

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

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов УДК <u>622.692.4.053-049.32</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Александров М. С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	ассистент		

Консультант – лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г.П.	к.филол.н., доцент		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	к.т.н, доцент		

Результаты обучения  
по Основной образовательной программе подготовки магистров  
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**  
профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<b>Профиль «Надежность газонептепроводов и хранилищ»</b>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов "</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись)                      (Дата)                      (Ф.И.О.)  
Шадрина А.В.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Александрову Максиму Сергеевичу

Тема работы:

«Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.02.2020 г. №59-72/с
---	---------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования данной дипломной работы является магистральный нефтепровод. Диаметр нефтепровода 1020 мм, толщина стенки 14 мм с внутренним давлением 6 МПа, марка стали 12ГСБ. Исследование эффективности современных композитных ремонтных конструкций на магистральных нефтепроводах. Эксплуатация нефтепроводов не должна приводить к загрязнению окружающей среды.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рассмотреть классификацию дефектов магистральных нефтепроводов.</li> <li>2. Рассмотреть причины образования дефектов.</li> <li>3. Провести анализ существующих методов ремонта магистральных нефтепроводов.</li> <li>4. Рассчитать нагрузки, действующие на подземный нефтепровод.</li> <li>5. Провести расчет затрат на проведение ремонтных работ муфтами П1 и П2.</li> <li>6. Рассмотреть вопросы безопасности персонала и окружающей среды при проведении работ.</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Основные виды дефектов магистральных нефтепроводов.</li> <li>2. Возможные варианты ремонта МН.</li> <li>3. Классификация основных методов ремонта.</li> <li>4. Состав постоянных и временных ремонтных конструкций.</li> <li>5. Классификация муфтовых конструкций.</li> <li>6. Сравнительные характеристики ремонтных конструкций.</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., к.э.н. ОНД, ИШПР
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД, ШБИП
«Иностранный язык»	Поздеева Галина Петровна, доцент ОИЯ

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Александров Максим Сергеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2020	<i>Сбор литературных данных по поставленной задаче</i>	10
1.03.2020	<i>Проведение анализа учебной литературы, периодических изданий, нормативно-технической документации, с целью систематизации информации о надежности нефтепроводов, способах и приборах их ремонта</i>	10
15.03.2020	<i>Сбор сведений по современным ремонтным конструкциям</i>	10
16.03.2020	<i>Выполнение расчетов</i>	15
25.03.2020	<i>Анализ полученных результатов</i>	10
29.03.2020	<i>Исследование напряженно-деформированного состояния трубы с обнаруженными дефектами</i>	10
05.04.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	5
14.04.2020	<i>Иностранный язык</i>	5
19.04.2020	<i>Заключение</i>	5
10.05.2020	<i>Презентация</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А. В.	д.т.н, доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н, доцент		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ81	Александрову Максиму Сергеевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	РЭНГМ
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Экономическое обоснование выбора метода ремонта магистрального нефтепровода
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2; Сборник Е22; Сборник Е11
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка целесообразности ремонта магистрального нефтепровода муфтой П1
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сметный расчет на ремонт магистрального нефтепровода
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Сравнение эффективности методов ремонта магистрального нефтепровода муфтой П1 и П2

#### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Время на выполнение ремонтных работ с применением муфты П1 и П2</li> <li>- Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2</li> <li>- Строение изоляционного нанесения нефтепроводов</li> <li>- Материальные затраты для ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2</li> <li>- Стоимость оборудования для проведения ремонтных работ - Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П1</li> <li>- Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П2</li> <li>- Расчет заработной платы</li> <li>- Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1</li> <li>- Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П2</li> <li>- Затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2</li> </ul>	
---	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

#### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

#### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ81	Александров Максим Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Александрову Максиму Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

<b>«Оценка эффективности современных методов и средств для ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов»</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является магистральный нефтепровод. Областью применения является система магистральных нефтепроводов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) 2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. 5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Основными вредными факторами являются: <ul style="list-style-type: none"> <li>– неблагоприятные метеоусловия;</li> <li>– высокий уровень шума;</li> <li>– повышенная концентрация вредных</li> </ul>

	<p>веществ в рабочей зоне;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– недостаточная освещенность.</li> </ul> <p>Опасными факторами являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– грузоподъемные работы;</li> <li>– опасность падения с высоты;</li> <li>– факторы электрической природы;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Атмосфера: выбросы паров нефти;</p> <p>Гидросфера: разливы нефти;</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы твердыми отходами.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС: пожар на объекте, авария на объекте, возгорание ГСМ, экологическое загрязнение окружающей среды нефтепродуктами (разлив нефтепродуктов), попадание молнии, ураган, лесные пожары.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: экологическое загрязнение окружающей среды нефтепродуктами (разлив нефтепродуктов).</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Александров Максим Сергеевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 27 рис., 26 табл., 53 источников, 1 прил.

Ключевые слова: земляные работы, нефтепровод, дефект, расчет, моделирование, ремонт, муфта, стеклопластик, композит, изоляция, рекультивация.

Объектом исследования является (ются) ремонтные конструкции магистрального нефтепровода.

Цель работы – оценка эффективности применения методов и средств для ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов.

В процессе исследования проводился анализ ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов. Проведен сравнительный анализ современных ремонтных конструкций для ремонта магистральных нефтепроводов. Кроме того проведено моделирование некоторых современных ремонтных конструкций. Рассмотрены основные технологии и используемая техника при проведении ремонтных работ. Приведены технико-экономические расчеты на затраты материальных средств при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1 и П2, определены мероприятия по охране труда, по обеспечению безопасности ремонта, а также окружающей среды.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов. На основании полученных результатов было выявлено, что применение волокнисто композитных материалов для\_\_ремонта магистральных нефтепроводов имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов</i>		
Разраб.		Александров М.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				12	120
Консульт.					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					

## Список сокращений

В выпускной квалификационной работе были применены следующие сокращения:

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор.

ГАРС – гибкий анизотропный рулонированный стеклопластик.

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль.

Дефект ПОР – дефект первоочередного ремонта.

КМТ – композитно-муфтовая технология.

КР – капитальный ремонт.

КРМ – композитная ремонтная муфта.

ЛЧ (МН) – линейная часть магистрального нефтепровода.

МДЭД – максимально допустимое эксплуатационное давление.

МН – магистральный нефтепровод.

НДС – напряженно-деформированное состояние.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ПДК – предельно допустимая концентрация.

ППР – планово-предупредительный ремонт.

РД – руководящий документ.

РСМ – ремонтная стеклопластиковая муфта.

УКМ – универсальная конусная муфта.

УКМТ – усиливающая композиционная муфта трубопровода.

					<i>Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Александров М.С.</i>			<i>Список сокращений</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					13	120
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

## Оглавление

1.	Обзор литературы.....	20
2.	Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе.....	23
2.1.	Проведение комплексной диагностики нефтепровода.....	23
2.2.	Состав и порядок проведения работ диагностических работ .....	24
2.3.	Анализ состояния дефектов магистрального нефтепровода .....	28
3.	Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода.....	31
3.1.	Выборочный ремонт.....	32
3.2.	Ремонт с установкой муфт.....	34
3.3.	Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений.....	35
3.4.	Типы ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов.....	38
3.5.	Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии .....	39
3.5.1.	Порядок проведения работ по установке композитной муфты ....	42
4.	Обзор современных ремонтных конструкций.....	45
4.1	Технология Clock Spring.....	45
4.2	Муфты ИНТРА .....	47
4.3.	Муфты ГАРС .....	48
4.5	Ремонтная стеклопластиковая муфта РСМ .....	50
4.6	Конус .....	52

					<i>Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Александров М.С.</i>			<b>Содержание</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					14	120
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>			

4.7 Антисвищ .....	56
4.8 Конус ПЛЮС .....	57
4.9 Муфта УКМТ .....	60
4.10 Тороцилиндрическая муфта (Патент № 2658170) .....	64
4.11 Муфта П2 (Патент № 158170).....	65
5. Расчетная часть.....	67
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
6.1. Расчет времени на проведение ремонтных работ с использованием муфты П1 и П2 .....	75
6.2. Затраты на материалы.....	76
6.3. Расчет расхода сварочных материалов .....	76
6.4. Расчет композитного материала и герметизирующей мастики .....	77
6.5. Расчет требуемого количества праймера.....	78
6.6. Расчет изоляционной и оберточной лент .....	78
6.7. Расчет количества необходимой техники и оборудования .....	80
6.8. Затраты на амортизационные отчисления.....	81
6.9. Расчет затрат на оплату труда.....	84
6.10. Затраты на страховые взносы .....	85
6.11. Затраты на проведение мероприятия .....	87
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	90
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	90
7.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	90
7.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	93
7.2. Производственная безопасность .....	94

					Содержание	Лист
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7.2.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов .....	94
7.2.2. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов. ....	98
7.3. Экологическая безопасность .....	99
7.3.1. Анализ влияния на окружающую среду .....	99
7.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	101
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	103
7.4.1. Анализ вероятных ЧС .....	103
7.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	105
Приложение А .....	112

					Содержание	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Введение

Тема данной выпускной квалификационной работы актуальна в наше время, так как увеличение возраста нефтепроводов и повышение требований к экологической безопасности обуславливает необходимость безотказной и надежной работы объектов нефтепроводного транспорта с предупреждением аварий в нефтепроводной системе.

Основные фонды трубопроводного транспорта, как и вся инфраструктура, стареют, магистрали деградируют с всевозрастающей скоростью. Общая протяженность линейной части магистральных нефтепроводов около – 55 тыс. км. Многие нефтепроводы в Российской Федерации построены в 60-70-х годах XX века и имеют значительный износ [1]. При пусках, остановках и сменах режимов работы магистрального нефтепровода происходит изменение давления в них. Под действием малоцикловых нагрузок происходит развитие скрытых дефектов, приводящих к потере трубой герметичности. В связи с этим возрастает вероятность их отказов, что чревато большими экономическими потерями и существенным ущербом для окружающей среды. Диагностика состояния с помощью неразрушающих методов контроля и последующее устранение обнаруженных дефектов позволяют существенно повысить надежность работы трубопроводов и снизить вероятность аварий. Продлить срок безопасной службы нефтепроводных систем – одна из важнейших задач.

Статистика закономерно связывает аварийные ситуации на магистральных нефтепроводах с их «возрастом» [2]. При этом аварийные ситуации чаще всего возникают из-за коррозии или повреждений, образовавшихся в результате роста под действием циклических нагрузок пропущенных технологических дефектов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов			
Разраб.		Александров М.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					17	120
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		

Огромный отечественный и мировой опыт эксплуатации трубопроводных систем показывает, что научно обоснованное и грамотно организованное техническое обслуживание и ремонт позволяют поддерживать безопасность на необходимом уровне. Учитывая масштабность и протяженность магистральных трубопроводов, их прохождение через территории, резко отличающиеся климатическими и грунтовыми условиями; наличие широкого спектра дефектов различного происхождения; широкое внедрение современных методов и средств диагностики, для обеспечения безопасности наиболее целесообразным является выборочный ремонт трубопроводов на базе данных о их техническом состоянии.

Суть такого подхода заключается в том, что сроки вывода в ремонт и объемы работ определяются не как заранее запланированные и нормированные величины, а индивидуально для каждого участка трубопровода по его фактическому состоянию. В результате определяется остаточный ресурс участка нефтепровода и принимается соответствующее решение. Выборочный ремонт позволяет увеличить протяженность отремонтированных участков и повысить безопасность ремонтных работ.

Актуальность работы заключается в повышении технологической и эксплуатационной надежности оборудования, которое применяется в настоящее время для ремонта линейной части магистральных нефтепроводов.

**Целью работы** является анализ методов ремонта, а так же выбор оптимальной ремонтной конструкции для ремонта трещин в магистрально нефтепроводе.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Провести обзор современных литературных источников, связанных с применяемыми методами ремонта, а так же рассмотреть порядок производства ремонтных работ МН.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

2. Проанализировать современные ремонтные конструкции для выборочного ремонта.

3. Обосновать возможность применения ремонтной конструкции для дефекта типа трещина.

4. Провести технологические расчеты эффективности применения стеклопластиковой оболочки для снижения коэффициента концентрации напряжений в трубах с дефектами типа «трещина».

5. Произвести технико-экономический расчет различных методов ремонта.

6. Выявление мероприятий по охране труда и защите окружающей среды.

**Объект исследования:** участок магистрального нефтепровода с дефектом трещина.

**Предмет исследования:** ремонтные конструкции, способствующие повышению эксплуатационных характеристик магистрального нефтепровода.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## 1. Обзор литературы

В настоящее время в России функционирует более 200 тыс. километров стальных нефтепроводов (магистральных и промысловых), которые предназначены для транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Большинство находятся в эксплуатации более четверти века. Трубопроводы испытывают на себе воздействия перекачиваемых продуктов, внешней среды и различных режимов эксплуатации, что неуклонно приводит к снижению несущей способности нефтепроводов. Снижение несущей способности влечет за собой проведение ремонтных работ дефектных участков или перевод дефектного участка на более щадящий режим эксплуатации[2].

Изношенность и большой возраст магистральных трубопроводов напрямую связаны с увеличением риска отказов и аварий при эксплуатации, если на нефтепроводе отсутствует эффективная система их обнаружения и предупреждения. Данный фактор указывает на необходимость совершенствования и разработки новых методов ремонта.

Повышение надежности нефтепроводов является актуальной проблемой в процессе их эксплуатации. Опираясь на данные статистики, число дефектов, которые выявляются на всех уровнях диагностики, составляет до 6 до 9 тысяч в год. Большинство дефектов примерно 70 % удалена друг от друга. Для устранения данных дефектов необходим выборочный ремонт. К технологиям выборочного ремонта, которые обеспечивают восстановление долговечности и прочности дефектных секций, относят установку муфт на магистральный нефтепровод, которая позволяет проводить ремонтные работы без остановки перекачки транспортируемого продукта[6].

Проблемы ремонта стальных магистральных нефтепроводов неуклонно растет с каждым годом. Данная проблема связана с длительным

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов			
Разраб.		Александров М.С.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					20	120
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

сроком эксплуатации трубопроводов и высокой степенью изношенности. Технологические вопросы, связанные с проведением ремонта на работающем трубопроводе, не были изучены до конца, что влечет за собой низкую производительность проведения ремонтных работ, слабое качество ремонта и значительные потери от простоя нефтепровода.

Основной причиной проведения капитального ремонта на магистральном нефтепроводе является наличие дефектов, которые напрямую угрожают надежному функционированию трубопровода. Коррозия нефтепровода, является одной из основных причин проведения работ по ремонту трубопровода. По статистике 30 % нефтепроводов, которые эксплуатируются более 30 лет подлежат замене[11].

Основные инструменты, помогающие компаниям по транспорту жидких углеводородов обнаруживать и распознавать дефекты, являются методы неразрушающего контроля и техническая диагностика. В процессе проведения работ по диагностике определяется местоположение дефекта, его тип, размер и так далее. Согласно полученным данным принимается решение о целесообразности проведения ремонта на исследуемом участке. Методы неразрушающего контроля служат для проведения отбраковки труб.

Отбраковка и диагностирование труб – являются составными частями капитального ремонта магистральном нефтепровода. Согласно этому, главной задачей увеличения результативности проведения ремонтных работ, является повышение уровня проведения диагностических работ на всех стадиях их проведения.

До начала работ по ликвидации дефектов формируются исходные данные, согласно которым проводится проверка условий ремонтпригодности исследуемых участков труб, и условий, при которых дефектный участок не подлежит ремонту. После того, как исходные данные были получены и сформированы, проводится проверка условий взаимодействия дефектов между собой. На основании данной проверки

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

формируется перечень одиночных и объединенных дефектов для каждой трубы[9].

К основным дефектам, которые встречаются на нефтепроводах, относится:

- дефекты структуры металла;
- дефекты геометрии;
- дефекты сварных соединений;
- поверхностные дефекты[4].

Также было использовано справочное пособие (под общей редакцией Лисина Ю. В. «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов»), был проведен анализ основных нормативных требований к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепродуктопроводах способом монтажа ремонтных конструкций [9].

