный, нескальный	2,0

Таблица 4 – Наибольшая допустимая крутизна откосов котлована в грунтах естественной влажности

Грунт	Отношение высоты откоса к его заложению при глубине выемки, м		
	До 1,0	До 1-3	До 3-5
Насыпной	1:0,65	1:1	1:1,25
Песчаный и гравелистый (влажный но не насыщенный)	1:0,5	1:1	1:1
Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
Суглинок	1:0	1:0,25	1:0,75
Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
Лессовый сухой	1:0	1:0,5	1:0,5

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						47

3.3. Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия

Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода, освободив ее от изоляционного покрытия, кроме эпоксидноокрашенной трубы. В случае с эпоксидноокрашенной трубой очистка участка поверхности трубопровода проводится на этапе пескоструйной обработки.

Для выполнения намеченного объема работа выбираем пескоструйный аппарат DBS-100RC с дистанционным управлением.



Рисунок 14 – Пескоструйный аппарат DBS-100RC с дистанционным управлением

Технические характеристики пескоструйного аппарата: расход воздуха 2,3–9,6 м³/мин; производительность 4–37 м²/час; расход абразива 160–1000 кг/час; давление 5–12 бар; масса –125 кг; дистанционное управление.

Описание: аппарат отличается высокой производительностью, удобством эксплуатации, низкой ценой. Оснащен пультом дистанционного управления. Наличие эффективного фильтра-влагомаслоотделителя предотвращает перебои в работе.

Очистка поверхности трубопровода от изоляционного покрытия, следов коррозии и грязи производится только мелким ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки, напильники).

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					48

Длина очищенного участка должна превышать длину устанавливаемой муфты на 300–400 мм (150–200 мм с каждой стороны).

Очистка трубы в зоне дефекта производится ручной металлической щеткой. Острые выступы, заусенцы и брызги металла должны срубаться зубилом.

Контроль качества очистки производится визуально без применения увеличительной оптической техники. На очищенной поверхности не должно быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляции и защитного покрытия.

Во время очистки трубопровода рабочий обязан использовать средства индивидуальной защиты согласно типовым отраслевым нормам: очки защитные, шлем защитный, костюм защитный, обувь, рукавицы специальные.

Применяемое оборудование и материалы: ручные скребки, металлические щётки, напильники, молоток, зубило.

3.4. Выявление дополнительных дефектов в зоне ремонта

Дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) дефектного участка трубопровода должен включать идентификацию дефекта, обнаруженного ВИС визуальный контроль на наличие дополнительных (не обнаруженных ВИС) дефектов и, при необходимости, дефектоскопию металла труб и сварных соединений.

Идентификация и визуальный контроль должны проводиться для всех дефектов после вскрытия соответствующих участков для проведения ремонта. Перед проведением контроля труба на участке расположения дефекта должна быть очищена от изоляции, пыли, абразивного порошка, грязи, масел, окалины, краски, ржавчины и других загрязнений.

Идентификация дефекта заключается в определении вида, границ и характерных размеров дефекта, сравнении их с данными отчета по пропуску ВИС и установлении факта идентичности рассматриваемого дефекта с дефектом под определенным номером в указанном отчете.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					49

ДДК должен проводиться для выявления скрытых дефектов (трещин, расслоений, пор, включений, дефектов внутренней поверхности трубы) металла труб и сварных соединений, находящихся в ремонтной зоне.

Для ДДК используются методы ультразвуковой (ГОСТ 14782-86), магнитопорошковой (ГОСТ 21105-87) или цветной (ГОСТ 18442-80) дефектоскопии.

В качестве ультразвуковой аппаратуры следует применять ультразвуковой дефектоскоп типа УД2-12 и ультразвуковой толщиномер типа УТ-93П. Допускается применение другой отечественной и импортной аппаратуры, равной или превосходящей указанные по своим техническим характеристикам.

3.5. Монтаж ремонтной конструкции П 1

Работы по устранению дефекта производить в соответствии с РД-23.040.01-КТН-108-10 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов», РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», РД-25.160.00-КТН-011-10 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов» и РД-23.040.00-КТН-386-09, технологическими картами ТК-ВРД-15-02-05, ТК-ВРД-15-02-06 «Установка муфты П1 (КМТ)».

Монтаж конструкции выполняется при помощи автокрана КАМАЗ грузоподъемностью 10 т.

Монтаж ремонтной конструкции П1 выполнять в следующей последовательности:

- провести входной контроль материалов, стальных муфт;
- очистить поверхность трубопровода от изоляционного покрытия, следов коррозии и грязи.

Работы производить ручным инструментом (ручные скребки, металлические щетки и др.). Очистку трубы в зоне дефекта производить ручной

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					50

металлической щеткой. Длина очищенного участка трубопровода должна превышать длину устанавливаемой муфты на 300–400 мм (150–200 мм с каждой стороны). Контроль качества очистки производится визуально. На очищенной поверхности не должно быть острых выступов, заусенцев, брызг металла, а также остатков изоляции и защитного покрытия; провести ДДК дефектов, расположенных на трубной секции; отметить маркером (мелом) границы крайних дефектов, расположенных на секции, и границы муфты из условия, чтобы муфта перекрывала все дефекты, подлежащие ремонту; отметить на участке с неснятым изоляционным покрытием реперную точку, измерить и записать расстояние между реперной точкой и серединой дефекта; провести пескоструйную обработку поверхности трубопровода в зоне ремонта и внутренних поверхностей ремонтных полумуфт. Длина участка пескоструйной обработки должна быть равна длине муфты плюс 100–150 мм с каждой стороны. Отмеченное на трубе место дефекта пескоструйной обработке не подвергать. Обработку проводить абразивным материалом, который представляет собой материал угловатой формы (измельченный шлак, белый электрокорунд или другие абразивные материалы с размерами частиц 1,0–2,0 мм);

– отметить на подготовленном участке трубы (сверху) центр дефекта, используя расстояние от реперной точки. Нанести маркером (мелом) симметрично относительно центра дефекта две метки в окружном направлении, обозначающие границы муфты.

– установить полумуфты на трубопровод. Для монтажных работ использовать рым-болты, вкрученные в отверстия установочных болтов. Нижнюю полумуфту зачаливают подъемными стропами за рым-болты и краном укладывают ее на деревянные подкладки на дне котлована под трубопровод кромками вверх. Верхнюю полумуфту зачаливают подъемными стопами за рым-болты и краном укладывают ее на трубу сверху по маркерным меткам кромками вниз. Полумуфты фиксировать на трубопроводе двумя цепными стяжками. При монтаже муфты на трубопровод установить величину зазора между полумуфтами для сварки продольного шва 3–4 мм с помощью мерных пластин;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						51

– выполнить прихватку полумуфт сваркой одновременно (параллельно) двумя электросварщиками с разных сторон трубы. Перед началом выполнения работ по сварке композитных муфт следует произвести сушку или подогрев кромок продольных швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт. Необходимость предварительного подогрева и его параметры определяются толщиной стенки муфты и температурой окружающего воздуха в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-386-09.

Установку прихваток следует выполнять ручной дуговой сваркой электродами с основным видом покрытия или механизированной сваркой в защитных газах сплошной электродной проволокой.

Сварные работы проводятся при помощи сварочного аппарата Invertek V-350 PRO.