В процессе написания данной магистерской диссертации были изучены и применены законодательные документы, такие как: ГОСТ Р ИСО 26000-2012 «Руководство по социальной ответственности» и Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе

### 2.1. Проведение комплексной диагностики нефтепровода

В настоящее время магистральные нефтепроводы и продуктопроводы транспортируют огромные объемы нефти и нефтепродуктов. Для перекачки таких больших объемов требуется обеспечить надежность магистральных нефтепроводов и продуктопроводов, чтобы свести к минимуму или вообще исключить различные виды аварий и отказов. С каждым годом магистральные нефтепродуктопроводы неизбежно стареют, и как следствие, происходит ужесточение контроля безопасной эксплуатации относительно экологии. Компании, занимающиеся транспортировкой углеводородов, производят постоянное усовершенствование предупреждающих систем и методов ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Внутритрубная диагностика магистрального нефтепровода является основной составной частью системы диагностики на линейных участках трубопровода. Главной задачей работ по диагностированию участка нефтепровода является обеспечение безопасной эксплуатации при проведении работ. Внутритрубная диагностика включает в себя задачи нахождения и определения дефектов стенки трубопровода и сварных соединений, а также проведения классификации их по уровню опасности и степени принятия решения:

- эксплуатация магистрального нефтепровода или продуктопровода на проектных режимах;
- вынужденный переход на эксплуатацию в пониженном более щадящем режиме;
- необходимость ремонта дефектной части нефтепровода или продуктопровода (должны быть точные координаты места повреждения нефтепровода или продуктопровода).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов			
Разраб.		Александров М.С.			Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					23	120
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>			

Под технической диагностикой (ТД) подразумевают процесс определения технического состояния объектов магистрального нефтепровода с определенной точностью. На финальном этапе проведения диагностики выдается заключение, в котором указывается техническое состояние объекта, точные координаты, виды и причины возникновения дефектов.

Современная техническая диагностика (ТД) является средством получения точной информации о фактическом техническом состоянии нефтепровода на всех стадиях эксплуатации и строительства. Техническая диагностика выступает в роли контролирующего органа управления надежностью и качеством.

Техническая диагностика имеет возможность оценки истинной экологической обстановки на всех этапах эксплуатации и строительства нефтепровода, а также в тех местах, где объект испытывает на себе техногенное воздействие.

## **2.2. Состав и порядок проведения работ диагностических работ**

Перед проведением внутритрубной инспекции магистрального нефтепровода проводят подготовительные работы участка нефтепровода к диагностическим работам. Проводится проверка работоспособности запорной арматуры и камер пуска-приема средств очистки и диагностики. Проводится создание необходимых нефтяных запасов, чтобы обеспечить необходимый объем перекачиваемой среды основываясь на режимы прохождения снаряда полости нефтепровода. Если используются запасы из резервуаров, необходимо исключить любую возможность попадания осадка в транспортируемую нефть по нефтепроводу.

Проведение контроля участка магистрального нефтепровода происходит с помощью четырехуровневой интегрированной системы диагностики. Данная система предусматривает разнообразные особенности нефтепровода. В случае, если особенности выходят за рамки допускаемых

					Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

значений, они согласуются с утвержденными методиками, и проводят распознавание таких дефектов как:

– особенности магистрального нефтепровода, ведущие к уменьшению его проходного сечения, дефекты геометрии (вмятины, гофры, гофр, элементы запорной арматуры, которые выступают внутрь трубы, овальность поперечного сечения);

– потеря металла, уменьшающая стенку трубы (коррозионные язвы, царапины, вырыв металла и т.п.), различные расслоения и включения в стенке трубопровода; – поперечные трещины, трещиноподобные дефекты в сварных кольцевых швах;

– продольные трещины в теле трубопровода, трещиноподобные дефекты в продольных швах и т.д.

При проведении работ по внутритрубной диагностике применяют разнообразные комплексы технического оборудования, которые соответствуют различным видам опознаваемых дефектов.

На первом диагностическом этапе проводится исследование магистрального нефтепровода на наличие дефектов, связанных с дефектами геометрии трубной стенки, а также тех дефектов, которые возникают в результате уменьшения проходного сечения нефтепровода. Для получения данной информации применяют целый комплекс технических средств и оборудования. В данное оборудование входит так называемый снаряд-профилемер. Комплекс диагностических работ начинают с пропуска скребка-калибра, который снабжен калибровочными дисками, имеющие в своем составе мерные тонкие пластины. Калибровочные пластины должны иметь диаметр, который составляет 70% и 85% от наружного диаметра нефтепровода. После того, как скребок пройдет диагностируемый участок нефтепровода, проводят осмотр и оценку состояния пластин. На данных пластинах должны отсутствовать изгибы, вмятины и т.д. Далее делают вывод и минимальном проходном сечении исследуемого участка. К безопасному проходному сечению относят сечение, составляющее 70% от наружного

					Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

диаметра трубопровода. После успешного прохождения скребка-калибра и подтверждения необходимого проходного сечения нефтепровода, будет запущен снаряд-профилемер. Скребок-калибр запускается, чтобы обеспечить безопасное прохождение снаряда-профицемера. После диагностики снарядом профилемером мы получаем данные, которые связаны с внутренней геометрией диагностируемого нефтепровода. Будут обнаружены такие дефекты как: сварные швы, прокладные кольца, элементы арматуры трубопровода, выступающие внутрь. При первоочередном прохождении снаряда-профицемера маркерные передатчики устанавливаются с интервалом от 5 до 7 км. При вторичном и последующих прохождениях снаряда профилемера маркерные передатчики монтируют только в точках, где после первоочередного прохождения были обнаружены сужения, которые уменьшают проходное сечение нефтепровода. Полученные данные сверяются с утвержденным наружным диаметром нефтепровода, который представлен в таблицах технического отчета по данным прохождения снаряда-профицемера. По окончании проведения работ по диагностики и обнаружения сужения проходного сечения, предприятие, которое эксплуатирует исследуемые участок нефтепровода, ликвидирует обнаруженные сужения на величину менее 85% от наружного диаметра нефтепровода[6].

В ходе диагностики на втором этапе происходит обнаружение таких дефектов как потеря металла, которая вызывает уменьшение толщины стенки нефтепровода, расслоения, различные включения в трубной стенке нефтепровода.

Для распознавания данных о дефектах применяются комплексы технических средств, имеющие в составе: снаряд-шаблон, скребок-калибр, снаряд-профилемер, ультразвуковой дефектоскоп, на котором установлены радиально звуковые датчики и специальные (щеточные) и стандартные очистные скребки.

					<i>Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В ходе диагностики на третьем этапе происходит обнаружение таких дефектов, которые связаны с трещинами в кольцевых сварных швах и различные поперечные трещины. В состав оборудования, которое применяется для диагностики на третьем этапе, входит: магнитный скребок, снаряд-шаблон, магнитный снаряд-дефектоскоп, стандартный и специальный (щеточный и магнитный) очистной скребок.

В ходе диагностики на четвертом уровне происходит обнаружение таких дефектов, которые связаны с трещинами в продольных сварных швах и продольных трещин в трубной стенке нефтепровода. В состав оборудования входит: скребок-калибр, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с наклонно расположенными ультразвуковыми датчиками, снаряд-профилемер и специальные (щеточные) и стандартные очистные скребки.

Маркеры в процессе первого пропуска снаряда-дефектоскопа устанавливаются с интервалом 1,5 – 2 км. В ходе второго и последующих пропусков снарядов-дефектоскопов маркеры монтируют только в тех точках, где была потеряна информация или были не установлены маркерные пункты в ходе первого прохождения снаряда-дефектоскопа.

Контролем качества подготовки исследуемого участка магистрального нефтепровода к диагностике является пропуск снаряда-калибра, на котором устанавливаются мерные калибровочные диски.

После проведения работ по пропуску очистных устройств и диагностического оборудования, заказчик составляет акт о выполненных работах. В акте обязательно указывается техническое состояние до и после пропуска, а также делается акцент на состояние калибровочных дисков и манжет. Если на них были обнаружены различные механические повреждения, заказчиком выявляются причины их возникновения и в ближайшие сроки заказчик ликвидирует их. В случае, если нет возможности точного определения местоположения, на котором случилось повреждение снаряда-калибра, то на исследуемом участке запрещается проводить работы

					Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

по диагностике, до момента пока не будут ликвидированы дефекты, которые мешают проведению ВТД.

Ответственность за контроль и организацию проведения подготовительных работ к диагностике на участке магистрального нефтепровода осуществляется отделом эксплуатации.

На основании полученных данных, после диагностики участка магистрального нефтепровода, был обнаружен дефект типа «трещина» (глубиной  $I = 5$  мм, длиной  $L = 250$  мм и шириной  $H = 2$  мм).

### **2.3. Анализ состояния дефектов магистрального нефтепровода**

Каждая трубопроводная система, создаваемая в реальных условиях, неминуемо испытывает изменения, связанные с накоплением дефектов, что приводит к снижению надежности. Основная причина дефекта – несоответствие рабочего параметра от нормативного значения задаваемого, как правило, обоснованным допуском. Так как дефект, не выявленный при строительстве, является возможным источником отказа, а возможность отказа зависит от, условий изменения дефекта при эксплуатации и от размера дефекта то можно считать, что любой дефект определяет возможность аварии, приводящей к разрушению [3].

					Анализ дефектов на магистральном нефтепроводе	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 2.1. – Классификация дефектов [46]

Анализ аварийных ситуаций, произошедших за последние годы на магистральных нефтепроводах, позволил выявить основные причины их появления, процентное соотношение которых представлено на рисунке 2.2 [4].



Рисунок 2.2. – Распределение причин аварий на нефтепроводном транспорте

На рисунке 2.3 показано процентное соотношение происхождения наибольшего количества дефектов.



Рисунок 3 – Классификация дефектов трубопроводов

При оценке влияния дефекта на работоспособность трубопровода необходимо учитывать условия работы дефекта, его характер и другие факторы. При оценке влияния дефекта на работу металла труб необходимо учитывать режим эксплуатации, физико-химические свойства продукта, уровень напряжений, возможность и характер перегрузок, степень концентрации напряжений и т. д.

### 3. Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода

Система планово-предупредительных ремонтов линейной части МН включает плановые ремонты и техническое обслуживание. Техническое обслуживание включает в себя технические осмотры и собственно техническое обслуживание линейной части МН. Технические осмотры линейной части магистральных нефтепроводов включают:

- проведение патрулирования трассы – визуальное наблюдение для своевременного выявления опасных ситуаций, угрожающих безопасности и целостности магистральных нефтепроводов или безопасности окружающей среды;
- проведение регулярных обследований и осмотров сооружений с применением специальных технических средств, для определения их технического состояния [6].

Выделяют текущий и капитальный ремонт в зависимости от:

- особенности эксплуатации нефтепровода;
- степени повреждений объектов на линейной части и трассе;
- трудоемкости ремонтных работ;
- износа трубопроводных систем [7].

Текущий ремонт выполняют для обеспечения или восстановления работоспособности сооружений и оборудования МН, и представляет собой восстановление и (или) замену отдельных частей его оборудования.

Капитальный ремонт выполняют для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановления ресурса линейной части, оборудования и сооружений МН с заменой или восстановлением любых составных его частей, включая базовые.

Как правило, текущий ремонт сооружений линейной части

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов		
Разраб.		Александров М.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				31	120
Консульт.					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					

магистрального нефтепровода выполняется совместно с техническим обслуживанием по утвержденному графику [8].

Капитальный ремонт является плановым ремонтом и должен выполняться в соответствии с рабочим проектом, разработанным проектной организацией, которая имеет соответствующую лицензию. Организация, выполняющая ремонт, должна разработать ППР, который утверждается руководством эксплуатирующей организации. Техническое задание на ремонт МН должно предусматривать достижение показателей вновь построенного нефтепровода (пропускная способность, рабочее давление и т.д.) [9].

Капитальный ремонт нефтепровода по технологии и характеру проведения работ подразделяют на следующие виды:

- ремонт с заменой трубы;
- ремонт с заменой изоляционного покрытия;
- выборочный ремонт [10].

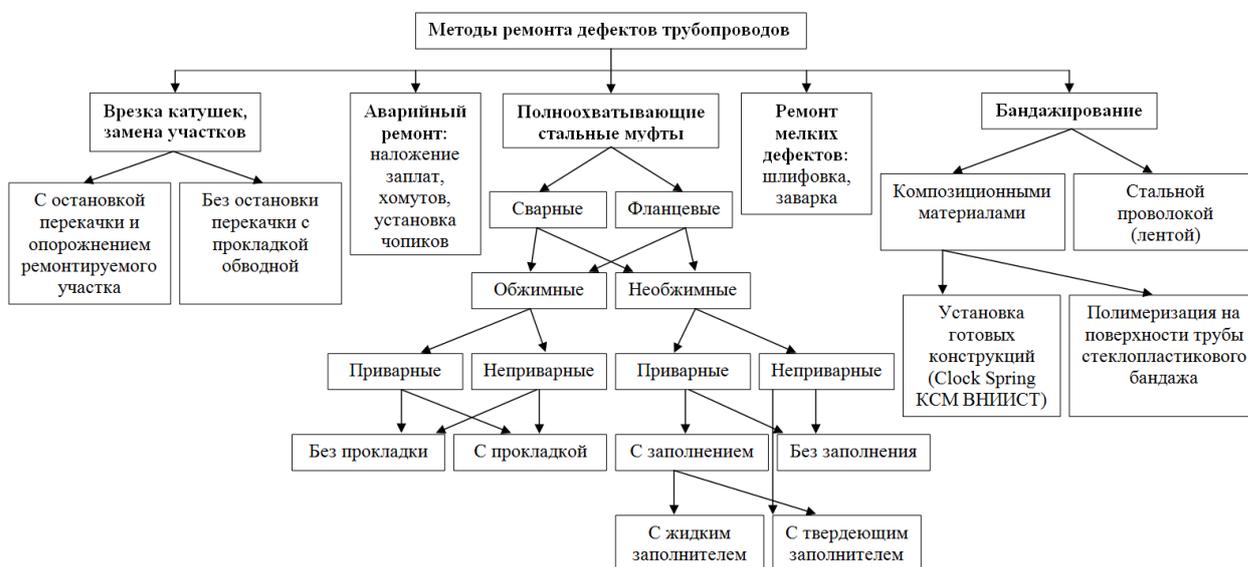


Рисунок 3.1. – Классификация основных методов ремонта

### 3.1. Выборочный ремонт

В ходе проведения технической диагностики был выявлен дефект типа «трещина». В соответствии с РД 153-39.4-067-04 к дефектам типа

«трещина» можно применять выборочный ремонт, для обеспечения безостановочной работы нефтепровода, методом установки композитной муфты.

Выборочный ремонт дефектных участков нефтепровода проводится без подъема и поддержки ремонтируемого участка.

При выборочном ремонте со вскрытием протяженных участков во время подсыпки и уплотнения грунта поддержание трубопровода рекомендуется выполнять грузоподъемным механизмом, оснащенным мягким полотном, установленным в средней части подкопанного участка трубопровода.

Технологические операции при выборочном ремонте производятся в следующем порядке:

- работы по уточнению положения нефтепровода;
- проведение уточнения границ ремонтируемого участка;
- работы по снятию и перемещению плодородного слоя почвы во временный отвал;
- вскрытие нефтепровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы; разработка грунта под нефтепроводом (с грунтовыми опорами или без);
- очистка нефтепровода от старой изоляции;
- визуальный осмотр дефектного участка нефтепровода с проведением дополнительного контроля физическими методами при необходимости;
- выполнение ремонтных работ дефектных мест (усиление или восстановление стенки трубы, монтаж муфт кроме замены трубы, «катушки»);
- нанесение изоляции и контроль качества;
- присыпка с подбивкой грунта под нефтепровод с последующей засыпкой траншеи;
- проведение технической рекультивации плодородного слоя.

					<i>Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

### 3.2. Ремонт с установкой муфт

Ремонтные конструкции делятся на два вида: для постоянного и временного ремонта. Конструкции для постоянного ремонта позволяют восстановить трубопровод на все время его дальнейшей эксплуатации. К этому виду конструкции относятся, муфтовый тройник, разрезной тройник, герметизирующий чоп.

К конструкциям временного ремонта относят приварную необжимную муфту и приварную муфту с коническими переходами. Ремонтные конструкции для временного ремонта представлены в таблице 6. Муфты данных типов разрешено применять для аварийного ремонта с последующей заменой на постоянные методы ремонта.

Типы и параметры ремонтируемых дефектов определяются в соответствии с РД-23.040.00-КТН-140-11(Рисунок 5)[13].