Рисунок 15 – Сварочный аппарат Invertek V-350 PRO

Установку прихваток следует выполнять в следующей последовательности:

- установка прихваток в корневой части разделки одного из продольных швов по торцам муфты;
- установка прихваток в корневой части разделки второго продольного шва по торцам муфты;
- установка прихваток по длине продольных стыков полумуфт, при этом расстояние между прихватками должно составлять (500 ± 50) мм;
- длина прихваток должна составлять 70–100 мм. Прихватки следует выполнять с полным проваром в режиме сварки корневого слоя. После установок прихваток следует зашлифовать их начала и концы на длине 15–20 мм, обеспечив плавный переход от прихватки к корневой части разделки.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

– отрегулировать кольцевой зазор в диапазоне 6–40 мм между муфтой и трубопроводом для исключения приварки к трубе, используя установочные болты. После регулировки вставить распорные клинья (на 6 и 12 часов) с каждого конца. Необходимое количество клиньев определяется геометрией трубы;

– приварить выводные планки для предотвращения образования дуговых кратеров на концах сварных швов;

– перед началом выполнения работ по сварке композитных муфт произвести сушку или подогрев кромок продольных швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт. Выбор температуры предварительного подогрева для ручной дуговой сварки корневого слоя продольных стыков электродами с основным видом покрытия и при механизированной сварке сплошной электродной проволокой корневого шва в защитных газах следует производить в соответствии с РД-23.040.00-КТН-386-09. Предварительный подогрев производить с использованием плоских газовых подогревателей или газовых горелок при согласовании со службой техники безопасности ведения ремонтных работ. Межслойная температура должна составлять 50–250⁰С.

– выполнить сварку двух корневых швов. Сварку продольных швов следует производить одновременно. При протяженности шва более 1 м на каждом шве должны работать одновременно два электросварщика. Контроль температуры проводить термическим карандашом в четырех точках (при температуре более 100⁰С он плавится) или контактном термометром. Контроль температуры подогрева проводить на участках поверхности полумуфт шириной 10–15 мм, прилегающих к продольным или кольцевым стыкам. После окончания сварки корневого шва произвести его зачистку шлифовальной машинкой;

– выполнить сварку заполняющих и облицовочного слоев сварного шва. Во избежание температурных деформаций сварка продольных стыков муфты (длиной более 300 мм) первого (корневого) и заполняющих слоев должна выполняться в направлении от центра муфты к ее краям обратноступенчатым способом. Первые заполняющие слои (один-два) должны свариваться за один проход по центру

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					53

шва, последующие – за два прохода путем наложения параллельных проходов (валиков).

Облицовка должна выполняться методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения трех параллельных проходов (валиков). Первоначально накладывается нижний валик, далее средний, а затем верхний. После окончания каждого промежуточного слоя произвести зачистку сварного шва от шлака шлифмашинкой.

При выпадении атмосферных осадков запрещается производить сварочные работы без инвентарных укрытий. При сварке муфт перерывы в работе не допускаются. Сварные соединения муфт оставлять незаконченными не разрешается. В случае вынужденных перерывов при возобновлении сварки следует провести повторный нагрев сварного шва. Необходимость предварительного подогрева и его параметры определяются толщиной стенки муфты и температурой окружающего воздуха в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-386-09.

При сварке возбуждение дуги следует производить только в разделке или на выводной планке. При сварке кольцевых швов многосекционных муфт процесс сварки следует начинать и заканчивать не ближе 100 мм от продольного шва муфты. Место начала сварки каждого последующего слоя должно быть смещено относительно начала предыдущего слоя шва не менее чем на 30 мм.

Места окончания сварки смежных слоев шва («замки» шва) должны быть смещены относительно друг друга не менее чем на 70–100 мм.

При многоваликовой сварке продольных и кольцевых швов (один проход выполняется несколькими валиками) «замки» соседних валиков должны быть смещены один относительно другого не менее чем на 30 мм.

В процессе сварки производить межслойную и окончательную зачистку слоев шва от шлака и брызг металла. Участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышение гребня над впадиной составляет 1 мм и более), а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом; удалить с помощью шлифмашинки выводные планки;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						54

подсоединить проводник катодной защиты к верхней части муфты. В качестве проводника использовать кусок стального изолированного провода в изоляции диаметром не менее 8 мм или кусок медного провода в изоляции диаметром не менее 5 мм. Подсоединение катодной защиты проводится с помощью термитной или электродуговой сварки; выполнить контроль сварных швов на ремонтной муфте:

- 1) визуальным осмотром и обмером сварного шва в объеме 100 %;
- 2) проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля в соответствии с ГОСТ 3242-79 (ультразвуковой метод в объеме 100 %). Визуально-измерительный и неразрушающий контроль проводят в соответствии с требованиями РД-19.100.00-КТН-001-10«Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте трубопроводов» и РД-23.040.00-КТН-386-09. В кольцевых нахлесточных швах не допускается:

- трещины всех видов и направлений;
- подрезы на основном металле трубы, а также непровары в корневом слое углового шва;
- протяженные и непротяженные дефекты на линии сплавления сварного шва с основным металлом трубы и муфты;
- несплавления металла шва с основным металлом трубы и муфты и между слоями.

Дефекты, обнаруженные при визуальном-измерительном контроле в процессе сварки стыка, удаляют с помощью шлифования и заваривают в соответствии с технологией сварки. Недопустимые внутренние дефекты, выявленные неразрушающим контролем физическими методами, подлежат ремонту, если их протяженность не превышает 1/6 длины шва.

Ремонт сварных швов должен осуществляться до заполнения зазора между трубой и муфтой композитным составом;

- отрегулировать кольцевой зазор между трубой и муфтой. Регулировку проводить установочными болтами с учетом геометрии трубы, при этом должна быть обеспечена величина зазора в диапазоне от 6 до 40 мм. Контроль величины

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					55

зазоров проводится в нескольких местах с каждой стороны муфты через технологические отверстия;

– приготовить герметик. Соотношение смолы к наполнителю-отвердителю должно составлять 1:3. Герметик готовить небольшими порциями, не более 10–12 л, в пластмассовом ведре, (время отверждения состава – 15 минут). Для приготовления герметизирующего состава использовать три компонента: жидкость (полиэфирная смола), жидкость (отвердитель) и наполнитель (порошок), которые перемешать до получения однородной массы с использованием перемешивающего устройства (пневматическая дрель с насадкой);

– провести герметизацию краев кольцевого зазора. Герметизацию выполнить в два слоя. Первый слой заполняет боковой зазор между трубопроводом и муфтой на глубину 25 мм. Второй слой образует внешний скос ремонтной конструкции. При формировании скоса угол между перпендикуляром к трубе и линией, образуемой скосом, должен быть не менее 30⁰С. Герметизацию зазоров выполнить шпателем;

– приготовить композитный состав. Для приготовления композитного состава использовать три компонента: жидкость (полиэфирная смола), жидкость (отвердитель) и наполнитель (порошок), перемешать до получения однородной массы;

– установить установочные болты заподлицо с внутренней поверхностью муфты. Данную операцию проводят после затвердевания герметика;

– смонтировать армированные прозрачные шланги для нагнетания композитного состава, контроля заполнения и выхода воздуха, и резервный шланг;

– заполнить композитным составом кольцевой зазор через нижний входной патрубок. Композитный состав нагнетать до тех пор, пока резервный шланг не будет заполнен им, затем пережать зажимом резервный шланг и продолжить заполнение кольцевого зазора до выхода композитного состава через верхние выходные патрубки на 30–40 см. Шланги пережать зажимами. Операцию

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						56

заполнения муфты композитным составом выполнять при температуре от +3°С до + 25°С. Ремонтную конструкцию выдерживать в течение 24 часов при температуре от +3°С до + 25°С для отверждения композитного состава. Для обеспечения требуемого диапазона температур над местом ремонта устанавливается обогреваемое защитное укрытие палаточного типа, обогреваемое теплогенератором ВУ100ЕСА (расход топлива составляет 2,8 л/час). Температура перекачиваемой нефти во время ремонта должна быть от + 3°С до + 25°С. По окончании работы используемые приспособления промыть растворителем марки “Solvent № 5” (или аналогичным ему по химическому составу);

- срезать заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты;

- устранить все неровности, подтеки композитного состава на поверхности муфты и зачистить сварные швы;

- провести заключительный контроль качества ремонтной конструкции визуально;

- оформить акт на устранение дефекта.

Для противокоррозийной защиты отремонтированного участка трубопровода должна применяться усиленная изоляция. Перед нанесением изоляционного покрытия необходимо тщательно подготовить металлическую поверхность трубопровода.

На сухую чистую поверхность трубопровода и на 500 мм старой изоляции с обеих сторон отремонтированного участка ровным сдоем без подтеков, сгустков и пропусков с помощью брезентового полотенца наносится грунтовка. На старую изоляцию «грунтовка может наноситься кистью.

В качестве грунтовок используются: раствор битума в бензине в отношении 1:3 (по объему); клей № 88, разбавленный бензином (Б-70 или «Калоша») в отношении 1:1.

Качество нанесения грунтовки проверяется внешним осмотром.

На высохшую грунтовку наматывается изоляционная лента в 3–4 слоя с нахлестом не менее 20 мм. Нахлест конца каждого слоя новой ленты на

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					57

предыдущий составляет 300 мм и на старую изоляцию – 500 мм с обеих сторон от отремонтированного участка.

Лента наносится вручную двумя рабочими, стоящими по обе стороны трубопровода и передающими друг другу рулон ленты по мере ее намотки.

Концы ленты должны быть залиты битумной мастикой для улучшения герметизации заизолированного участка.

Контроль качества изоляционного покрытия производится визуально в процессе наложения каждого слоя изоляции. В изоляционном покрытии не должно быть пузырей, складок, зазоров между витками, разрывов и морщин.

3.5.1. Контроль качества сварных швов на муфте

Контроль качества сварных швов на ремонтной муфте производится:

- контролем качества используемых материалов;
- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сварки полумуфт;
- визуальным осмотром и обмером сварного шва;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля.

Операционный контроль должен выполняться инженером по ремонту трубопроводов (руководителем бригады), а самоконтроль – исполнителем работ (монтажником-электросварщиком).

Готовые сварные швы муфты контролируются по формированию шва на отсутствие трещин, пор, подрезов и других дефектов.

Качество сварных швов муфты должно соответствовать требованиям ВСН 006-89.

Ремонт сварных швов должен осуществляться до заполнения зазора между трубой и муфтой композитным составом.

Ремонт участков сварных швов, имеющих дефекты, осуществляют путем выборки дефекта с помощью шлифовальной машинки с последующей заваркой с помощью электросварки.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Заваривать ремонтные участки шва необходимо электродами диаметром 2,5–3,25 мм с предварительным прогревом свариваемых кромок до 150⁰С.

3.5.2. Регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой

Регулировка величины установленных зазоров между трубой и муфтой проводится с целью получения равномерного кольцевого зазора.

Контроль величины установленных зазоров проводится в нескольких местах с каждой стороны муфты (на смонтированной муфте измерение кольцевого зазора проводится через технологические отверстия в муфте).

Применяемое оборудование: гаечный ключ, линейка или рулетка.

3.5.3. Приготовление герметика и герметизация

Работы, связанные с герметизацией боковых зазоров между трубопроводом и ремонтной муфтой, должны выполняться с особой осторожностью с применением индивидуальных средств защиты (комбинезон, респиратор, защитная маска, перчатки).

Для транспортировки и хранения компонентов герметика используют передвижные термоконтейнеры.

Для приготовления герметика используют два компонента: смола (жидкость) и наполнитель-отвердитель (порошок).

Герметик готовят небольшими порциями, что связано с малым временем отверждения (приблизительно 15 минут), в пластмассовом ведре с использованием перемешивающего устройства, например, пневматической дрели с насадкой (мешалкой). Для дозирования компонентов применяют мерные (пластмассовые или бумажные) стаканы.

Сначала в ведро мерным стаканом наливают смолу, а затем, другим стаканом, насыпают наполнитель-отвердитель в определенном соотношении. Соотношение смолы к наполнителю-отвердителю составляет 1:3 (одна часть

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					59

смолы и три части наполнителя-отвердителя), хотя это соотношение может изменяться в зависимости от консистенции, которая требуется по местным условиям. Затем составляющие тщательно перемешиваются переносным перемешивающим устройством до получения однородной массы, после чего герметик готов к применению.

Применяемые материалы, оборудование и инструмент:

передвижные термоконтейнеры;

компоненты герметика;

ручное перемешивающее устройство;

пластмассовое ведро – два;

стакан мерный – два;

компрессор;

шланги для подачи воздуха с разъёмами;

регулятор воздуха.

Герметизация краев кольцевого зазора производится с целью создания замкнутого объёма между трубой и муфтой для заполнения его композитным составом.

Герметизацию выполняют в два слоя. Первый слой непосредственно заполняет боковой зазор между трубопроводом и муфтой на глубину 25 мм. Второй слой образует внешний скос ремонтной конструкции. Скос обеспечивает плавный переход от внешней цилиндрической поверхности муфты к внешней цилиндрической поверхности трубопровода, необходимый для качественного нанесения изоляционного покрытия на ремонтную конструкцию.

Герметизацию зазоров выполняют шпателями поочередно: сначала с одного конца муфты, потом с другого. Необходимо следить за тем, чтобы герметик ложился в боковой зазор плотной однородной массой.

По мере заполнения зазора герметиком производится формирование скоса. При формировании скоса угол между перпендикуляром к трубе и линией, образуемой скосом, должен быть не менее 30° .

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					60

Допускается сначала полностью заполнить кольцевой зазор герметиком, и потом произвести формирование скоса.

Герметизацию зазора на другом конце муфты, проводят аналогично.

Применяемые материалы и инструмент:

герметик;

металлический шпатель – два.

3.5.4. Композитный раствор

Работы, связанные с заполнением композитным составом кольцевого зазора, должны выполняться с особой осторожностью с применением индивидуальных средств защиты (комбинезон, респиратор, защитные очки, перчатки).

Для транспортировки и хранения компонентов композитного состава используют передвижные термоконтейнеры.

Для приготовления композитного состава используют три компонента: смола (жидкость), отвердитель (жидкость) и наполнитель (порошок), которые перемешиваются до получения однородной массы.

При приготовлении одной порции композитного состава используется полностью содержимое одной коробки с компонентами. Из одной коробки компонентов получается десять литров композитного состава.

Для того, чтобы смола легко перетекала, в верхней части контейнера надо пробить небольшое вентиляционное отверстие.

В зависимости от необходимого количества композитного состава, рассчитанного в разделе 5, используют миксер с механическим приводом или ручное перемешивающее устройство.

Миксер рассчитан на приготовление 40 л композитного состава. Приготовление композитного состава производится в следующей последовательности:

выливают смолу в бункер миксера;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					61

выливают отвердитель в бункер миксера;
перемешивают смолу с отвердителем;
насыпают наполнитель в бункер миксера;
перемешивают все компоненты до получения однородной массы (до исчезновения видимых комков).