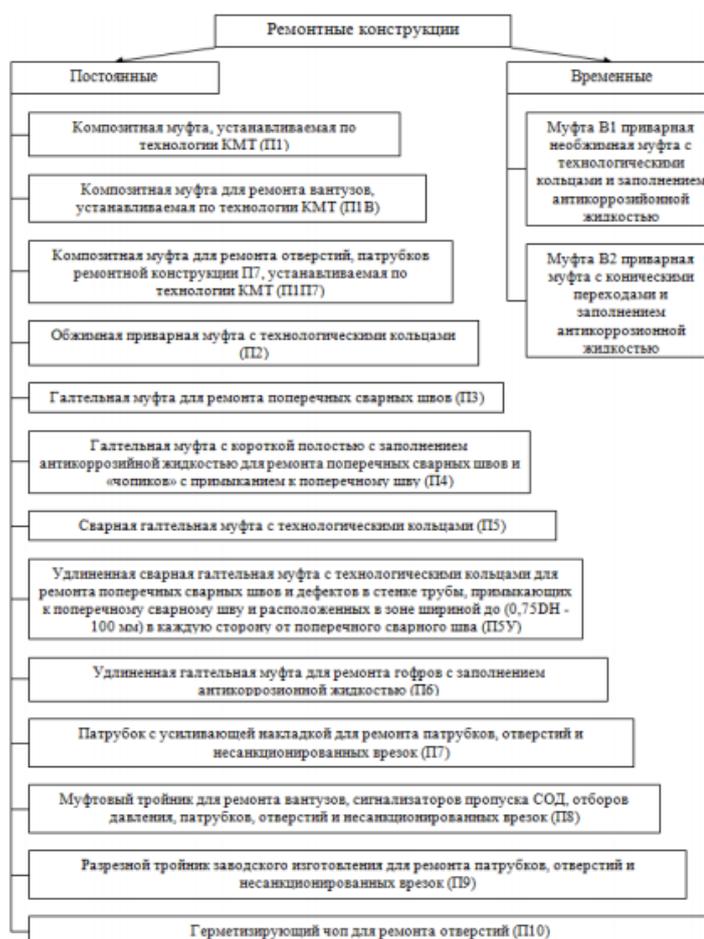


Рисунок 3.2. – Состав постоянных и временных ремонтных конструкций

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Конструкции для постоянного ремонта позволяют восстановить трубопровод на все время его дальнейшей эксплуатации. К этому виду конструкции относятся композитные муфты, обжимная приварная муфта, приварной патрубок с эллиптическим днищем и несколько типов галтельных муфт.

К конструкциям временного ремонта относятся приварная необжимная муфта и приварная муфта с коническими переходами. Муфты данных типов разрешено применять для аварийного ремонта с последующей заменой на постоянные методы ремонта [12].

### 3.3. Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений

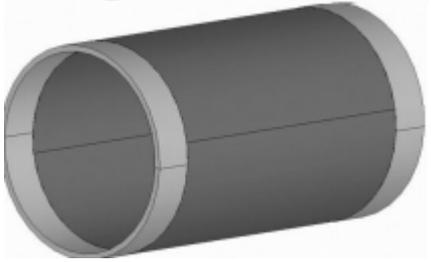
На рисунке 3.3 представлена классификация рассмотренных устройств в зависимости от их функционального назначения.



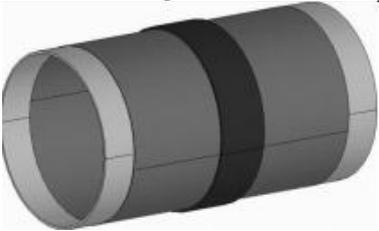
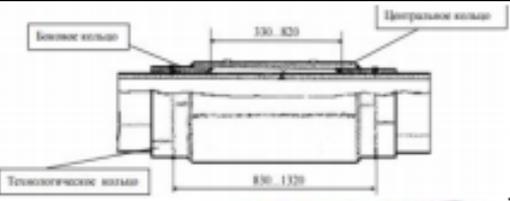
Рисунок 3.3 – Классификация муфтовых конструкций [47]

В таблице 3.1 представлены виды ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений[15].

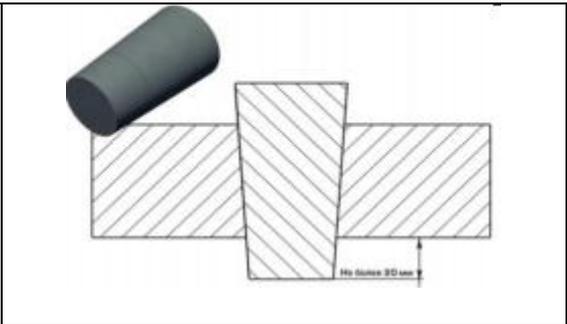
Таблица 3.1. – Ремонтные конструкции для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений

Вид ремонтной конструкции	Изображение
<p>Муфта П1 – муфта изготавливаемая по композитно-муфтовой технологии (КМТ). Муфта служит для ремонта дефектов сварных швов, дефектов геометрии трубы и дефектов стенки трубы.</p>	
<p>Муфта П2 – обжимная приварная с технологическими кольцами устанавливается без технологического зазора между муфтой и трубой. Муфта применяется для ремонта дефектов стенки нефтепровода, коррозионных дефектов и вмятин.</p>	
<p>Муфта П3 – галтельная приварная предназначена для ремонта кольцевых сварных швов.</p>	
<p>Муфта П4 – галтельная с короткой полостью, приварная, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов, дефектов в ОШЗ, в том числе коррозионных и чопиков с примыканием к поперечному шву.</p>	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

<p>Муфта П5 – сварная галтельная с технологическими кольцами, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов.</p>	
<p>Муфта П5У – удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами, служит для ремонта кольцевых сварных швов и дефектов стенки трубы, примыкающих к поперечному сварному шву.</p>	
<p>Муфта П6 – удлиненная галтельная, приварная с заполнением антикоррозионной жидкостью, предназначена для ремонта гофр, дефектов сварных кольцевых швов, околошовной зоны и несквозных дефектов стенки трубопровода.</p>	
<p>Муфта В1 – приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью.</p>	
<p>Муфта В2 – приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.</p>	

Стальной чопик П10 – для ремонта отверстий в трубах диаметром до 40 мм проводят с остановкой перекачки и освобождением трубопровода до верхней образующей



### 3.4. Типы ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов

В таблице 3.2 представлены виды ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных частей и приварных элементов.

Таблица 3.2. – Ремонтные конструкции для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов

Вид ремонтной конструкции	Изображение
<p>Патрубок с усиливающей накладкой П7 – Для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок.</p>	
<p>Муфтовый тройник П8 – для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностики, отборов давления, патрубков, отверстий и несанкционированных врезок.</p>	

<p>Разрезной тройник П9 – для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок.</p>	
<p>Композитные муфты П1В – для ремонта вантуза с задвижкой.</p>	
<p>Композитная муфта П1П7 – для ремонта патрубков П7.</p>	

### 3.5. Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии

В основе метода лежит установка на участок трубопровода с дефектом композитно-муфтовой ремонтной конструкции, которая обеспечивает полное восстановление прочности и долговечности отремонтированного участка трубопровода до уровня бездефектной трубы при воздействии статических и циклических нагрузок.

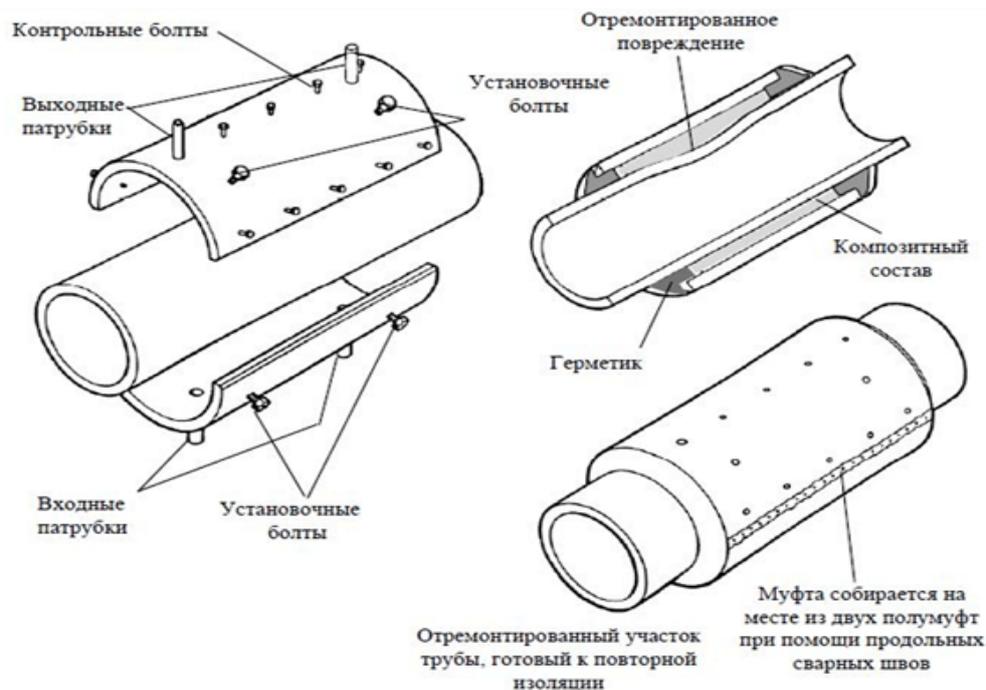


Рисунок 3.4. – Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция состоит из стальной муфты, сваренной из двух полумуфт, которая устанавливается на трубе по центру дефекта с кольцевым зазором от 6мм до 40мм. Большой допуск для кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с дефектами геометрии поперечного сечения и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются затвердевающим герметиком. Для герметизации боковых зазоров предусмотрено использование мастики герметизирующей «Дамас» по ТУ 2257- 050-18563945-2003.

Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом «Дэка» ТУ 2257-051-18563945-2003 для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту.

На время проведения ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии проходное давление в зоне дефекта должно быть снижено из соображений безопасности при обследовании дефектных участков, установке ремонтной конструкции и на время отверждения композитного состава, а также из условия восстановления несущей способности отремонтированного

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

дефектного участка трубопровода до уровня бездефектной трубы. Требования к снижению рабочего давления при ремонте магистральных трубопроводов по композитно-муфтовому методу приведены в “Методике на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно-муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.

Муфты, используемые для ремонта дефектов трубы, могут устанавливаться на прямые трубы, на трубы с изгибом с радиусом изгиба не менее 1,5Dн.

Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт состоит из двух полумуфт, которые соединяются между собой сварными швами при монтаже муфты на трубопровод. При этом сама муфта к трубопроводу не приваривается. Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку. Полумуфты изготавливают из листовой стали, при этом прочностные характеристики металла муфты должны быть не ниже характеристик прочности металла трубы, а толщина стенки муфты не меньше толщины стенки трубы.

В нижнюю полумуфту ввинчиваются два входных стальных патрубка, предназначенные для подсоединения к ним гибких шлангов, по которым будет подаваться композитный состав, при этом один патрубок является основным для подачи композитного состава, а другой является резервным (подключение к резервному патрубку производится в случае засорения основного).

В верхнюю полумуфту ввинчиваются два выходных стальных патрубка. Кроме того, в верхней полумуфте имеются три ряда контрольных отверстий с болтами, предназначенными для выпуска воздуха и контроля уровня композитного состава при заливке.

В обеих полумуфтах имеются по четыре резьбовых отверстия, в которые вворачиваются установочные болты, предназначенные для регулировки зазора между муфтой и трубой и выполняющие функцию опор при установке муфты на трубопровод.

					<i>Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Длина муфты зависит от вида, длины дефекта в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода.

### **3.5.1. Порядок проведения работ по установке композитной муфты**

Порядок работ по установке композитной муфты описан патентом[52].

Принцип композитно-муфтовой технологии ремонта трубопровода состоит в том, что при обнаружении дефектного участка трубопровода в результате ВТД, поврежденный участок очищается от изоляции. Поверхность трубопровода в зоне повреждения, а также внутренняя поверхность муфты подвергаются дробеструйной обработке посредством пневматической дробеструйной установки.

После дробеструйной обработки осуществляют установку цилиндрической муфты, которая охватывает трубопровод и состоит из нижней и верхней полумуфт. Полумуфты соединяют между собой сварными швами, при этом сама муфта к трубопроводу не приваривается.

При этом кромки свариваемых полумуфт имеют разделку под сварку с углом разделки, равным 10-30°. При этом предпочтительными являются два варианта разделки кромок:

- симметричная разделка с углом 25-30°;
- несимметричная разделка с углами 25-30° и 10-15°.

Внутренний диаметр муфты превышает внешний диаметр трубопровода на величину, достаточную для образования кольцевого зазора, величина которого устанавливается в пределах от 6 до 40 мм. Регулировку величины зазора между трубой и муфтой проводят установочными болтами с учетом геометрии трубы. Контроль величины установленного зазора осуществляют в нескольких местах с каждой стороны муфты через технологические отверстия в ней.

После установки необходимого кольцевого зазора осуществляют герметизацию торцов муфты с целью создания замкнутого объема между трубой и муфтой для последующего заполнения его композитным составом.

					<i>Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Для этого по краям кольцевого зазора размещают быстротвердеющий герметик (например, на основе полиэфирной смолы). Предпочтительно проводить герметизацию в два слоя: первым слоем герметика непосредственно заполняют боковой зазор между трубопроводом и муфтой на глубину 25 мм, а вторым слоем формируют внешний скос ремонтной конструкции, обеспечивающий плавный переход от внешней цилиндрической поверхности муфты к внешней цилиндрической поверхности трубопровода, необходимый для качественного нанесения изоляционного покрытия на ремонтную конструкцию. При формировании скоса угол между перпендикуляром к оси трубопровода и линией, образуемой скосом, должен быть не менее 30°.

Далее осуществляют заполнение кольцевого зазора композитным составом, в качестве которого может быть использована, например, эпоксидная смола. Для заполнения кольцевого зазора в муфте предусмотрены входные и выходные патрубки. Перед заполнением один армированный прозрачный шланг (наливной) подсоединяют к нагнетательному насосу, а другой шланг - к резервному патрубку. На верхние выходные патрубки надевают контрольный прозрачный шланг и в его верхней точке делают сквозной пропил для выхода воздуха.

Затем заполняют бункер нагнетательного насоса композитным составом, и включают его. Насос должен работать, пока композитный состав не покажется из наливного шланга и не вытеснит из него воздух. После чего подключают шланг к входному патрубку, включают насос, и нагнетают композитный состав в муфту до полного заполнения шланга резервного патрубка.

Далее заполняют композитным составом муфту до тех пор, пока он не покажется в контрольном шланге на высоте от выходных патрубков 30-40 см, и останавливают насос. При закачке композитного состава необходимо поддерживать его постоянный уровень в бункере насоса для предотвращения попадания воздуха в заполняемый кольцевой зазор.

					<i>Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

Остатки композитного состава откачивают из насоса в контейнер.

Композитный материал затвердевает до требуемой прочности в течение 24 часов. После его отверждения все выступающие детали на внешней поверхности муфты удаляют и, если это необходимо, наносят на поверхность муфты изоляционную ленту для противокоррозионной защиты отремонтированного участка трубопровода.

					<i>Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

#### 4. Обзор современных ремонтных конструкций

Для компаний нефтяной промышленности проблема ремонта трубопроводов всегда находится на одном из первых мест. Множество сложностей ждет владельца трубы, если диагностика показала необходимость его ремонта. Особенно остро стоит вопрос, когда магистраль проходит по заболоченной или обводненной местности.

Износившиеся участки трубопровода требуют замены. А замена проблематична по многим причинам. На возможности ремонта влияет сезон. Серьезные ограничения накладывает диаметр труб, поскольку не все существующие способы ремонта годятся для труб малого диаметра. Также далеко не всегда возможно осуществить ремонт на действующих нагрузках, без изменения режимов перекачки. А снижение объема перекачиваемого продукта неизбежно влечет для владельца трубопровода значительные финансовые потери.

##### 4.1 Технология Clock Spring

Технология ремонта участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Clock Spring позволяет предотвращать развитие дефектов, перераспределять возникающие напряжения, исключать избыточные деформации стенки трубопровода и сохранять этим его эксплуатационные характеристики.

И опять же именно такой технологией, — позволяющей надёжно устранить потенциальный источник аварии и гарантирующей безотказную эксплуатацию отремонтированного участка на протяжении всего цикла жизни трубопровода, — является ремонт с использованием манжет Clock Spring.

					Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Александров М.С.			Обзор современных ремонтных конструкций	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					45	120
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания. В рабочем положении она схожа со свёрнутой часовой пружиной. С английского языка «Clock Spring» переводится как «часовая пружина» [15]. Перед началом установки манжеты все дефекты на поверхности трубопровода заделываются мастикой, передающей нагрузку, с высоким сопротивлением сжатию. Затем на ремонтируемый участок трубопровода наматывают композитную манжету с промазыванием слоем быстросохнущего прочного адгезива каждого витка полосы.