Миксер не требуется, если смешиваемый объем композитного состава не превышает 30 литров. Процесс получения композитного состава с помощью ручного перемешивающего устройства аналогичен процессу получения герметика. Оно также используется, если требуется добавить 10 литров смеси для окончания большого заполнения.

В пластмассовое ведро поочередно наливают смолу, отвердитель, и перемешивают их, затем насыпают наполнитель и перемешивают все с использованием ручного перемешивающего устройства до получения однородной массы.

По окончании работы миксер, ведро и ручное перемешивающее устройство промывают растворителем с помощью кисти для краски.

Для очистки миксера необходимо залить в бункер миксера растворитель и, используя кисть для краски, очистить бункер, лопасти миксера и брызги эпоксидной смолы на миксере. После промывания растворителем бункер миксера необходимо промыть водой. Отработанный растворитель сливают в емкость для дальнейшей утилизации.

Для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту, объем между ними заполняется композитным составом.

Перед заполнением кольцевого зазора композитным составом выполняют следующие подготовительные операции:

Установочные болты устанавливают заподлицо с внутренней поверхностью муфты.

В нижнюю полумуфту ввинчиваются входные стальные патрубки, расположенные по краям. В верхнюю полумуфту ввинчиваются выходные стальные патрубки, также расположенные по краям. Расположение входных и выходных патрубков

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						62

шланги крайних выходных патрубков не будут заполнены композитным материалом. Останавливают насос и с помощью зажимов перекрывают выходные патрубки и входной патрубок с помощью зажим. Отключают насос от шланга.

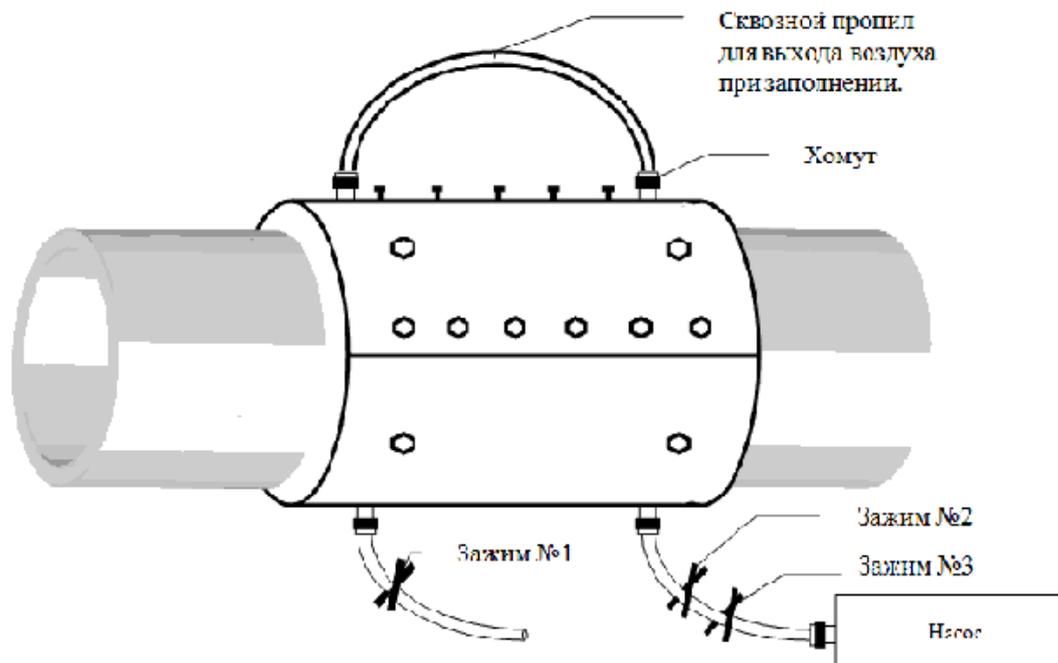


Рисунок 16 – Схема заполнения муфты композитным составом

Давление на выходе насоса при подаче композитного материала в кольцевой зазор поддерживается на уровне 7–10 атм.

Композитный материал в кольцевом зазоре затвердевает до требуемой прочности в течение 24 часов. После отверждения композитного состава в кольцевом зазоре все выступающие детали (входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты) на цилиндрической поверхности муфты удаляют и оставляют гладкую внешнюю поверхность для нанесения изоляционной ленты.

Таким образом, заявленный способ позволяет производить экономичный ремонт поврежденных участков трубопровода без остановки перекачивания продуктов, при этом отремонтированный участок характеризуется повышенной надежностью при дальнейшей эксплуатации трубопровода.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

После этого конец наливного шланга опускают в бункер насоса, включают насос и растворитель прогоняют до тех пор, пока оставшийся композитный состав не перейдет в раствор.

Когда насос очистится, то растворитель с остатками композитного состава необходимо с максимальной скоростью откачать в контейнер для химических отходов.

Выдерживают ремонтную конструкцию в течение 24 часов при температуре от +3°C до +25°C. За это время происходит отверждение композитного состава.

Применяемые материалы, оборудование и инструмент:

растворитель, армированный прозрачный шланг, нагнетательный насос, зажимы, ножовка по металлу, контейнер для отходов, хомуты для шланга, теплогенератор.

3.6. Заключительный контроль качества ремонтной конструкции

Для получения гладкой поверхности и проведения заключительного контроля ремонтной конструкции производится удаление выступающей арматуры муфты.

После отверждения композитного состава с помощью шлифовальной машинки срезаются заподлицо входные и выходные патрубки, контрольные и установочные болты.

Устраняются все неровности на поверхности муфты и зачищаются сварные швы.

Зачистка муфты должна производиться для приобретения ремонтной конструкцией гладкого вида, избегая длительного применения наждачного круга на одном месте. Во избежание образования засечек во время зачистки между осью круга и поверхностью муфты необходимо выдерживать угол не менее 45°. Заключительный контроль качества ремонтной конструкции проводится для подтверждения качества выполненных технологических операций.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						65

Анализируется внешний вид ремонтной конструкции на гладкость и отсутствие подтеков композитного состава без применения увеличительной оптической техники.

После заключительного контроля качества составляется протокол установки ремонтной муфты с описанием всех проведенных технологических операций и готовности ремонтной муфты к нанесению защитного покрытия по форме, приведённой в «Положении о проведении ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии на магистральных нефтепроводах».

После засыпки котлована и уплотнения проводится рекультивация земель.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

4. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

4.1. Расчет толщины стенки трубопровода

Характеристика ремонтируемого участка:

Нефтепровод \varnothing 1220 мм.

Сталь 17Г1С-У; ТУ 14-3-602-77.

Таблица 5 – Параметры толщины стенки

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Показатель
1	Диаметр нефтепровода	мм	1220
1.1	Толщина стенки	мм	11
1.2	Толщина стенки	мм	12
1.3	Толщина стенки	мм	13
1.4	Толщина стенки	мм	14
1.5	Толщина стенки	мм	15

Завод изготовитель: Челябинский трубопрокатный завод (ЧТПЗ).

Рабочее давление 6,5 кгс/см².

Прокладка трубопровода подземная.

Расчетный температурный перепад примем $\Delta t = 40^\circ\text{C}$.

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) материала трубы R_1 , кгс/см² определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (1)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 5200$ кгс/см²;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Ивлев Р.А.			Расчетная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шмурыгин В.А.					67	114
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода .

$$R = \frac{5200 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 3032,07 \text{ кгс/см}^2.$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p P)}, \quad (2)$$

где P – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

n_p – коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot 122}{2 \cdot (3032,07 + 1,15 \cdot 6,5)} = 1,468 \text{ см} = 14,68 \text{ мм}.$$

Полученное значение толщины стенки округляем до ближайшего в большую сторону по сортаменту равное 15 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2 \cdot (R_1 \psi_1 + n_p P)}, \quad (3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (4)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа определяемое по формуле:

$$\sigma_{np.N} = 0,15 \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{\delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t, \quad (5)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

где $E=2.1 \cdot 10^6$ – модуль упругости металла, кгс/см²;

$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta = 1220 - 2 \cdot 15 = 1190$ – внутренний диаметр трубы, мм;

$\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы, 1/С°.

$$\sigma_{np.N} = 0,15 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot (122 - 2 \cdot 1,52)}{1,52} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 40 = -130,47 \text{ кгс/см}^2.$$

Знак “минус” последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить значение коэффициента ψ_1 , учитывающего двухосное напряженное состояние металла труб.

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года:

$$\Delta t = t_3 - t_{\phi}, \quad (6)$$

где t_3 – максимальная температура стенок трубы в процессе эксплуатации, равная температуре продукта 10°С;

t_{ϕ} – температура ремонта трубопровода, равная минус 30°С;

$$\Delta t = 10 - (-30) = 40^{\circ}\text{C}.$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot 122}{2(3032,07 \cdot 0,97779 + 1,15 \cdot 6,5)} = 1,50 \text{ см}.$$

Принимаем толщину стенки трубопровода равную 15,0.

4.2. Расчёт на прочность и устойчивость трубопровода

Проверяем трубопровод на прочность, найдя сначала кольцевые напряжения в стенке трубы (σ)_{кц} и ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (7)$$

где $n_p=1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего рабочего давлению в трубопроводе;

$P = 6,5$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{\text{вн}}=119,0$ см – внутренний диаметр трубопровода;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

δ – толщина стенки трубопровода.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot 119}{2 \cdot 1,5} = 292,508 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (8)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{2925,08}{3032,07} \right)^2} - 0,5 \frac{2925,08}{3032,07} = 0,256.$$

Прочность проверяется по условию:

$$\sigma_{пр.N} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (9)$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,256 \cdot 3032,07 = 776,2.$$

Условие (9) выполняется: $130,47 \leq 776,2$.

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется в плоскости наименьшей жесткости системы из условия:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (10)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода;

S – продольное осевое усилие в сечении трубопровода, возникающее от расчетных нагрузок и воздействий. Так, с учетом нагрузки от внутреннего давления и температурных воздействий, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта:

$$S = (\alpha_t E \Delta t - \mu \sigma_{кц}) F, \quad (11)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, которая определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) \quad (12)$$

$$F = \frac{3,14}{4} (14884 - 14151,4816) = 575,03 \text{ см}^2.$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$S = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 40 - 0,3 \cdot 2925,08) \cdot 575,03 = 75027,6 \text{ кгс.}$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N_{кр} = 4 \sqrt[4]{p_0^2 q_{в.п}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (13)$$

где $q_{в.п.}$ – сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы;

p_0 – сопротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода;

I – момент инерции поперечного сечения трубы, который определяется:

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_e^4), \quad (14)$$

$$I = \frac{3,14}{64} (122^4 - 118,96^4) = 1043511,5 \text{ см}^4.$$

Суммарный вес трубопровода и продукта:

$$q_{м.п} = n_{тр} q_{тр}^H + n_{пр} q_{пр}^H, \quad (15)$$

где $n_{тр}$, $n_{пр}$ – коэффициенты перегрузки для собственного веса трубопровода и веса перекачиваемого продукта соответственно, при расчете на устойчивость $n_{тр}=1$, $n_{пр}=0,95$.

$$q_{тр}^H = \gamma \cdot F$$

$$q_{пр}^H = n_p p D_{вн}^2 \cdot 10^{-6}, \quad (16)$$

где γ – плотность стали.

$$q_{тр}^H = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot 575,03 = 4,51 \text{ кгс/см}$$

$$q_{пр}^H = 1,15 \cdot 118,96^2 \cdot 10^{-6} = 1,058 \text{ кгс/см}.$$

$$q_{м.п} = 1 \cdot 4,51 + 0,95 \cdot 1,058 = 5,52 \text{ кгс/см}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубы:

$$p_{зр} = \frac{n_{зр} \gamma_{зр} \left[2D_n h_0 + \frac{D_n^2}{4} + 2D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right] + q_{м.п}}{\pi D_n}, \quad (17)$$

где $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта;

$n_{гр}$ – коэффициент перегрузки веса грунта, принимаемый в расчетах на устой-

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

чивость равным 0,8;

$\gamma_{гр}$ – объемный вес грунта;

$h_0=1$ м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности.

$$p_{zp} = \frac{0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \left[2 \cdot 122 \cdot 100 + \frac{122^2}{4} + 2 \cdot 122 \left(100 + \frac{122}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{30^\circ}{2} \right) \right] + 5,52}{3,14 \cdot 122} = 0,24 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем сопротивление продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода:

$$p_0 = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{np}, \quad (18)$$

где $\tau_{гр}$ – предельное сопротивление грунта сдвигу, определяется по формуле:

$$\tau_{np} = p_{zp} \operatorname{tg} \varphi_{zp} + c_{zp}, \quad (19)$$

$c_{гр}$ – коэффициент сцепления грунта.

$$\tau_{np} = 0,24 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ = 0,139 \text{ кгс/см}^2$$

$$p_0 = 3,14 \cdot 122 \cdot 0,139 = 53,08 \text{ кгс/см}^2$$

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы определяется по формуле:

$$q_{в.н} = n_{zp} \gamma_{zp} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{m.n.}, \quad (20)$$

$$q_{в.н} = 0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 122 \left(100 + \frac{122}{2} - \frac{3,14 \cdot 122}{8} \right) + 5,5 = 23,18 \text{ кгс/см}.$$

Находим продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопровода:

$$N_{кр} = 4 \sqrt{53,08^2 \cdot 23,18^4 \cdot 575,03^2 \cdot (2,1 \cdot 10^6)^5 \cdot 1043511,5^3} = 2685313 \text{ кгс}.$$

Проверяем выполнение условия (2.10)

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 2685313 = 2416781,7 \text{ кгс},$$

$$75027,6 \text{ кгс} \leq 2416781,7 \text{ кгс}.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, продольное критическое усилие подсчитывается по формуле:

$$N_{кр} = \beta_y \sqrt[3]{q_{в.н}^2 EI}, \quad (21)$$

где коэффициент β_y находится по номограмме [4] в зависимости от параметров Θ и Λ , вычисленных следующим образом:

$$\Theta = \frac{1}{R^3 \sqrt[3]{\frac{q_{в.н}}{EI}}}; \quad (22)$$

$$\Theta = \frac{1}{14 \cdot 10^{4.3} \sqrt[3]{\frac{23,18}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 1043511,5}}} = 0,033.$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{в.н} I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{в.н}}{EI}}}; \quad (23)$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{53,08 \cdot 575,03}{23,18 \cdot 1043511,5}}}{\sqrt[3]{\frac{23,18}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 1043511,5}}} = \frac{0,036}{0,00022} = 164.$$

По номограмме находим значение коэффициента $\beta_y = 22,5$ и по формуле (21) вычисляем значение продольного критического усилия для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{кр} = 22,5 \sqrt[3]{23,18^2 \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 1043511,5} = 2375912 \text{ кгс}.$$

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 2375912 = 2138321 \text{ кгс}.$$

$$75027,6 \text{ кгс} \leq 2138321 \text{ кгс}.$$

Условие выполняется и для криволинейных участков.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

4.3. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты

Длина муфты L_M , в миллиметрах, определяется исходя из длины дефекта $L_{\text{деф}} = 400$ мм в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода $D_H = 1220$ мм и должна быть:

не менее $(L_{\text{деф}} + D_H)$ для всех дефектов, кроме дефектов кольцевого сварного шва, дефектов, ориентированных в окружном направлении, продольных трещин и внутренней коррозии (расстояние от края муфты до края дефекта должно быть не менее $0,5D_H$).