После монтажа манжеты трубопровод и три указанных компонента (адгезив, мастика и полоса композита) образуют единую жёсткую систему (См. рисунок 4.1).

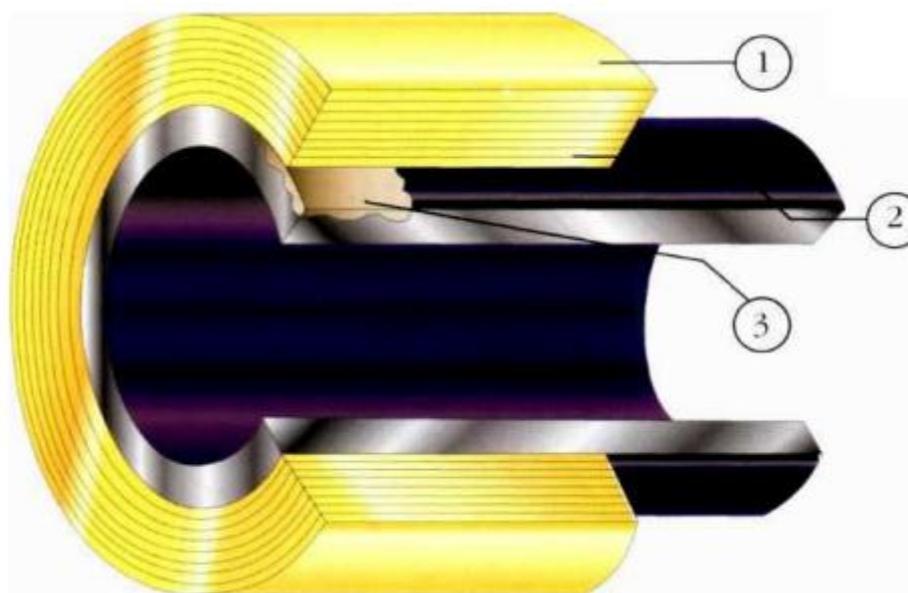


Рисунок 4.1. – ремонтная манжета Clock Spring [16]

- 1 - полоса композитного материала с высокопрочной однонаправленной структурой;
- 2- высокопрочный двухкомпонентный адгезив;
- 3- мастика с высоким сопротивлением сжатию для передачи нагрузки.

Манжеты соответствующих размеров выпускаются для каждого диаметра трубопровода, и при их изготовлении матричная память программируется так, чтобы манжета после деформации возвращалась в цилиндрическое состояние с диаметром, соответствующим диаметру ремонтируемого трубопровода. Этим и обеспечивается равномерность прилегания манжеты к трубопроводу и высокая плотность независимо от внутреннего давления. Строгое соответствие диаметров манжеты и трубопровода и матричная память исключают сколько-нибудь существенное давление манжеты на трубопровод [15].

## 4.2 Муфты ИНТРА

Муфты ИНТРА КРМ представляют собой пропитанную специальными составами ткань на основе стекло- или углеволокна. Поставляется в рулонах различной длины и ширины, что позволяет подобрать оптимальные размеры под конкретную задачу:

- Устранение последствий наружной коррозии;
- Устранение механических повреждений (трещины, вмятины, гофры, выбоины, дефекты кольцевых сварных швов);
- Необходимость восстановления структурной целостности и механической прочности;
- Устранение действующих утечек на остановленных и работающих трубопроводах;
- Высокая скорость ремонта;
- Отсутствие необходимости остановки трубопровода;
- Высокие эксплуатационные характеристики муфт;
- Долговечность ремонта;
- Возможность работы на сложной геометрии (тройники, отводы, зажимы);
- Простота монтажа;
- Высочайший уровень химической устойчивости;

					Обзор современных ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

- Высокая адгезионная прочность к стальной поверхности.

На рисунке 4.2 представлены виды муфты ИНТРА.

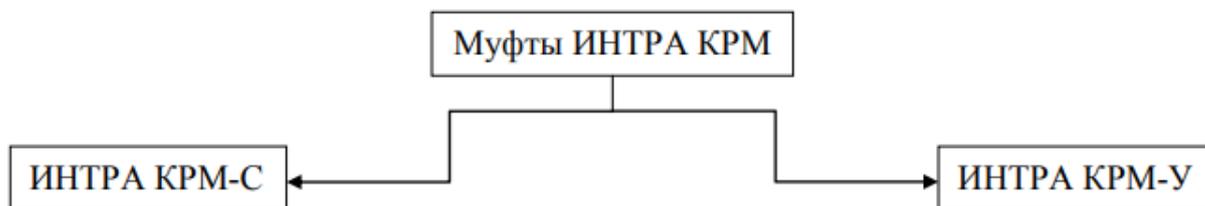


Рисунок 4.2. – Виды муфт ИНТРА КРМ [17]

Композитная ремонтная муфта – стандартная. Комплексное средство «мгновенного» нанесения на основе полиуретановой пропитки, формирующее ремонтную муфту. Состоит из предварительно пропитанной специальным составом ткани и праймера.

Композитная ремонтная муфта – усиленная. Комплексное средство нанесения на основе эпоксидной пропитки, формирующее ремонтную муфту, обладающую исключительными эксплуатационными характеристиками. Состоит из армирующей ткани и эпоксидной пропитки.

За 20 лет применения комплекс отлично зарекомендовал себя в таких отраслях как:

- Добыча нефти и газа;
- Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность;
- Магистральный трубопроводный транспорт;
- Энергетика [17].

### 4.3. Муфты ГАРС

Использование муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика (ГАРС) значительно сокращает материальные затраты при ремонтно-восстановительных работах на трубопроводах. Сварка нового участка трубы или приварка металлической муфты поверх деформированного участка требуют остановки трубопровода и удаления продукта из трубы, тогда как ремонтные работы с использованием ГАРС

производятся на действующем трубопроводе. Спиральная муфта ГАРС навивается вокруг трубы на деформированный участок, обеспечивает наилучшую компенсацию тангенциальных напряжений в области повреждения. Данная муфта была запатентована (Рисунок 4.3)[50].



Рисунок 4.3. – Муфты ГАРС установленные на трубопроводе [50]

В процессе разработок были проведены циклические исследования муфты ГАРС. Отрезок трубы диаметром 800 мм, с имеющимся дефектом в виде продольной трещины, подвергался воздействию повторно-переменных нагрузок с силой от 20 до 75 кг/см<sup>2</sup>. По истечению 20000 циклов муфта сохранила несущую способность.

В результате разработок был сформирован ремонтный комплект, включающий в себя:

- Муфты из гибкого анизотропного стеклопластика;
  - Клеевая композиция для склеивания слоев муфты и ремонта каверн трубопроводов;
  - Паста для герметизации торцов муфты;
  - Инструмент для смешивания и нанесения клеевого состава и пасты
- (Рисунок 4.4).

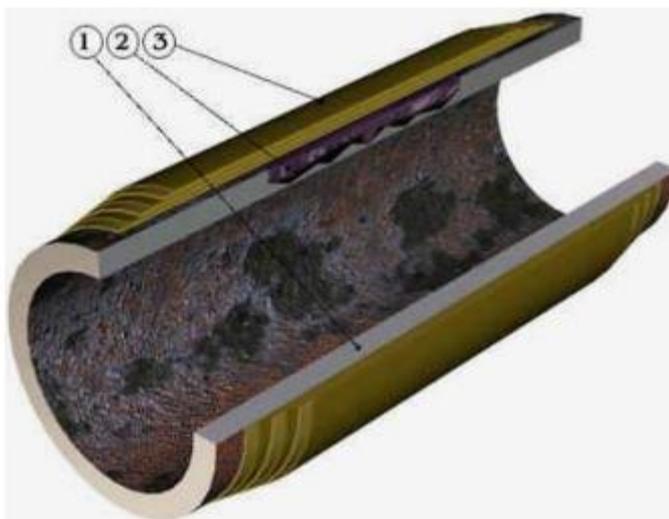


Рисунок 4.4. – Сформированная ремонтная конструкция:

1 – Тело трубы; 2 – Предварительно проработанный и заполненный ремонтным металлополимерным материалом (пастой) локальный дефект на теле трубы; 3 – Сформированная ремонтная конструкция из n-ого количества витков стеклополимерной композитной ленты ГАРС и клея [19]

#### 4.5 Ремонтная стеклопластиковая муфта РСМ

В конце 1990-х ЗАО «Новые Технологии» предложило конструкцию обжимной стеклопластиковой муфты РСМ. Данная муфта была запатентована[51]. Взяв за основу применение стеклопластика из однонаправленного стеклоровинга, как на Clock Spring, в компании изготовили две полумуфты с закладными металлическими деталями вместо фланцев. Полумуфты стягиваются между собой путем попеременного стягивания восьми шпилек с разносторонней резьбой. За счет большого момента затяжки болтовых соединений создается наружное давление, разгружающее напряжение стенки трубы в зоне дефекта. Однако и этой конструкции присущи следующие недостатки:

- Ограничения ремонта по типоразмеру труб 219-1420 мм;
- Невозможность полного перекрытия по периметру из-за конструкции узла затяжки;

- Разбалчивание при длительных вибрационных нагрузках, как следствие применения шпилек с разносторонней резьбой и невозможности установки гроверных шайб (Рисунок 4.5) [20].

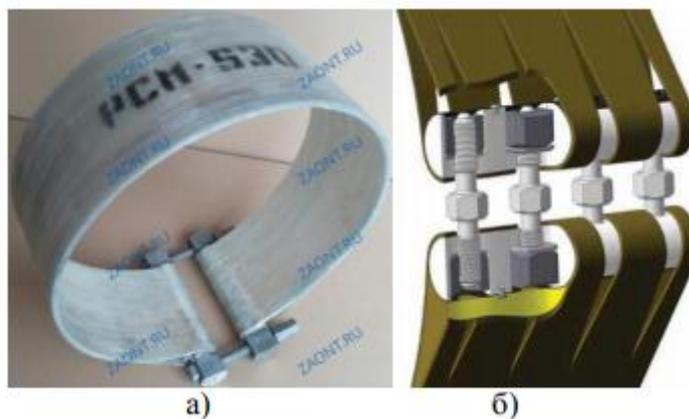


Рисунок 4.5 – Муфта РСМ: Одноразъемная муфта РСМ

Резьбовое соединение муфты РСМ [20] Полученная прочность полотна составляет 900 МПа, модуль упругости – 58700 МПа, плотность 1700 – 1800 кг/м<sup>3</sup> , что соизмеримо с прочностными показателями стали.

Исследования показывают, что ремонтные материалы типа РСМ могут использоваться при возникновении единичных или множественных трещин, проникающих в трубопровод на глубину не более 60 % толщины стенок. Кроме того, муфты могут справляться с единичными очагами коррозии, задирами, вмятинами и прочими подобными дефектами с глубиной до 80 % толщины стенок. При возникновении протяжных повреждений можно устанавливать несколько стеклопластиковых изделий вплотную друг к другу – в этом случае они должны перекрывать дефектный участок не менее чем на 50 мм с каждой стороны (Рисунок 4.6).



Рисунок 4.6. – Установка нескольких муфт на трубопроводе

Муфты устанавливаются в процессе ремонта трубопроводов в полевых условиях в сочетании с композитными компаундами, имеющими разрешение на применение Ростехнадзора РФ и отраслевые согласования[22].

#### 4.6 Конус

Развивая технологии ремонта трубопроводов, компания ПСО «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА» разработала, запатентовала, провела испытания и приступила к производству универсальных конусных муфт (УКМ) серии КОНУС (Рисунок 4.7).



Рисунок 4.7. – Муфта КОНУС [23]

Муфты выпускаются по ТУ, имеют все необходимые сертификаты и разрешения.

Назначение муфт:

- Ремонт коррозионных, стресс-коррозионных, механических, металлургических и прочих дефектов на магистральных, промышленных, распределительных и других трубопроводах, в том числе подводных, диаметром от 89 до 1420 мм независимо от региона и способа прокладки;
- Усиление металла на участках трубопроводов с дефектами, ранее устранёнными с помощью наварки заплат, забивки чопиков и другими способами, требующими устранения методами ремонта, относящимся к постоянным и капитальным. В подобных случаях монтаж муфты КОНУС может быть использован как альтернатива замене катушки;
- Усиление металла в зоне кольцевых сварных швов, в том числе на стадии строительства трубопровода.

УКМ КОНУС относится к композиционным муфтам. Она состоит из двух полумуфт, изготовленных из композиционного материала и сваренной из двух частей металлической обечайки, которая устанавливается в обхват дефектного участка трубопровода поверх приклеенных к нему композиционных полумуфт (Рисунок 4.8)

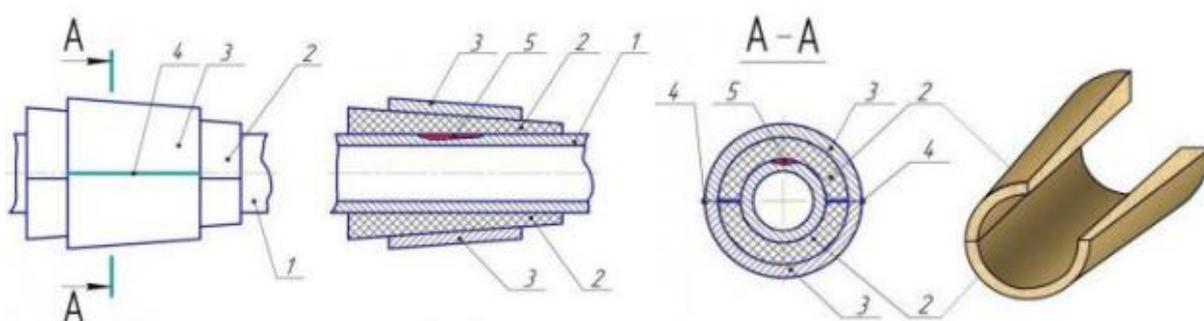


Рисунок 4.8. – Конструкция муфты КОНУС: 1 – трубопровод; 2 – композиционная муфта; 3 – стальная обечайка; 4 – сварной шов; 5 – несквозной дефект [23]

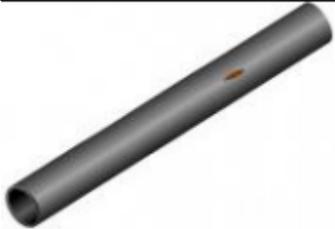
В таблице 4.1 представлены технические характеристики муфты КОНУС.

Таблица 4.1. – технические характеристики муфты КОНУС

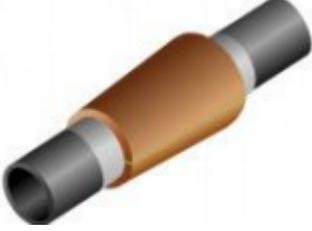
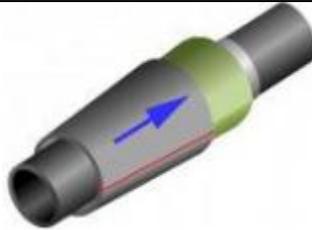
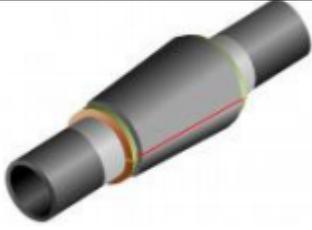
Рабочее давление, $P_{\text{раб}}$	$\leq 10$ МПа
Испытательное давление, $P_{\text{исп}}$	$1,25 P_{\text{раб}}$
Диаметр ремонтируемого трубопровода, $D_n$	$50 \div 1420$ мм
Диапазон рабочих температур	от - 60 °С до + 200 °С
Перекачиваемая среда	нефть, газ, нефтепродукты, аммиак, солёная и пресная вода, прочие газообразные и жидкие среды

Порядок монтажа муфты КОНУС представлен в виде таблицы 4.2.

Таблица 4.2. – Монтаж муфты КОНУС

<i>Шаг</i>	<i>Работы</i>	<i>Изображение</i>
1	Оконтуривание дефекта трубопровода	
2	Разметка дефектного участка трубопровода под установку муфты КОНУС	
3	Подготовка двух половин стальной обечайки к сварке и обезжиривание их внутренних поверхностей	
4	Электродуговая сварка стальной обечайки и последующий НК сварных швов	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

5	Очистка и обезжиривание поверхности дефектного участка трубопровода	
6	Заполнение дефекта полимерной мастикой заподлицо с поверхностью трубопровода	
7	Подгонка половин композитной муфты, обезжиривание, промазывание клеящей мастикой их внутренних поверхностей и примыкающих кромок	
8	Монтаж композитной муфты на дефектный участок трубопровода	
9	Нанесение клеящей мастики на наружную поверхность композитной муфты	
10	Надвигание стальной обечайки на композитную муфту	
11	Натягивание стальной обечайки на композитную муфту при помощи затягивающего устройства до положения, заданного конструкцией муфты	

12	Изоляция отремонтированного участка трубопровода	
----	--	---

#### 4.7 Антисвищ

Муфта «АНТИСВИЩ» предназначена для ликвидации сквозных дефектов (свищей) на подземных, надземных и подводных трубопроводах с максимальным рабочим давлением, не превышающим 6,5 МПа (Рисунок 4.9).



Рисунок 4.9. – Муфта АНТИСВИЩ [24]

Устройство представляет собой композиционную конструкцию, состоящую из двух фланцевых полумуфт, соединённых между собой в обхват трубопровода при помощи болтовых соединений, и фторопластовой герметизирующей прокладки, которая располагается между ремонтируемым трубопроводом, непосредственно поверх сквозного дефекта, и композитной муфтой (Рисунок 4.10).



Рисунок 4.10 – Установка муфты на трубопровод [22]

Композитные фланцевые полумуфты изготавливаются в заводских условиях из стеклопластика. На наружную поверхность полумуфт нанесён слой защитного покрытия, стойкого к влиянию ультрафиолета. Усиливающие стальные пластины защищены антикоррозионным покрытием. Прочностные свойства стеклопластика, из которого изготавливаются композитные полумуфты соответствуют ГОСТ 9.104-79 [22]. Схема муфты изображена на рисунке 4.11.

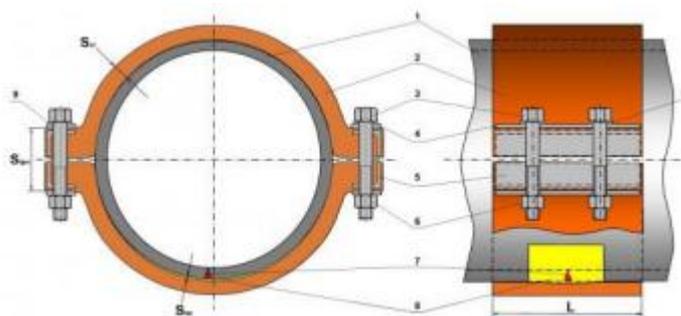


Рисунок 4.11 – Муфта АНТИСВИЦ: 1 – трубопровод; 2 – композиционная фланцевая полумуфта; 3 – стяжной болт; 4 – стальная усиливающая пластина; 5 – стальной закладной уголок; 6 – шестигранная гайка; 7 – сквозной дефект (свищ); 8 – герметизирующая прокладка; 9 – шайба стопорная [24]

#### 4.8 Конус ПЛЮС

Муфта КОНУС ПЛЮС – это ремонтная конструкция для металлических трубопроводов, позволяющая восстанавливать несущую

способность секции с дефектами до уровня бездефектной трубы, а также обеспечить стопроцентную герметичность отремонтированного участка трубопровода.

Ремонт трубопроводов, при помощи муфт КОНУС ПЛЮС, относится к постоянным и капитальным методам ремонта.

Срок службы муфт КОНУС ПЛЮС – не менее 30 лет.

УКМ «КОНУС ПЛЮС» – это модификация УКМ «КОНУС», предназначенная для ремонта участков трубопроводов со сквозными дефектами (свищами), предварительно загерметизированными с помощью муфт «Антисвищ».

Конструктивно «КОНУС ПЛЮС» отличается от «КОНУС» тем, что композиционные полумуфты имеют выборки с внутренней стороны, совпадающие по форме и размеру с соответствующей муфтой «Антисвищ» и устанавливаются поверх неё.

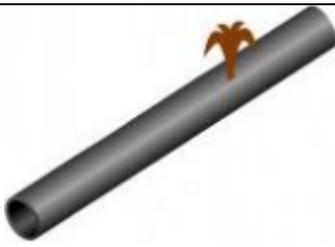
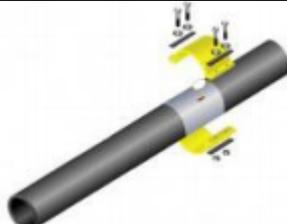
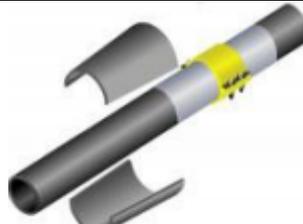
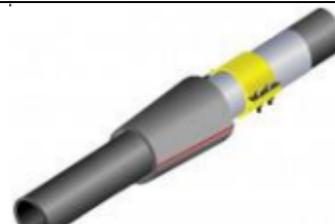
В таблице 4.3 представлены технические характеристики муфты КОНУС ПЛЮС.

Таблица 4.3. – технические характеристики муфты КОНУС ПЛЮС

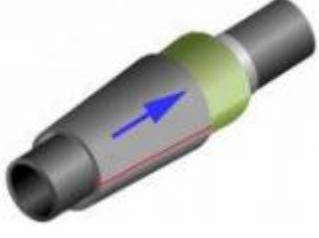
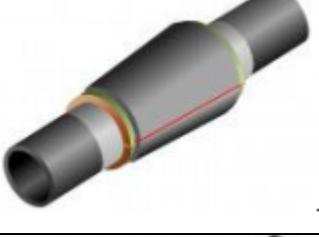
Рабочее давление, Рраб	≤ 6,5 МПа
Испытательное давление, Рисп	1,25 Рраб
Диаметр ремонтируемого трубопровода, Dн	50 ÷ 1420 мм
Диапазон рабочих температур	от - 60 °С до + 200 °С
Перекачиваемая среда	нефть, газ, нефтепродукты, аммиак, солёная и пресная вода, прочие газообразные и жидкие среды

Порядок монтажа муфты КОНУС ПЛЮС представлен в виде таблицы 4.4 [25].

Таблица 4.4 – Монтаж муфты КОНУС ПЛЮС

Шаг	Работы	Изображение
1	Обнаружение сквозного дефекта трубопровода.	
2	Остановка истечения продукта перекачки. Очистка трубопровода от изоляции в районе предстоящего монтажа муфты Антисвищ.	
3	Подготовка комплекта Антисвищ к монтажу на трубопровод.	
4	Монтаж муфты Антисвищ на трубопровод. Тарированная затяжка болтовых соединений. Возобновление перекачки. Разметка границ композитной муфты.	
5	Подготовка поверхности трубопровода к монтажу.	
6	Обезжиривание внутренних поверхностей частей.	
7	Электродуговая сварка стальной обечайки и последующий НК сварных швов.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

8	Заполнение композитом пазух между фланцами Антисвища. Нанесение клея на внутреннюю поверхность	
9	Монтаж композитной муфты поверх Антисвища.	
10	Нанесение клеящей мастики на композитную муфту.	
11	Надвигание стальной обечайки на композитную муфту.	
12	Натягивание стальной обечайки при помощи затягивающего устройства.	
13	Изоляция отремонтированного участка с нахлестом на старую изоляцию.	

#### 4.9 Муфта УКМТ

(Патент на полезную модель № 80530, Классы МПК F16L1/024, «Устройство ремонта трубопровода», РФ – 20.07.2005)

Полезная модель относится к трубопроводному транспорту и, в частности, к устройствам ремонта трубопроводов. Усиливающая Композиционная Муфта Трубопровода, сокращенно УКМТ. Цель полезной модели - расширение функционально-технологических свойств, за счет выполнения ремонта точечных дефектов, обнаружения дефектов и выполнения равнопрочных соединительных элементов. Достигается это тем, что устройство выполнено в виде полумуфт и имеет противоположно расположенные напротив стяжных элементов шарнирно выполненные между собой петлеобразные концы полумуфт с цилиндрическим стержнем, пропущенным через петлеобразные концы. Муфта предназначена для ремонта внутренних и наружных дефектов трубопроводов с потерей металла до 100 % на рабочих давлениях до 60 атм. и дефектов с потерей металла до 80 % на рабочих давлениях до 80 атм. без остановки прокачки продукта. Муфта УКМТ изображена на рисунке 4.12 [26].



Рисунок 4.12. – Муфта УКМТ

Принцип работы УКМТ - это усиление дефектного участка трубопровода путем монтажа на него стеклопластиковой муфты, состоящей из двух половин, с близкими к стали физическими свойствами, достигнутыми за счет создания предварительного напряжения ремонтной конструкции при помощи тарированного стягивания болтовых соединений до момента (около 700 Нм), обеспечивающего уравнивание коэффициентов линейного удлинения трубы и ремонтной конструкции, а также компенсацию

внутреннего давления в трубопроводе контактным давлением снаружи. УКМТ монтируется при рабочем давлении и гарантированно обеспечивает герметичность трубопровода. Отремонтированный с помощью УКМТ участок трубопровода может эксплуатироваться без обслуживания и ремонта не менее 50 лет.

Согласно Заключению экспертизы промышленной безопасности № ТУАС-001/424-08 от 11 января 2008 года, выданного ВНИИСЕРТИФИКАЦИЯ, УКМТ относится к обжимным муфтам и ремонт с их применением является постоянным методом ремонта, не требующим в дальнейшем вырезки этого участка с варкой катушки, либо проведения других дополнительных мероприятий. Усиливающая композиционная муфта трубопровода сертифицирована в Системе Сертификации ГОСТ Р ГОССТАНДАРТА России на соответствие требованиям нормативных документов (Сертификат соответствия № РОСС RU.НО 04.Н12577, срок действия от 11.03.2011 до 10.03.2020).

Промышленные испытания УКМТ проводились на полигоне ВНИИСТ на различных типах дефектов. Так, например, сквозной дефект длиной 50 мм и шириной 4 мм, отремонтированный данной муфтой, выдержал давление 163 атм. По результатам испытаний Федеральной Службой по атомному, технологическому и экологическому надзору 14 апреля 2008 года было выдано Разрешение № РС 00-28999 на применение УКМТ в нефтяной и газовой промышленности России.

Муфта УКМТ отличается от всех существующих на сегодняшний день ремонтных муфт простотой монтажа и, как следствие, высокой скоростью проведения ремонта. На трубопроводах диаметром от 219 мм до 530 мм без учета времени на земляные работы ремонт занимает от 20 до 30 минут. Кроме того, УКМТ легко устанавливается под водой. Это очень актуально для ремонта трубопроводов на подводных переходах. Применяемый при установке УКМТ клей полимеризуется при влажности до 100 % и температуре стенки трубы от плюс 80оС до минус 7оС, что позволяет

					Обзор современных ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

устанавливать данные муфты без создания каких-либо дополнительных условий в зоне ремонта. После проведения ремонта технологические отверстия и пазухи заполняют специальным материалом, который входит в комплект поставки, таким образом, муфта УКМТ становится монолитной стеклопластиковой конструкцией, армированной закладными деталями из нержавеющей стали.

Муфта изготовлена в заводских условиях, а это означает, что при её применении качество ремонта не будет зависеть от добросовестности оператора. Металлические детали муфты не подвергаются коррозии, так как выполнены из нержавеющей стали. После завершения ремонта технологические пазы и отверстия заполняют специальным материалом для того, чтобы муфта стала монолитным стеклопластиком, с армированными закладными деталями из нержавеющей стали. При производстве осуществляется стопроцентный контроль качества с проведением испытания каждой муфты на максимальную нагрузку. Результаты испытаний заносятся в Паспорт изделия. К каждой партии муфт прикладывается подробная Инструкция по применению. В комплект поставки УКМТ входит магнитный маркер для регистрации отремонтированного участка внутритрубным инспекционным снарядом и электромагнитный маркер для обнаружения муфты без раскопки с поверхности земли [13].

Основные преимущества:

- Метод постоянного ремонта;
- Без огневых работ;
- Без снижения рабочего давления;
- Простота установки;
- Небольшой объём земляных работ;
- Не требуется использование тяжёлой техники;
- Коррозионная стойкость;
- Экономическая эффективность;

					<i>Обзор современных ремонтных конструкций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

- Высокая оперативность проведения работ.

Порядок установки УКМТ [28]:

- Очистка и обезжиривание поверхности;
- Подготовка вкладыша;
- Нанесение клея, монтаж вкладыша;
- Установка муфты;
- Герметизация;
- Восстановление изоляции.

Таким образом, УКМТ одновременно является ремонтной конструкцией, маркерным пунктом и жестким репером, который не подверженным внешнему влиянию, на весь срок службы трубопровода [14]

#### 4.10 Тороцилиндрическая муфта (Патент № 2658170)

Новая усовершенствованная конструкция тороцилиндрической муфты представлена на рисунке 4.13(а). За счет замены тавровых замыкающих сварных соединений на стыковые в ней достигнуто максимальное снижение уровня растягивающих напряжений. Особая конструкция торовой части обеспечивает появление сжимающих напряжений ( $\sigma_r$ ) в корне кольцевого углового шва под действием внутреннего давления под муфтой (Рисунок 4.13(б)). Параметры торовой части подобраны так, что уровень напряжений во всех сечениях и швах муфты находится на уровне целой трубы, а все концентраторы оказываются в зоне сжимающих напряжений.

					Обзор современных ремонтных конструкций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

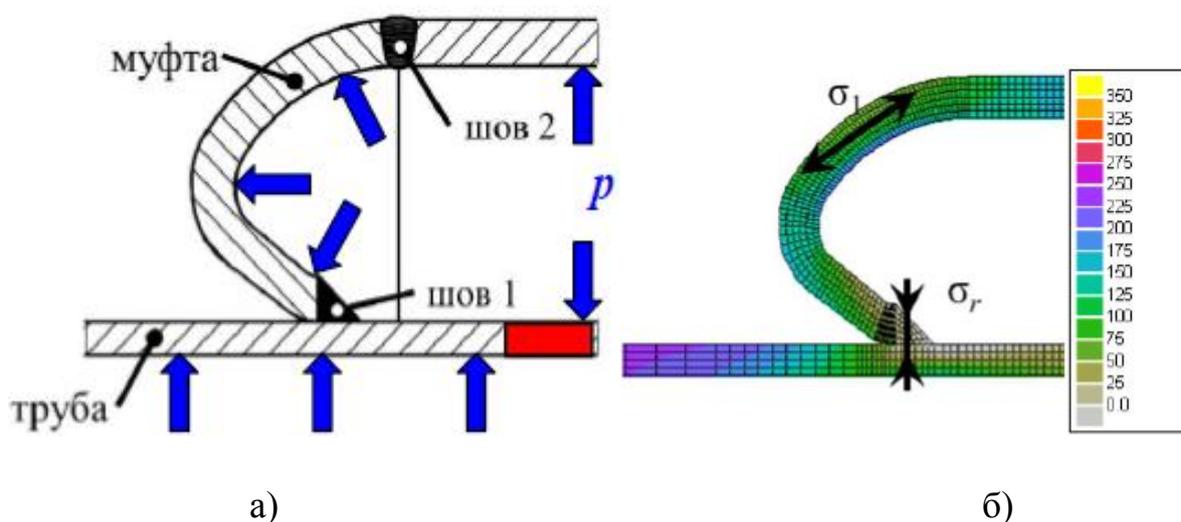


Рисунок 4.13 – Оформление сварного узла новой ремонтной конструкции: а) оформление сварного узла; б) распределение компоненты максимального растягивающего напряжения под действием внутреннего давления

#### 4.11 Муфта П2 (Патент № 158170)

Разработана новая конструкция муфты для ремонта трубопроводов, позволяющая обеспечить требуемый коэффициент усиления муфты (патент РФ на полезную модель 158170, опубл. 20.12.2015 г.). Стальные обжимные муфты являются наиболее недорогим, технологичным и надежным видом локального ремонта большинства дефектов, возникающих в процессе эксплуатации подземных нефтегазопроводов. К достоинствам таких муфт следует отнести отсутствие необходимости применения сложных материалов и составов. Однако работоспособность таких муфт зависит от плотности ее прилегания к трубопроводу, что необходимо учитывать при выборе этого способа ремонта.

В разработанной конструкции муфты начальная жесткость снижена за счет несквозных продольных канавок, что позволяет обеспечить более плотное прилегание муфты к трубопроводу и минимизацию зазоров. В последующем продольные канавки завариваются после установки и сварки полумуфт.

Методика внедрена на участке конденсатопровода «Вуктыл-СГПЗ» II нитка, 0-174 км. Диаметр – 530 мм, введен в эксплуатацию в 1969 г. Максимальное разрешенное давление 50 кгс/см<sup>2</sup>. Трубопровод выполнен из одношовных труб из стали 17ГС.