Для ремонта выбирают муфту по длине из типового ряда 1000; 1500; 2000; 2500; 3000; 3500 мм (ближайший больший размер). В случае если длина требуемой для ремонта муфты превышает 3500 мм, то применяют составную муфту, состоящую из нескольких муфт, расположенных встык друг с другом и соединенных между собой кольцевым сварным швом. Длина составной муфты не должна превышать 10,5м

$$L_M = L_{\text{деф}} + D_H = 400 + 1220 = 1620 \text{ мм.}$$

В данном случае принимаем $L_M = 2000$ мм.

Номинальный внутренний диаметр муфты $D_{BH} = 1262$ мм.

Расстояние между трубой и установленной на ней муфтой в любой точке кольцевого зазора должно быть не менее 6 мм и не более 40 мм.

Расстояние между отдельно установленными муфтами должно быть не менее 150 мм.

Толщина стенки муфты должна быть равна или больше на 20–30% толщины стенки ремонтируемой трубы, при этом прочностные характеристики металла муфты должны быть не ниже характеристик прочности металла трубы.

4.4. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

Для расчета необходимого количества используемого герметика и композитного состава нужно вычислить соответствующие объемы.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Объем быстроотверждающегося герметика V_r , в литрах, необходимый для герметизации двух торцов одной муфты (по 25 мм с каждой стороны) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_r = \pi \cdot (D_n + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6}, \quad (24)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

ΔR – кольцевой зазор между трубой и муфтой, мм.

Объемы герметика для одной муфты, в зависимости от диаметра трубопровода при номинальном кольцевом зазоре $\Delta R = 21$ мм.

$$V_r = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,1 \text{ литра.}$$

При формировании скоса между трубой и муфтой рассчитанный объем герметика должен быть увеличен на 25–50%

Объем композитного состава V_k необходимого для заполнения кольцевого для заполнения кольцевого зазора между трубой и муфтой, определяется по формуле:

$$V_k = \pi \cdot (D_n + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot (L_m - 50) \cdot 10^{-6}, \quad (25)$$

где L_m – длина ремонтной муфты, мм.

$$V_k = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot (1500 - 50) \cdot 10^{-6} = 159,6 \text{ литра.}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе приведен экономический расчет работ по устранению дефекта методом установки ремонтной конструкции П1. Подробный расчет представлен в локальном сметном расчете в приложении 1 к данной выпускной квалификационной работе.

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иелев Р.А.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>				76	114	
<i>Консульт.</i>		<i>Вазим А.А.</i>				ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При производстве ремонтно-строительных работ на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. Выполняя капитальный ремонт магистральных трубопроводов, необходимо руководствоваться нормативными документами. В утвержденных программах обучения рабочих различных профессий и повышения квалификации инженерно-технических работников выделяются часы для изучения правил техники безопасности. Специализированные ремонтное и строительное управления разрабатывают производственную инструкцию по технике безопасности при ремонте магистрального трубопровода с учетом местных условий. Руководство управления знакомят рабочих и технический персонал с инструкцией по производству работ и правилами техники безопасности и выдают на руки всем работающим эти инструкции по профессиям.

6.1. Производственная безопасность

Работы, проводимые при капитальном ремонте нефтепровода МН «Александровское – Анжеро-Судженск»:

- вскрышные работы;
- подъём трубопровода;
- очистные работы;
- подогрев трубопровода;
- изоляционные работы;
- балластировка трубопровода;

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ивлев Р.А.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					77	114
<i>Консульт.</i>		<i>Гуляев М.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

- засыпка трубопровода.

Во всех этих работах присутствует опасные производственные факторы, которые могут нанести вред человеку. Чтобы этого не произошло нужно максимально соблюдать требования техники безопасности.

Таблица 6 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ при ремонте МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ	1. Повышенный шум; 2. Ультразвук; 3. Отклонение показателей климата; 4. Электромагнитные поля радиочастот.	1. Опасность поражения электрическим током; 2. Опасность механических повреждений	ГОСТ 12.3.003-86 ПОТ Р М 020-2001 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 ГОСТ 12.1.003-83

К опасным производственным факторам относятся факторы, которые могут привести к травме, к вредным - факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (**ОВПФ**) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические.

Физические – движущиеся машины и механизмы, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, шум, вибрация, инфра- и ультразвук, неблагоприятные метеорологические условия, опасное напряжение недостаточная освещенность, взрыв, пожар и др.

Биологические ОВПФ – микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы, простейшие и др.) и макроорганизмы (растения и животные).

Психофизиологические – тяжесть и напряженность труда.

Наличие вредных и взрывоопасных факторов приведено в таблице 24.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					78

Таблица 6 – Токсичные и пожароопасные свойства применяемых веществ

№ п.п	Характеристика	Наименование вещества	
		Бензин	Нефть
1	Плотность по воздуху	2,7-3,5	3,5
2	Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	100-300	300
3	Температура вспышки, °С	-17-44	-40-17
4	Температура воспламенения	255-474	270-320
5	Концентрационные пределы воспламенения	0,76-8,12	1,26-6,5
6	Категория и группа взрывоопасной смеси	IIA, T3	IIA, T3
7	Действие на организм	Слабый наркотик, отравления возможны изредка. Вызывает хронический дерматит	Обладает наркотическим воздействием

Руководители работ должны обеспечить выполнение требований следующих нормативных документов:

- отраслевой инструкции по безопасности труда при капитальном ремонте МН;
- отраслевой инструкции по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности;
- правил безопасности при эксплуатации магистрального нефтепровода;
- основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности;
- правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также разделов техники безопасности инструкций по эксплуатации машин, механизмов, и специальных технических средств, используемых при ремонтных работах; инструкций по охране труда и пожарной безопасности.

Ответственность за соблюдение требований безопасности при эксплуатации машин, инвентаря, инструмента, технологической оснастки, оборудования, а также средств коллективной и индивидуальной защиты работающих возлагается:

- за техническое состояние машин и средств защиты на организацию на балансе которой они находятся;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

– за проведение обучения и инструктажа по безопасности труда на организацию, в штате, которой состоят работающие;

Ремонтные работы должны производиться под руководством ответственного работника, прошедшего проверку знаний правил производства работ в квалификационной комиссии УМН и допущенного к руководству этими работами.

6.1.1. Повышенный шум

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при ремонте МН (бульдозеры, экскаваторы, автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80:

– использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума – реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

– средства индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники;

– соблюдение режима труда и отдыха.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					80

6.1.2. Ультразвук

Ультразвуковые колебания, при ремонте МН могут возникать при работе движущихся частей машин, а также при ультразвуковой сварке (сварке давлением, осуществляемая под воздействием ультразвуковых колебаний).

Такой вид сварки сопровождается звуковыми колебаниями, лежащими в диапазоне ультразвука и инфразвука.