Анализ современных ремонтных конструкций для ремонта магистральных нефтепроводов представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5. – Сравнительные характеристики ремонтных конструкций

Муфты	Clock-Spring	ИНТРА	ГАРС	PCM	Конус	Конус +	УКМТ
Характеристики							
Толщина ленты, мм	1,5	4	1,5	12			
Ширина одной ремонтной конструкции, мм	300		100-800	320			500
Давления в трубопроводе	до 50% от P <sub>раб.</sub>	До 6,8МПа		До 9,8МПа	До 10 МПа	До 10 МПа	
Диаметр ремонтируемых труб, мм	До 1440	57-1440	159-1420	219-1420	50-1420	50-1420	89-1420
Глубина дефектов	До 80% толщины стенки	До 90% толщины стенки		До 80%			До 100%
Рабочая температура	До 82°С	От 5°С до 100°С		От -60°С до 80°С	От -60°С до 200°С	От -60°С до 200°С	
Срок службы, лет, не менее	50	25				30	50
Предел прочности при растяжении, $\sigma_r$ , МПа	900		950	900	355		800
Модуль упругости при растяжении, $E_r$ , МПа	38000		52000	58700			30000
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1600-1800		1600-1800	1700-1800	1600-1800	1600-1800	1600-1800

По таблице 4.5 можно сделать вывод, что ремонтные конструкции ГАРС и РСМ превосходят другие муфты по ряду физико-механических показателей.

## 5. Расчетная часть

В данном разделе дипломной работы будет проводиться исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода с дефектом типа «трещина». Глубиной  $I = 5$  мм, длиной  $L = 250$  мм и шириной  $H = 2$  мм (Рисунок 5.1).

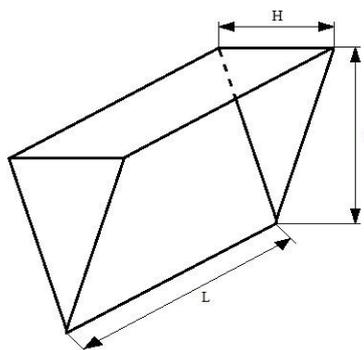


Рисунок 5.1. – Размеры дефекта

Исходные данные для моделирования нефтепровода представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные нефтепровода

Параметры	Значения
$d_{TRнар}$ – диаметр трубопровода наружный, мм	1020
$\delta$ – толщина стенки нефтепровода, мм	14
Марка стали	12ГСБ
$\rho$ – средняя плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	0,810
$P$ – рабочее давление насосной станции, МПа	6
Тип грунта	Глина
Тип изоляционной ленты	Нитто-53-635

					Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Александров М.С.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					67	120
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		

Продолжение таблицы 5.1.

Тип обертки	Нитто 56 РА-4
$n_{ce}$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения	0,95
$h_0$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода, м	1
$\alpha$ – коэффициент линейного расширения металла трубы, град	$1,2 \cdot 10^{-5}$
$E$ – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа	$2,06 \cdot 10^5$
$\mu$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), принимается 0,26-0,33	0,3
$n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта	0,8
$\gamma_m$ – удельный вес металла трубы, для стали, Н/м <sup>3</sup>	78500

Для моделирования подземного нефтепровода необходимо провести расчеты нагрузок, которые действуют на трубу.

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины находится по формуле:

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \cdot \left( h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}, \quad (1)$$

где  $n_{гр}$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта (Таблица 9);

$D_n$  – наружный диаметр нефтепровода;

$h_0$  – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода, м;

$q_{тр}$  – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом.

Таблица 5.2 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов

Грунт	$\varphi_{гр}$ , градусы	$f_{гр} = \operatorname{tg} \varphi_{гр}$	$c_{гр}$ , кПа	$\gamma_{гр}$ , кН/м <sup>3</sup>
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2	25,5
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3	23,0
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5	21,2
Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12	19,7
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20	19,0
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40	16,8

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом вычисляется по формуле:

$$P_{сп} = \frac{2 \cdot n_{сп} \cdot \gamma_{сп} \cdot D_n \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{сп}}{2} \right) \right] + q_{мп}}{\pi \cdot D_n}, \quad (2)$$

где  $n_{гр} = 0,8$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр} = 16,8$  кН/м<sup>3</sup> – удельный вес грунта (табл.2);

$h_0 = 1$  м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода;

$q_{гр}$  – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{гр} = q_m + q_u + q_{np}. \quad (3)$$

где  $q_m$  – нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_u$  – нагрузка от собственного веса изоляции;

$q_{np}$  – нагрузка от веса нефти.

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (4)$$

где  $n_{св} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали

$\gamma_m = 78500$  Н/м<sup>3</sup>.

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

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,020^2 - 0,992^2) = 3297,99 \text{ Н/м.} \quad (5)$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (6)$$

или

$$q_u = 0,1 \cdot q_m. \quad (7)$$

Рассчитываем по формуле 6.

где  $K_{ин} = K_{об} = 2,30$  – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{ин} = 0,635$  мм,  $\rho_{ин} = 1090$  кг/м<sup>3</sup> – соответственно толщина и плотность изоляции;

$\delta_{об} = 0,635$  мм,  $\rho_{об} = 1055$  кг/м<sup>3</sup> – соответственно толщина и плотность оберточных материалов (Таблица 5.3) [27].

Таблица 5.3. – Некоторые сведения изоляционных материалов

Тип, маркировка изоляционных материалов	Толщина $\delta$ , мм	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Отечественные изоляционные ленты		
Летняя ПИЛ (ТУ 19-103-78)	0,30	–
Зимняя ПВХ-БК (ТУ 102-166-82)	0,35	–
Зимняя ПВХ-Л (ТУ 102-320-86)	0,30	–
Лента полимерно-битумная	1,50	–
Отечественные обертки		
Пленка оберточная ПЭКом (ТУ 102-284-81)	0,60 0,05	880
Пленка оберточная ПДБ (ТУ 21-27-49-76)	0,55 0,05	1050
Пленка полименная ПВХ (ТУ 102-123-78)	0,50 0,1	1268
Оберточный материал ПВХ (ТУ 102-123-78)	0,60 0,1	1175
Импортные изоляционные материалы		
Поликен 980-25 (США)	0,635	1046
Плайкофлекс 450-25 (США)	0,635	1046
Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	1157
Нитто-53-635 (Япония)	0,635	1090
Фурукава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	1010
Импортные обертки		
Поликен 955-25 (США)	0,635	1028
Плайкофлекс 650-25 (США)	0,635	1008
Тек-Рап 260-25 (США)	0,635	1071
Нитто-56 РА-4 (Япония)	0,635	1055
Фурукава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	989

$$q_u = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 1,020 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1090 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1055) = 93,51 \text{ Н/м.} \quad (8)$$

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} = 810 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,992^2}{4} = 6138,28 \text{ Н/м.} \quad (9)$$

$$q_{mp} = q_m + q_u + q_{np} = 3297,99 + 93,51 + 6138,28 = 9529,78 \text{ Н/м.} \quad (10)$$

$$P_{\text{сп}} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,020 \cdot \left[ \left( 1 + \frac{1,020}{8} \right) + \left( 1 + \frac{1,020}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 9529,78}{3,14 \cdot 1,020} = 21765,03 \text{ Па.} \quad (11)$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,020 \cdot \left( 1 + \frac{1,020}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,020}{8} \right) + 9529,78 = 24941,75 \text{ Н/м.} \quad (12)$$

На рисунке 5.2 представлен нефтепровод с имеющимся дефектом и значениями эквивалентных напряжений.

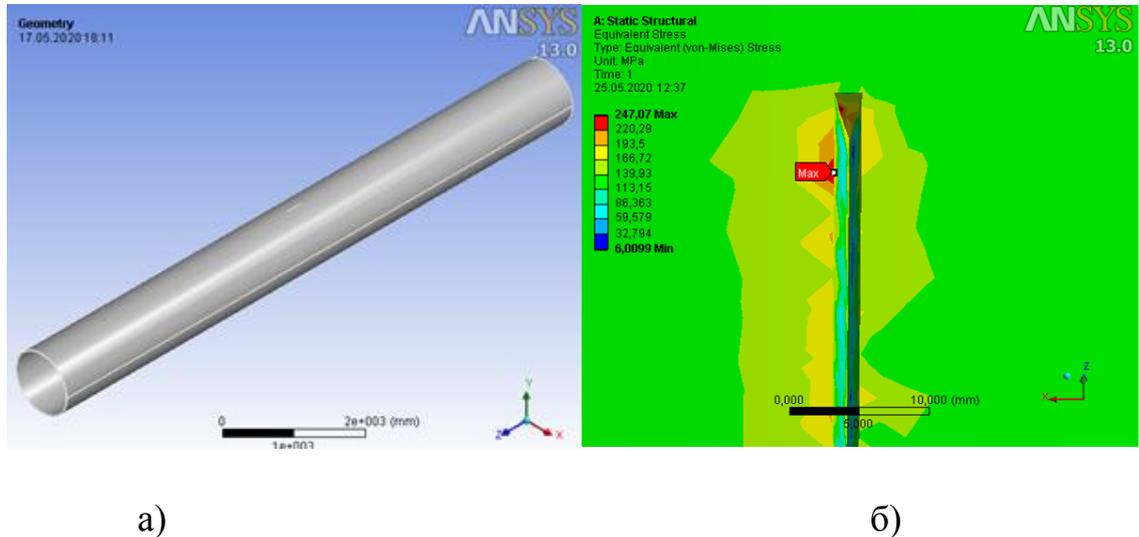
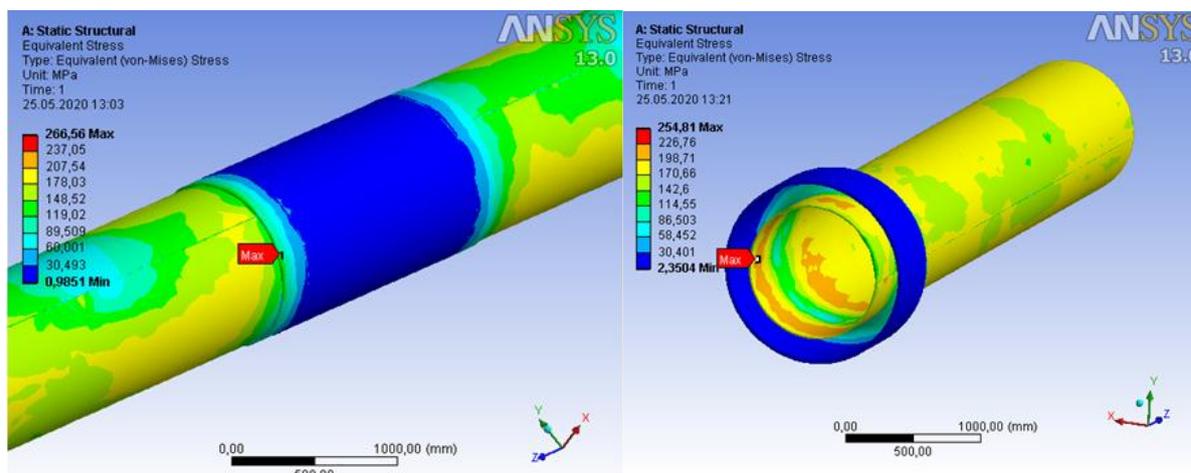


Рисунок 5.2. – Дефектный участок магистрального нефтепровода: а) Модель нефтепровода; б) Эквивалентные напряжения нефтепровода

Сетка в зоне дефекта уменьшена для более точных значений напряжений и при заданных нагрузках в трещине создается максимальное напряжение равное 247 МПа.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Проведено моделирование ремонта нефтепровода предложенной новой конструкцией и обжимной приварной муфтой П2 (Рисунок 5.3).



а)

б)

Рисунок 5.3. – Ремонт нефтепровода: а) Модель нефтепровода с муфтой П2; б) Модель нефтепровода с торовой муфтой

Максимальные напряжения при ремонте торовой муфтой составляют 254,81МПа, что на 11,75 МПа меньше чем при ремонте муфтой П2.

Для эффективности применения новой ремонтной конструкции предлагается заполнить полость между трубой и муфтой композитным составом (Рисунок 5.4).

При таком исполнении ремонтной конструкции максимальные напряжения составляют 218 МПа.

Для улучшения ремонтных характеристик муфты П2 при ремонте дефектов геометрии трубы была изобретена и запатентована конструкция муфты с несквозными продольными канавками, которые снижают жесткость конструкции, что позволяет обеспечить более плотное прилегание муфты к трубе и минимизацию зазоров. В последующем продольные канавки завариваются после установки и сварки полумуфт.

Для еще более эффективного ремонта предлагается метод ремонта трубопровода с применением волокнистых композитных материалов, технология которого не предполагает остановки перекачки, проведение огневых работ и не ограничивается в протяженности ремонтируемого

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

участка трубопровода. Предлагается использовать алюмо-боро-силикатное стекловолокно E-glass. Оксид бора придает этому стеклу свойства тугоплавкости, стойкости к резким температурным скачкам из-за низкого коэффициента теплового расширения и стойкости к агрессивным средам, в том числе к щелочам и некоторым кислотам. Плотность стекловолокна в 3 раза ниже плотности стали, но при этом предел прочности выше предела прочности стали в 2 раза. Предлагается на предварительно зачищенную поверхность дефектного трубопровода наносить способом намотки стекловолокно E-glass в два слоя.

Для стекловолокна E-Glass были приняты следующие характеристики, которые учтены в модели. Характеристики приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4. – Свойства стекловолокна E-Glass

Характеристика	Значение	Ед. измерения
Модуль Юнга	45000	МПа
Коэффициент Пуассона	0,4	–
Предел текучести при растяжении	1100	МПа
Плотность	2000	кг/м <sup>3</sup>

На рисунке 24 изображена труба с выполненным ремонтом стекловолокном E-Glass.

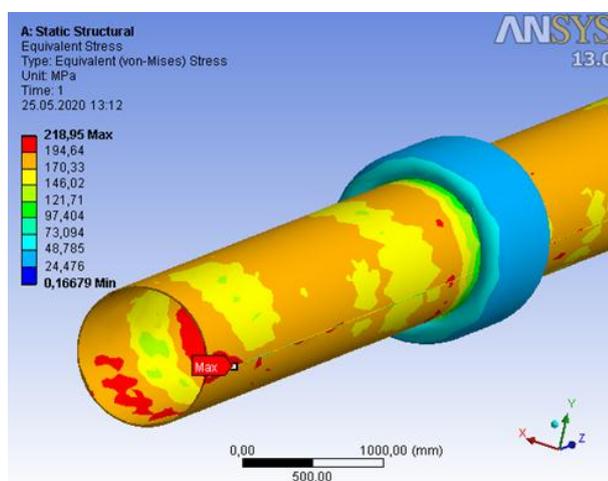
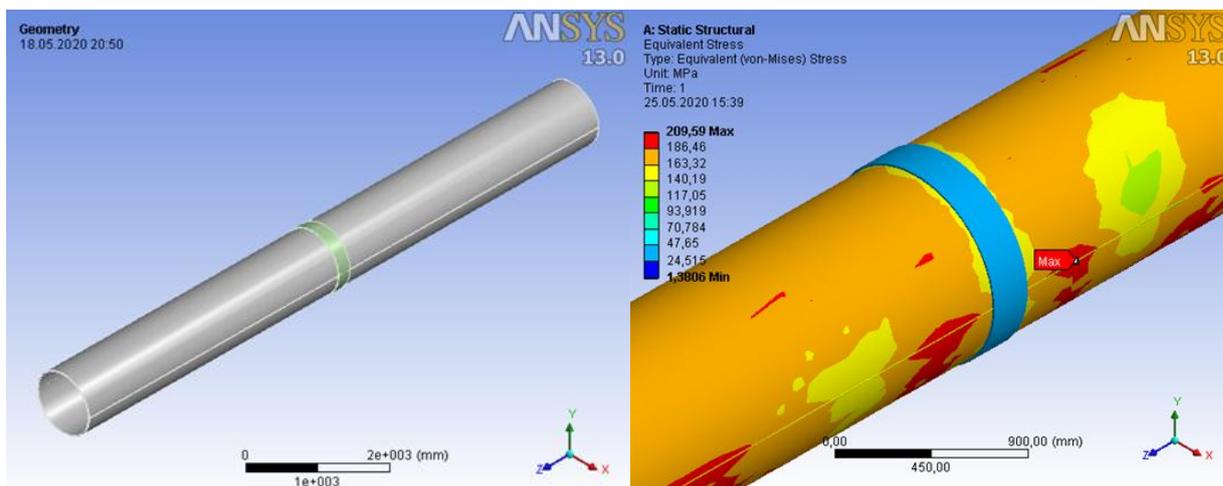


Рисунок 5.4. – Ремонт нефтепровода торовой муфтой с композитом



а)

б)

Рисунок 5.5 – Ремонт нефтепровода стекловолокном E-Glass: а) Модель нефтепровода отремонтированная стекловолокном E-Glass; б) Эквивалентные напряжения нефтепровода отремонтированного стекловолокном E-Glass

Технология ремонта дефекта трубопровода с применением композитных волокнистых материалов показала уменьшение максимальных напряжений. В результате численного эксперимента подтвердилась эффективность применения предложенной технологии ремонта.

Для внедрения рассмотренной технологии ремонта трубопроводов на реальном производстве требуется проведение реального эксперимента для дополнительного подтверждения полученных результатов.

Сравнивая результаты всех ремонтных конструкций можно сделать вывод, что если закачать в полость между трубой и торовой муфтой композитный состав, то запас прочности составит 82, 38%, что в свою очередь больше чем у остальных более чем на 10%

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов. В данном разделе проекта произведены расчеты затрат на ремонт дефектов магистрального нефтепровода для сравнения экономической целесообразности применения ремонтной конструкции муфты П1 и муфты П2. Состав затрат на устранение дефектов трубопровода формируется из следующих элементов: - затраты на материалы; - амортизационные отчисления; - затраты на оплату труда; - отчисления на социальные нужды.

### 6.1. Расчет времени на проведение ремонтных работ с использованием муфты П1 и П2

Определим нормы времени для ремонта магистрального нефтепровода. Согласно справочникам «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11» [28]. Время на выполнение ремонтных работ с применением муфты П1 и П2 представлено в таблице 6.1.

Таблица 6.1. – Время на выполнение ремонтных работ с применением муфты П1 и П2

Операция	Общее время, ч	
	Муфта П1	Муфта П2
Определение оси трубопровода	0,17	0,17
Вскрытие трубопровода	2,5	2,5
Очистка дефектного участка трубопровода от изоляции	2	2
Установка ремонтной конструкции	0,5	1
Сварка полумуфт	1	2

					<i>Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Александров М.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				75	120
<i>Консульт.</i>					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					

*Финансовый менеджмент,  
ресурсоэффективность и  
ресурсосбережение*

Продолжение таблицы 6.1.

Приготовление композитного состава	0,5	-
Закачка композитного состава	0,5	-
Затвердевание композитного состава	24	-
Восстановление изоляции	1	1
Засыпка трубопровода	0,5	0,5
Итого:	33,67	10,17

## 6.2. Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2 представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2. – Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2

Наименование материалов	Ед. изм.	Стоимость, руб.
Шлифовальный круг Луга-Абразив	шт.	9016
Круг отрезной Bosch Expert For Metal	шт.	752
Муфта сварная композитная П1	шт.	97402
Муфта обжимная сварная П2	шт.	92952
92952 Электроды Э50А ESAB	кг.	358,5
Герметизирующая мастика ДЭМАСТ	м <sup>3</sup>	571428
Композитный материал СМЭЛ	м <sup>3</sup>	235153
Праймер ПМ-001ВК	кг	145
Изоляционная лента Литкор	м	179,8
Оберточная лента Полилен 40-ЛИ-63	м	72,8

## 6.3. Расчет расхода сварочных материалов

При использовании ручной дуговой сварки расход электродов определяется по формуле:

$$L_э = K_p \cdot G_n ,$$

где  $K_p$  – коэффициент расхода электродов на один килограмм наплавленного металла. Для электродов Э50А он равен:  $K_p = 1,7$ ;

$G_n$  – масса наплавленного металла, которую определим по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$G_n = V \cdot \gamma,$$

где  $V$  – объем наплавленного металла,  $\text{см}^3$ ;

$\gamma$  – плотность металла;  $\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3$ .

Объем наплавленного металла определяется по формуле:

$$V = F_n \cdot L,$$

где  $F_n$  – площадь наплавленного металла,  $\text{см}^2$ ;

$L$  – длина сварных швов, см.

Площадь наплавленного металла определяется по формуле:

$$F_n = 0,5 \cdot a \cdot b = 0,5 \cdot 14 \cdot 11,6 = 81,2 \text{ мм}^2 = 0,81 \text{ см}^2,$$

где  $a$  – толщина стенки, мм;

$b$  – зазор между полумуфтами, мм.

Следовательно объем наплавленного металла для муфты П1:

$$V = 0,81 \cdot 400 = 324 \text{ см}^3.$$

Таким образом:

$$L_3 = 1,7 \cdot 324 \cdot 7,8 = 4296,24 \text{ г} = 4,3 \text{ кг}.$$

Объем наплавленного металла для муфты П2:

$$V = 0,81 \cdot (2 \cdot 155 + 4 \cdot 20,5 + 4 \cdot 320,3) = 1355,3 \text{ см}^3.$$

Таким образом:

$$L_3 = 1,7 \cdot 1355,3 \cdot 7,8 = 17971,3 \text{ г} = 17,9 \text{ кг}.$$

#### 6.4. Расчет композитного материала и герметизирующей мастики

Объем композита при композитно-муфтовой технологии рассчитывается по формуле:

$$V_k = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot L) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot L) == ((3,14 \cdot 0,517^2) \cdot 2) - ((3,14 \cdot 0,510^2) \cdot 2) = 0,045 \text{ м}^3,$$

где  $R_1$  – внутренний радиус муфты, м;

$R_2$  – внешний радиус трубопровода, м;

$L$  – длина муфты, м.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Объем герметика (герметизирующей мастики) при композитномуфтовой технологии рассчитывается по формуле:

$$V_r = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot 0,03) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot 0,03) = ((3,14 \cdot 0,517^2) \cdot 0,03) - ((3,14 \cdot 0,510^2) \cdot 0,03) = 0,00067 \text{ м}^3,$$

где  $R_1$  – внутренний радиус муфты, м;

$R_2$  – внешний радиус трубопровода, м.

### 6.5. Расчет требуемого количества праймера

Объем требуемого количества праймера рассчитывается по следующей формуле:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot R_m \cdot L_m \cdot Q + 2 \cdot \pi \cdot R_t \cdot L_t \cdot Q = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,531 \cdot 2 \cdot 0,1 + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,510 \cdot 0,7 \cdot 0,1 = 0,89 \text{ кг},$$

где  $R_m, R_t$  – наружный радиус ремонтной муфты и трубопровода, м;

$L_m, L_t$  – длина муфты и трубы покрываемая праймером, м;

$Q$  – расход праймера, г/м<sup>2</sup>.

### 6.6. Расчет изоляционной и оберточной лент

Для противокоррозионной защиты отремонтированного участка трубопровода должна применяться усиленная изоляция.

Строение и толщина слоев изоляционного нанесения представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3. – Строение изоляционного нанесения нефтепроводов

Номер слоя	Конструкция нанесения	Толщина, мм, не менее
1	Праймер ПМ-001ВК	-
2	Лента полимерно-битумная «Литкор», толщиной не менее 1,5 мм в 2 слоя	3,0
3	Обертка защитная полимерная липкая Полилен 40-ЛИ-63, толщиной не менее 0,6 мм	0,6
Общая толщина нанесения		3,6

Нанесение рулонных материалов следует производиться по слою свеженанесенной мастики без перекосов, обвисаний и воздушных пузырей, с 50% нахлестом ширины ленты. Конец полотнища ленты обязан быть закреплен липкой лентой.

Защитная обертка обязана быть закреплена на базовой изоляции нефтепровода на расстоянии 300-500мм от края ремонтного участка.

Длина изоляционной ленты с учетом нахлеста:

$$L_{\text{из}} = 2 \cdot \pi \cdot R_{\text{м}} \cdot (l_{\text{м}}/h) + 2 \cdot \pi \cdot R_{\text{т}} \cdot (l_{\text{т}}/h) = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,531 \cdot (2/0,25) + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,510 \cdot (0,7/0,25) = 35,6 \text{ м,}$$

где  $R_{\text{м}}$ ,  $R_{\text{т}}$  – наружный радиус ремонтной муфты и трубопровода с изоляционным слоем;

$l_{\text{м}}$ ,  $l_{\text{т}}$  – длина обертки намотанная на муфту и трубопровод;

$h$  – ширина обертки.

Результаты расчета стоимости материальных затрат для ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2 приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4. – Материальные затраты для ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2

Наименование затрат	Марка	Ед. изм	Количество		Цена ед., руб.	Сумма, руб	
			Муфта П1	Муфта П2		Муфта П1	Муфта П2
Шлифовальный круг	Луга-Абразив 1	шт.	1	1	9016	9016	9016
Круг отрезной	Bosch Expert For Metal	шт.	1	-	752	752	-
Муфта сварная композитная	П1	шт.	1	-	97402	97402	-
Муфта обжимная сварная	П2	шт.	-	1	92952	-	92952
Электроды Э50А	ESAB	кг	4,3	17,9	358,5	1541,6	6417,2
Герметизирующая мастика	ДЭМАСТ	м <sup>3</sup>	0,00067	-	571428	382,9	-
Композитный материал	СМЭЛ	м <sup>3</sup>	0,045	-	235153	10582	-
Праймер	ПМ-001ВК	кг	0,89	0,89	145	129	129
Изоляционная лента	Литкор	м	35,6	35,6	179,8	6400,9	6400,9

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Продолжение таблицы 6.4.

Оберточная лента	Полилен 40- ЛИ- 63	м	37,1	37,1	72,8	2700,9	2700,9
Всего за материалы						128907,1	117916
Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)						5156,3	4704,6
Итого по статье С <sub>м</sub>						134063,4	122320,6

Из таблицы следует, что использование ремонтной конструкции муфты П2 выгоднее с экономической точки зрения на 11743 руб.

### 6.7. Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе ремонта потребуется следующая техника: трассоискатель, при помощи которого определяется местонахождение ремонтируемого трубопровода. Бульдозер для снятия почвенно-растительного слоя на глубину 0,2-0,3 м. Разработка грунта выполняется экскаватором. Автокран необходим для перемещения полумуфт на трубопровод. Дизель-электрический агрегат служит для обеспечения электричеством всех электроприборов используемых на месте ремонта. Очистная машина применяется для очистки нефтепровода от изоляции, после которой шлифовальной машинкой зачищается область дефекта. Домкратом поддерживается нижняя часть муфты для сварки двух полумуфт. Электрическим миксером приготавливается композитный состав, который подается в композитную муфту нагнетательным насосом. На бортовом автомобиле доставляется вся необходимая техника к месту ремонтных работ.

Стоимость всего оборудования, которое потребуется для производства ремонта магистрального нефтепровода, представлена в таблице 6.5.

Таблица 6.5. – Стоимость оборудования для проведения ремонтных работ

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	
	Муфта П1	Муфта П2
Трассоискатель RD8000 PDLM	497550	497550
Бульдозер Komatsu D65EX-16	11900000	11900000
Экскаватор Komatsu PC300-8	13580000	13580000
Машина очистная ВБЮН-1020	89000	89000

Продолжение таблицы 6.5.

Шлифовальная машинка BOSCH GGS 6 S Professional	40359	40359
Дизель-электрический агрегат Champion DG20000ES-3	460200	460200
Автокран XCMG RT55E	23351632	23351632
Гидравлический домкрат Стелла НМ 250	57490	57490
Сварочный агрегат Сварог Tech Mig 3500	122600	122600
Миксер с электрическим приводом BOSCH GRW 18-2 E Professional	30400	-
Нагнетательный насос Putzmeister P 13 EMR KA230	1350000	-
Автомобиль бортовой Урал 4320-5911-74	3087000	3087000
Автоводоцистерна АЦПТ-10	3789000	3789000
Вахтовая машина Урал 32551-5013-71	3347000	3347000

Из данной таблицы видно, что на ремонт магистрального нефтепровода муфтой П2 потребуется меньшее количество оборудования, чем при ремонте с использованием муфты П1.

#### 6.8. Затраты на амортизационные отчисления

В расчет затрат на специальное оборудование включают все затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ.

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072) [29].

Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П1 представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6. – Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П1

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Норма амортиз. в год, %	Норма амортиз. в час, ру	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортиз., руб
Трассоискатель RD8000 PDLM	497550	11	54730,5	6,2	1	0,17	1,1
Бульдозер Komatsu D65EX-16	11900000	12,5	1487500	169,8	1	1	169,8
Экскаватор Komatsu PC300-8	13580000	7,7	1045660	119,4	1	2	238,7
Машина очистная ВЬЮН-1020	89000	33,3	299637	3,4	1	1	3,4
Шлифовальная машинка BOSCH GGS 6 S Professional	40359	50	20179,5	2,3	1	1	2,3
Дизельэлектрический агрегат Champion DG20000ES-3	460200	6,2	28532,4	3,3	1	3	9,8
Автокран XCMG RT55E	23351632	6,7	1564559	178,6	1	0,5	89,3
Гидравлический домкрат Стелла НМ 250	57490	8,3	4771,67	0,5	1	0,5	0,3
Сварочный агрегат Сварог Tech Mig 3500	122600	8,33	10212,6	1,2	2	1	2,3
Миксер с электрическим приводом BOSCH GRW 18-2 E Professional	30400	50	15200	1,7	1	0,5	0,9
Нагнетательный насос Putzmeister P 13 EMR KA230	1350000	12,5	168750	19,3	1	0,5	9,6
Автомобиль бортовой Урал 4320- 5911-74	3087000	16,7	515529	58,9	1	8	470,8

## Продолжение таблицы 6.6.

Автоводоцистерна АЦПТ-10	3789000	16,7	632763	72,2	1	8	577,9
Вахтовая машина Урал 32551-5013-71	3347000	16,7	558949	63,8	1	8	510,5
Итого:							2086,6

Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П2 представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.7. – Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П2

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Норма амортиз. в год, %	Норма амортиз. в час, ру	Кол-во	Время работ, час.	Сумма амортиз., руб
Трассоискатель RD8000 PDLM	497550	11	54730,5	6,2	1	0,17	1,1
Бульдозер Komatsu D65EX-16	11900000	12,5	1487500	169,8	1	1	169,8
Экскаватор Komatsu PC300-8	13580000	7,7	1045660	119,4	1	2	238,7
Машина очистная ВБЮН-1020	89000	33,3	299637	3,4	1	1	3,4
Шлифовальная машинка BOSCH GGS 6 S Professional	40359	50	20179,5	2,3	1	1	2,3
Дизель-электрический агрегат Champion DG20000ES-3	460200	6,2	28532,4	3,3	1	3	9,8
Автокран XCMG RT55E	23351632	6,7	1564559	178,6	1	1	178,6
Гидравлический домкрат Стелла НМ 250	57490	8,3	4771,67	0,5	1	1	0,5

Продолжение таблицы 6.7.

Сварочный агрегат Сварог Tech Mig 3500	122600	8,33	10212,6	1,2	2	2	4,7
Автомобиль бортовой Урал 4320- 5911-74	3087000	16,7	515529	58,9	1	8	470,8
Автоводоцистерна АЦПТ-10	3789000	16,7	632763	72,2	1	8	577,9
Вахтовая машина Урал 32551-5013-71	3347000	16,7	558949	63,8	1	8	510,5
Итого:							2086,6

Расчет амортизационных отчислений показал, что при ремонте нефтепровода муфтой П1 амортизационные отчисления составят 2086,6 руб, тогда как при ремонте муфтой П2 этот же показатель составляет 2168,0 руб. Соответственно, экономия при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1 составляет 81,4 руб.

### 6.9. Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

Результаты расчета заработной платы представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8. – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Кол-во		Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч		Тарифный фонд ЗП, руб.		Сев. и рай. коэф. 50%+60%		Заработная плата с учетом надбавок, руб.	
		П1	П2		П1	П2	П1	П2	П1	П2	П1	П2
Мастер	8	1	1	300	9,67	10,17	2901	3051	3191	3356	6092	6407
Машинист бульдозера	6	1	1	250	1	1	250	250	275	275	525	525
Машинист экскаватора	6	1	1	250	2	2	500	500	550	550	1050	1050
Крановщик	6	1	1	210	0,5	1	105	210	116	231	220,5	441
Электросварщик	6	2	2	185	1	2	370	740	407	814	777	1554
Слесарь	5	2	2	180	1	1	360	360	396	396	756	756
Лин. труб.	4	4	4	165	4,17	4,17	2752	2752	3027	3027	5780	5780
Водитель	5	3	3	150	10,17	10,17	4577	4577	5034	5034	9611	9611
Итого							11815	12440	12996	13684	24811	26123

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что ремонт магистрального нефтепровода муфтой П1 выгоднее с экономической точки зрения, чем ремонтной конструкцией П2. Экономия составляет 1312 руб.