Человеческое ухо воспринимает слышимые колебания, лежащие в пределах от 20 до 20000 Гц.

Звуковой диапазон принято подразделять на низкочастотный (20–400 Гц), среднечастотный (400–1000 Гц) и высокочастотный (свыше 1000 Гц). Звуковые волны с частотой менее 20 Гц называются инфразвуковыми, а с частотами более 20000 Гц – ультразвуковыми. Инфразвуковые и ультразвуковые колебания органами слуха человека не воспринимаются.

Инфразвук оказывает негативное влияние на органы слуха, вызывая утомление, чувство страха, головные боли и головокружения, а также снижает остроту зрения. Особенно неблагоприятно воздействие на организм человека инфразвуковых колебаний с частотой 4–12 Гц.

Вредное воздействие ультразвука на организм человека выражается в нарушении деятельности нервной системы, снижении болевой чувствительности, изменении сосудистого давления, а также состава и свойств крови.

Характеристикой воздушного ультразвука на рабочих местах являются уровни звукового давления в децибелах в третьоктавных полосах со среднегеометрическими частотами 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100 кГц. В таблице 25. приведены нормативные значения уровня звукового давления согласно ГОСТ 12.1.001-89:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						81

Таблица 7 – Допустимый уровень звукового давления

Среднегеометрические частоты третьоктавных полос, кГц	Уровень звукового давления, дБ
12,5	80
16	80(90)*
20	100
25	105
31,5–100,0	110

*Допускается по согласованию с заказчиком устанавливать значение показателя, указанное в скобках.

Для того, чтобы минимизировать действие ультразвука на человека следует:

- подбирать оборудования соответствующее ГОСТ 12.2.051;
- запретить непосредственный контакт работающих с рабочей поверхностью оборудования в процессе его обслуживания, жидкостью и обрабатываемыми деталями во время возбуждения в них ультразвука;
- для защиты рук от возможного неблагоприятного воздействия контактного ультразвука в твердой или жидкой средах необходимо применять две пары перчаток – резиновые (наружные) и хлопчатобумажные (внутренние) или только хлопчатобумажные;
- для защиты работающих от неблагоприятного воздействия воздушного ультразвука следует применять противозумы по ГОСТ 12.4.051.

6.1.3. Отклонение параметров климата

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37°С, минимальная -51°С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					82

с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40°C и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

К капитальному ремонту подземных трубопроводов допускаются лица не моложе 18 лет, обученные и успешно прошедшие проверку знаний, и годные по состоянию здоровья к работе на крайнем севере.

Ремонтные работы на магистральных нефтепроводах, входящие в перечень работ повышенной опасности и газоопасных работ, должны производиться после оформления «Наряда-допуска на организацию и производство работ повышенной опасности» и «Наряда-допуска на проведение газоопасных работ», предусматривающих разработку и выполнение комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению работ.

Наряды-допуски оформляются в двух экземплярах и должны выдаваться на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ. Исправления в нарядах-допусках не допускаются. Все наряды-допуски должны быть строго пронумерованы и учтены в специальном журнале.

До начала работ рабочие, занятые ремонтом нефтепровода, должны быть проинструктированы по безопасным методам и приемам работ лицом, ответственным за их производство с обязательной записью об этом в «Журнале регистрации инструктажей на рабочем месте».

На ремонтных участках организовать места для приема пищи, отдыха и сна (вагончики), которые в холодное время должны отапливаться. В вагончиках должны быть умывальники, душ, сушилки для одежды и обуви.

На месте производства работ ремонтной колонны (звена, бригады) постоянно должен дежурить вахтовый автотранспорт. Транспортные средства, предназначенные для перевозки людей, должны быть исправными и подвергаться ежедневному контролю технического состояния.

Автомобили, на которых перевозят людей, должны быть только технически исправными автомобилями, водители со стажем работы не менее 3-х лет.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						83

Водители отработавшие смену к перевозке людей во вторую смену не допускаются.

Сварочные работы при ремонтных работах разрешается выполнять только при наличии «Наряда-допуска на проведение огневых работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах».

Ремонтируют нефтепровод как правило, в дневное время, а ночью – только в исключительных случаях. При этом необходимо разрешение главного инженера организации, производящей ремонт, и согласие организации, эксплуатирующей газопровод. В темное время суток на месте производства работ необходимо обеспечить освещенность не менее 10 лк.

При проверке качества изоляции искровым дефектоскопом необходимо помнить, что к работе с искровым дефектоскопом допускают лиц, обученных специальным правилам техники безопасности. Ручки искровых дефектоскопов должны быть изготовлены из диэлектрического материала. Во время проверки изоляционного покрытия корпус искрового дефектоскопа должен быть заземлен. При работе с искровым дефектоскопом оператору запрещается работать без диэлектрических перчаток и резиновых галош, производить ремонт прибора, прикасаться к щупу и заземлителю, предварительно не отключив дефектоскоп от сети питания электрическим током, проверять качество изоляции при влажной поверхности изоляционного покрытия трубопровода.

Перед началом выполнения данной работы оформить наряд-допуск на работы повышенной опасности, по которым провести инструктаж работающим с записью в наряде-допуске.

Инструмент, необходимый для работы следует укладывать не ближе 0,5 м от бровки траншеи, котлована. Запрещается складировать материалы и инструмент на откос отвала земли со стороны траншеи или котлована.

Во время ремонтных работ в котловане должны находиться только те лица, которые заняты выполнением конкретной работы в данное время.

Если в процессе работы в стенках траншеи появятся трещины, грозящие обвалом, то работники должны немедленно покинуть ее и принять меры против

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					84

обрушения грунта (укрепление стенок траншеи, срезание грунта для увеличения откосов и др.).

При работе экскаватора необходимо соблюдать расстояние не менее 0,2 м от ковша до образующей трубопровода. Для предотвращения падения кусков грунта в котлован, отвал вынудой земли должен находиться на расстоянии, не менее 0,5 м от края траншеи в сухих и связанных грунтах, не менее 1 м в песчаных и увлажненных грунтах.

При работе экскаватора запрещается:

работа экскаватора на свеженасыпанном, не утрамбованном грунте;
нахождение людей не ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;

уход машиниста из кабины экскаватора при поднятом ковше, рабочем двигателе;

использование экскаватора в качестве грузоподъемного механизма;

перестановка экскаватора с наполненным грунтом ковшом.

При работе бульдозера запрещается:

залезать в кабину двигающегося бульдозера;

выдвигать нож за бровку откоса траншеи;

производить засыпку трубы мерзлым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом;

приближаться гусеницами бульдозера к бровке траншеи ближе 1.5 м;

производить засыпку без проверки отсутствия в траншее людей.

При перерыве в работе машинист бульдозера должен опустить нож на землю.

При работе на грунтах с малой несущей способностью, для предотвращения повреждения нефтепровода бульдозером, снятие плодородного слоя следует производить одноковшовым экскаватором.

При значительном притоке грунтовых вод, при невозможности работы

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					85

6.1.4. Электробезопасность

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Безопасное напряжение соответствует 50 В.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- 1) поражение электрическим током;
- 2) пребывание в шоковом состоянии;
- 3) ожоги;
- 4) нервное и эмоциональное расстройство;
- 5) смертельный исход.

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

– с одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;

– с однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;

– с приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					87

необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

6.1.5. Пожаробезопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим;
- строительными;
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро- взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов;
- открытый огонь и искры;
- пониженное содержание кислорода в воздухе;
- взрывы;
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						88

предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах и знакомятся с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03).

Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность

Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;

командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);

лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО)

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда-допуска или нарушении правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						89

При проведении огневых работ на участках магистральных газопроводов в двух и более местах привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу).

В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь.

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200).

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках,

Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

По окончании огневых работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое обслуживание (заточка, подкраска и т.п.).

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении огневых работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев. При необходимости следует вносить изменения в данное дополнение.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						90

6.2. Экологическая безопасность

Перед началом производства работ по капитальному ремонту нефтепровода необходимо выполнить следующие мероприятия:

заклучить договор на захоронение отходов;

организовать место сбора отходов;

оборудовать место складирования ГСМ, автозаправку с твердым покрытием;

после окончания работ предоставить справку о сдаче металлолома и отходов.

При выполнении работ по капитальному ремонту МН необходимо строго соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы.

Работа и проезд строительной техники ведется строго в зоне отвода. Заправка строительной техники должна производиться бензовозом на специально оборудованной площадке. Слив отработанных масел на грунт не допускается.

Строй городок располагать с подветренной стороны на расстоянии 100 м.

При производстве работ, в случае обнаружения следов нефти на поверхности земли или воды необходимо сообщить об этом диспетчеру эксплуатирующей организации, при этом принять все возможные меры по ликвидации последствий до прибытия аварийной бригады. По окончании работ освободить полосу отвода от строительного мусора и произвести планировочные работы.

При проведении планировочных работ почвенный слой, пригодный для дальнейшего использования, предварительно снимается и складировается во временные отвалы.

Перечень предполагаемых мероприятий предусматриваемых соблюдение экологических требований во время ремонта:

– назначение ответственных лиц за соблюдением экологических требований во время строительства.

– наличие должностных инструкций на руководителей и специалистов в ча-

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					91

сти обязанностей по охране окружающей среды.

– наличие годовых планов работы по охране окружающей природной среды, содержание этих планов и их выполнение.

– наличие договора на вывоз и размещение отходов, своевременность выполнения условий договора.

– наличие на территории обустроенных мест для временного хранения отходов и их соответствие требованиям инструкции.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период ремонта предусмотрены следующие мероприятия:

– рекультивация нарушенных земель на всей площади отвода для восстановления растительности;

– проезд строительной техники разрешен только в пределах полосы отвода земель;

– своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;

– планировка полосы отвода после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;

– применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;

– запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительного-монтажных средств;

– для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, площадка после окончания реконструкции демонтируется;

– снятие перед вскрытием траншей плодородного слоя земли и помещение его в отдельный отвал;

– размещение отвалов грунта в пределах границ полосы отвода;

– выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в период кап. ремонта магистрального нефтепровода предусмотрено:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						92

- исключение применения в процессе строительства веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества России;
- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- постоянный контроль за соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- прекращение использования оборудования, выбросы которого значительно превышают нормативно-допустимые;
- исключение использования при строительстве материалов и веществ, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т.д.;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

Осуществлять периодический контроль содержания загрязняющих веществ в выхлопных газах.

Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах;

Допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Необходимо спрогнозировать все возможные чрезвычайные ситуации при проведении ремонтных работ:

- ошибочные действия персонала при проведении ремонтных работ, несоблюдение очередности оперативных переключений трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- отказ приборов контроля и сигнализации;

						<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Таблица 9 – Классы пожаров и рекомендуемые огнетушащие средства

Класс пожара	Характеристика горючей среды или объекта	Огнетушащие средства
1	2	3
А	Обычные твердые горючие материалы (бумага, дерево, ткань и др.)	Все виды огнетушащих средств (прежде всего вода)
В	Горючие жидкости (бензин, лаки, масла, растворители и др.), плавящиеся при нагревании материалы	Распыленная вода, все виды пен, составы на основе галогенов, порошки
С	Горючие газы (метан, пропан, водород, ацетилен и др.)	Газовые составы: инертные разбавители (СО ₂ , N ₂), галогеноуглеводороды, порошки, вода (для охлаждения)
Д	Металлы и их сплавы (К, Na, Al, Mg и др.)	Порошки (при спокойной подаче на горячую поверхность)
Е	Электроустановки, находящиеся под напряжением	Галогеноуглеводороды, диоксид углерода, порошки

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. СНиП 2.05.06–85* Магистральные трубопроводы.
2. СНиП III-42–80*Магистральные трубопроводы. Правила производства работ.
3. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
4. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве.
5. СНиП 23-01-99*Строительная климатология.
6. СНиП 3.02.01-87Земляные сооружения, основания и фундаменты.
7. СНиП 3.04.01-87 Изоляционные и отделочные материалы.
8. СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства.
9. СНиП 2.01.07-85*Нагрузки и воздействия.
10. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
11. РД 153-39.4-114-01 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						95

12. РД 03-14-2005 Положение оформления декларации промышленной безопасности и перечень включаемых в нее сведений.

13. РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05 Специальные нормы проектирования и строительства магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»

14. СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве «Отраслевые типовые инструкции по охране труда.

15. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в РФ.

16. ВППБ 01-05-99 Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО «Транснефть».

16. ПБ 13-407-01 «Правила безопасности при проведении взрывных работ».

17. СТР-19.020.00-КТН-089-07 Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						96

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблемы обоснования, планирования, организации и своевременное устранение дефектов на магистральном нефтепроводе играют большую роль в деле обеспечения надежной и безопасной работы крупных транспортных систем. В связи с этим особое значение приобретают вопросы, связанные с техникой и технологией ремонтных работ.

Был рассмотрен ремонт магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455–818 км, с помощью установки ремонтной конструкции, выбран подлежащий устранению дефект, выбран тип ремонтной конструкции П1.

Для установки ремонтной конструкции и производства ремонта было выбраны необходимые машины и оборудование: экскаватор, бульдозер, автокран, сварочный аппарат, пескоструйный аппарат, нагнетательный насос. При установке муфты по композитно-муфтовой технологии были учтены условия безопасности труда и окружающей среды.

В экономической части рассчитаны затраты на установку ремонтной конструкции П1.

Произведен анализ опасных и вредных производственных факторов при производстве ремонтных работ.

					<i>Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 455 – 818 км методом установки ремонтных конструкций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ислев Р.А.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шмурыгин В.А.</i>					97	114
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Т00		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. Миннефтепром, 1987.
2. ВСН 173-84 Инструкция по технологии и организации строительства кабельных линий технологической связи магистральных нефтепроводов, Миннефтегазстрой ВНИИСТ, Москва, 1985.
3. ГОСТ 17.4.3.02-85 – Требования к охране природного слоя почвы при производстве земляных работ.
4. ГОСТ 9.602.89 – Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
5. ГОСТ 12.1.013-78 – Строительство. Электробезопасность.
6. ГОСТ 12.3.009-76 – Работы погрузоразгрузочные.
7. ППБС-01-94 «Правила пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных и огневых работ».
8. ППБС РК 02-95 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения Республики Казахстан».
9. ППБС РК-11-98 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов».
10. РД 39-009-99 – Руководящий документ. Противокоррозионные мероприятия при эксплуатации магистральных нефтепроводов.
11. РД 153-39.4-039-99 – Руководящий документ. Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных нефтепроводов и площадок МН.
12. РД 23.040.00-КТН-090-07 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов»
13. СНиП РК 2. 04.11-2001 – Строительная климатология.
14. СНиП 3.01.03-84 – Геодезические работы в строительстве.
15. СНиП 3.02.01-87 – Земляные сооружения, основания и фундаменты.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						98

[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

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