#### 6.10. Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1 и П2 представлены в таблице 6.9, 6.10.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке магистральных трубопроводов, линий связи и линий электропередачи (код по ОКВЭД – 45.21.3) [30].

Таблица 6.9. – Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1

Профессия	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	Всего, руб.
Мастер	1	6092,1	176,7	310,7	1340,3	54,8	1882,5
Машинист бульдозера	1	525	15,2	26,8	115,5	4,7	162,2
Машинист экскаватора	1	1050	30,5	53,6	231	9,5	324,5
Крановщик	1	220,5	6,4	11,2	48,5	2	68,1
Электросварщик	2	777	22,5	39,3	170,9	7	240,1
Слесарь	2	756	21,9	38,6	166,3	6,8	233,6
Лин. Труб.	4	5779,6	167,6	294,8	1271,5	52	1785,9
Водитель	3	9610,7	278,7	490,1	2114,4	86,5	2969,7
Общая сумма, руб.							7666,6

Таблица 6.10. – Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П2

Профессия	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	Всего, руб.
Мастер	1	6407,1	185,8	326,8	1409,6	57,7	1979,8

Продолжение таблицы 6.10.

Машинист бульдозера	1	525	15,2	26,8	115,5	4,7	162,2
Машинист экскаватора	1	1050	30,5	53,6	231	9,5	324,5
Крановщик	1	441	12,8	22,5	97	4	136,3
Электросварщик	2	1554	45,1	79,3	341,9	14	480,2
Слесарь	2	756	21,9	38,6	166,3	6,8	233,6
Лин. Труб.	4	5779,6	167,6	294,8	1271,5	52	1785,9
Водитель	3	9610,7	278,7	490,1	2114,4	86,5	2969,7
Общая сумма, руб.							8072,1

Исходя из полученных значений страховых взносов при двух способах ремонта магистрального нефтепровода, можно сделать вывод, что экономия затрат на страховые взносы при ремонте нефтепровода с помощью муфты П1 составит 405,5 руб. по сравнению ремонтом муфтой П2.

### 6.11. Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 6.11).

Таблица 6.11 – Затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	Муфта П1	Муфта П2
Затраты на материалы	134063,4	122320,6
Амортизационные отчисления	2086,6	2168,0
Оплата труда	24811	26123
Страховые взносы	7666,6	8072,1
Накладные расходы (20%)	33725,5	31736,7
Всего затрат:	202353,1	190420,4



Рисунок 6.1. – Затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1



Рисунок 6.2. – Затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П2

Затраты ремонт магистрального нефтепровода муфтой П2 составляют 190420,4 руб, что на 11932,7 руб. меньше, чем при ремонте с использованием муфты П2.

**Вывод:**

Экономический расчет показал, что временные и материальные затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтой П2 меньше по сравнению с затратами на установку ремонтной конструкции П1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

## 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов. При ремонте магистрального нефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при ремонте нефтепровода.

### 7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 7.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении ремонтных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отраженные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»

Согласно Трудовому кодексу РФ работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов		
Разраб.		Александров М.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				90	120
Консульт.					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					

требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;

– своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;

– отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;

– возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами.

Работник обязан:

– добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;

– соблюдать правила внутреннего трудового распорядка; – соблюдать трудовую дисциплину;

– выполнять установленные нормы труда;

– соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;

– бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников [1].

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

### **7.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [2]:

– постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;

– периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;

– выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством.

## 7.2. Производственная безопасность

### 7.2.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов

Выявленные вредные и опасные факторы приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1. - Возможные опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Очистка	Диагнос-тика	Ремонт	
1. Превышение уровня шума	+		+	ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [7].
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [15].
3. Превышение уровня вибрации			+	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования [5].
4. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [12].
5. . Опасные факторы при сварочных работах			+	РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов [16].

### *Высокий уровень шума*

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [3].

### *Недостаточная освещённость рабочей зоны*

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [4].

### *Превышение уровня вибрации*

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях,

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [5].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, которые приравнены к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [6].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 7.2.

Таблица 7.2. – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	–40
Не более 5,0	–35
5,1–10,0	–25
10,1–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

#### *Опасные факторы при сварочных работах*

При осуществлении сварочно-монтажных работ возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, которые воздействуют на сварщика: поражение глаз и открытой поверхности кожи лучами сварочной дуги; поражение электрическим током, при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от брызг металла при резке и сварке металла; травмы механического характера при подготовке и в процессе монтажа ремонтных конструкций магистрального нефтепровода.

## 7.2.2. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.

### *Метеоусловия*

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

### *Высокий уровень шума*

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [7].

### *Недостаточная освещённость рабочей зоны*

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [8].

### *Опасные факторы при сварочных работах*

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие удостоверения. Огневые, газоопасные и

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

Для защиты от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик обязан носить спецобувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром.

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [9].

### **7.3. Экологическая безопасность**

Проведение работ по выборочному ремонту участка нефтепровода, должно выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия.

#### **7.3.1. Анализ влияния на окружающую среду**

##### *Воздействие на атмосферу*

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении ниже перечисленных работ на нефтепроводе:

- при монтаже или ремонте магистрального нефтепровода, связанного с электродуговой сваркой, очисткой металлической поверхности нефтепровода под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;
- при обезжиривании металлической поверхности конструкций резервуара протиркой уайт-спиритом;
- при окраске поверхности эмалевыми красками;
- при работе двигателей транспортной, строительной-монтажной техники;
- при испарении остатков нефтепродуктов.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при ремонте магистрального нефтепровода. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла, покрытия от коррозии, испарения остатков нефтепродуктов. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода [10].

*Воздействие на литосферу:*

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

В таблице 7.3 представлены ПДК некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [11].

Таблица 7.3. – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

### *Воздействие на гидросферу*

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т. п.

В таблице 7.4. представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воде [3].

Таблица 7.4. – Предельно-допустимая концентрация в воде и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/л	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Керосин окисленный	0,01	4
Метанол	3	2
Ацетон	2,2	3
Метилмеркаптан	0,0002	4
Ртуть	0,0005	1
Тетраэтилсвинец	–	1

### **7.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

#### *Воздействие на атмосферу*

Для снижения уровня загрязнения необходимо: использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей; осуществление отвода паров нефтепродуктов в специальные емкости.

#### *Воздействие на литосферу*

На период проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой.

Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

#### *Воздействие на гидросферу*

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

## **7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **7.4.1. Анализ вероятных ЧС**

При проведении работ по ремонту магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение нефтепровода;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

### **7.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

При производстве ремонтных работ на магистральных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие магистрального нефтепровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- для исключения повреждений нефтепровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [13];
- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на нефтепроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015- 98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [14].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе был проведен обзор дефектов труб линейной части магистральных нефтепроводов, а также представлены муфты применяемые для ремонта магистрального нефтепровода и рассмотрены современные ремонтные конструкции.

Выявлено, что основными причинами образования дефектов нефтепроводов являются действие малоцикловых нагрузок при которых происходит развитие скрытых дефектов, приводящих к потере трубой герметичности, эксплуатация в очень суровых климатических зонах, в заболоченных местностях, брак строительно-монтажных работ.

Проведен анализ эффективности ремонтных конструкций, установлено, что наиболее эффективной конструкцией для ремонта магистрального нефтепровода, при определенных геометрических параметрах трубы и дефекта, является торовая муфта с композитом.

Предложен новый метод ремонта магистрального нефтепровода с применением стекловолокна E-Glass, предел прочности которых выше предела прочности стали в 2 раза.

Для обеспечения безопасности ремонтных работ произведен анализ безопасности объекта, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также по защите окружающей среды.

В экономической части были посчитаны экономические затраты на установку ремонтных конструкций П1 и П2. Анализ затрат на установку ремонтных конструкций показал, что временные и материальные затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтой П2 меньше по сравнению с затратами на установку ремонтной конструкции П1. Но с применением муфты П1 увеличивается срок безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода по сравнению с муфтой П2.

					Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Александров М.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					105	120
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г.Васильев, Г.Е.Коробков, А.А.Коршак и др.; Под редакцией С.М.Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407с.: ил.
2. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и капитального ремонта магистрального нефтепровода: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (05.15.13) / Курочкин Владимир Васильевич; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2000. – 26 с.
3. Дейнеко С. В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.
4. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Составители: Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386 с.
5. РД-23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. – Взамен РД 153-39.4-067-04; Введ. 2007.04.14.
6. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г и др.– М.: Изд-во Недр-Бизнесцентр, 1999. – 525 с.
7. ВСН 011–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. – М.: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 1989.
8. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 1998.
9. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Т77 Справочное пособие: в 2 т./ под общ. Ред. Ю.В. Лисина. М.: ООО «Издательский дом Недр», 2017. –Т. 1. – 494 с.

					<i>Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Александров М.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				106	120
<i>Консульт.</i>					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ81</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					
					<i>Список используемой литературы</i>		

11. Защита трубопроводов от коррозии / Ф.А. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. Учеб. Пособие – СПб.: Недра, 2007. – Т.2. – 656 с.
12. РД-23.040.00-КТН-386-09. Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа. – Взамен РД 153-39.4-086-01; Введ. 2009.12.17.
13. Коршак А.А., Коробков Г.Е., Душин В.А., Набиев Р.Р. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.
14. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно – восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 271с.
15. Продукция [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://muftarem.ru/pages/produkt.php>. Дата обращения: 29.04.2020.
16. Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety/Oil & Gas Journal. Feb.5.2010. p.58-60.
17. Композитный ремонт [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.sc-intra.ru/services/kompozitnyj\\_remont\\_materialami\\_intra/](http://www.sc-intra.ru/services/kompozitnyj_remont_materialami_intra/). Дата обращения: 19.03.2020.
18. BlackDiamond [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cittech.com/portfolio/blackdiamond/>. Дата обращения: 19.03.2020.
19. Муфты ГАРС [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.gazneftspb.ru/category\\_mufti\\_gars\\_dlya\\_remonta\\_truboprovodov.html](http://www.gazneftspb.ru/category_mufti_gars_dlya_remonta_truboprovodov.html). Дата обращения: 19.03.2020.
20. Муфта РСМ [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://studopedia.ru/6\\_93712\\_mufta-rsm.html](http://studopedia.ru/6_93712_mufta-rsm.html). Дата обращения: 19.03.2020.
21. Смирнов А., Пономарев А. Стеклопластиковые муфты – преимущества, недостатки, направления совершенствования и расширения области применения / А. Смирнов, А. Пономарев // Сфера нефтегаз. – 2011. - № 4. – С. 142-144.

					Список используемой литературы	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. Композиционные муфты (PCM) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://zaont.ru/category/122>. Дата обращения: 23.03.2020.
23. Конус [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://psongd.com/muftu-ukmt/article\\_post/mufta-ukm](http://psongd.com/muftu-ukmt/article_post/mufta-ukm). Дата обращения: 23.03.2020.
24. Антисвищ [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://psongd.com/products/article\\_post/skm-antisvishch](http://psongd.com/products/article_post/skm-antisvishch). Дата обращения: 23.03.2020.
25. Конус плюс [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://psongd.com/products/article\\_post/ukm-konus-plyus](http://psongd.com/products/article_post/ukm-konus-plyus). Дата обращения: 23.03.2020.
26. УКМТ – новое слово в ремонте трубопровода/Сфера нефтегаз. с.182-184.
27. Юдин В., Лещенко В., Винокуров В. УКМТ – новое слово в ремонте трубопровода [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.lkmportal.com/articles/ukmt-novoe-slovo-v-remonte-truboprovoda>. Дата обращения: 27.03.2020.
28. Муфты УКМТ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://xn--b1afmfhmcalkfhg.xn--p1ai/ukmt>. Дата обращения: 27.03.2020.
29. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция. СП 36.13330.2012.
30. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2 Земляные работы; Сборник Е22 Сварочные работы; Сборник Е11 Изоляционные работы.
31. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР".
32. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

33. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Взамен ГОСТ 12.03.003-74; Введ. 2017.03.01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 10 с.
34. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
35. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989.01.01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 48 с.
36. Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года).
37. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Взамен ГОСТ 12.4.011-87; Введ. 1990.06.30. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.
38. ГОСТ Р 50571.3-2009. Электроустановки низковольтные. Часть 4- 41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током. – Взамен ГОСТ Р 50571.3-94; Введ. 2009.12.10. – М.: Стандартиформ, 2012. – 20 с.
39. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2009.12.10. – М.: Стандартиформ, 2010. – 28 с.
40. РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах, 2008.
41. ПБ 10-382-00. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. – М.: Госгортехнадзор России, 2001.
42. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Взамен ГН 2.2.5.686-98; Введ. 2003.06.15. – М.: Минздрав России, 2006.

					Список используемой литературы	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

43. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. – Взамен ГН 2.1.7.020-94; Введ. 2006.04.01. – М.: Минздрав России, 2003.
44. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – Взамен ГН 2.1.5.689-98; Введ. 2003.06.15. – М.: Минздрав России, 2003.
45. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов. – Взамен РД 39-30-297-79; Введ. 1992.01.10. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992. – 199 с.
46. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Ростехнадзор России, 2003.
47. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997.
48. РД 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов, 2003.
49. Дефекты [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://doidpo.rusoil.net/storage/diagnostics%20equipment/teor/t1-2.htm>. Дата обращения: 3.04.2020.
50. Романцов С. В. Разработка конструкций стеклопластиковых муфт и методов расчета их работоспособности при ремонте газопроводов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. техн. наук (25.00.19). – Москва, 2006. – 24 с.
51. Муфты ГАРС [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.asiasupply.kz/product.php?id=10>. Дата обращения: 7.04.2020 (Патент № 2177582, Классы МПК F16L55/175, «Способ ремонта трубы». РФ – 27.12.2001 , Бюл. № 36).
52. Муфты РСМ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.asiasupply.kz/product.php?id=8>. Дата обращения: 7.04.2020 (Патент № 2256841, Классы МПК F16L21/06, «Трубная муфта и способ ее изготовления». РФ – 20.07.2005).

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

53. Способ ремонта трубопровода путем установки композитной муфты [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2520778C1\\_20140627](https://yandex.ru/patents/doc/RU2520778C1_20140627). Дата обращения: 9.06.2020 (Патент № 2256841, Классы МПК F16L21/06, «Трубная муфта и способ ее изготовления». РФ – 20.07.2005).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					111

Список используемой литературы

## Приложение А

(справочное)

### Analysis of defects elimination on the main oil pipeline

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Александров Максим Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Галина Петровна	к.ф.н., доцент		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов			
Разраб.		Александров М.С.			Приложения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					112	120
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

## 1. Literature review

Currently, Russia has more than two thousand kilometers of steel oil pipelines (main and field), which are designed to transport oil and petroleum products. Most have been in operation for more than a quarter of a century. Pipelines are affected by the products being pumped, the environment and various operating modes, which steadily lead to a decrease in the carrying capacity of oil pipelines. Reducing the load-bearing capacity entails carrying out repairs of defective sections or transferring the defective section to a more gentle operation mode.

The wear and age of main pipelines is directly related to the increased risk of failures and accidents during operation, if the oil pipeline does not have an effective system for detecting and warning them. This factor indicates the need to improve and develop new repair methods.

Improving the reliability of oil pipelines is an urgent problem during their operation. Based on statistical data, the number of defects detected at all levels of diagnostics is up to 6 to 9 thousand per year. Most of the defects are remote from each other. To eliminate these defects, selective repairs are required. Selective repair technologies that restore the durability and strength of defective sections include the coupling bucking unit in the main oil pipeline, which allows carrying out repair work without interrupting of the transported product pumping.

Plenty research and scientific works has been devoted to the issues of repairing main and field pipelines. These issues involved such scientific schools as Gubkin Russian State University of Oil and gas. I. M. Gubkin, Ufa State Petroleum Technological University, IPTER, Tomsk Polytechnic University and others. These studies consider different approaches to issues related to the repair of defective oil pipeline.

The urgency of the problem is steadily growing every year. This problem is associated with a long service life of pipelines and a high degree of wear. Technological issues related to repairs of a working pipeline have not been fully

					Приложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

studied, which leads to repair low efficiency, repair poor quality and significant losses from downtime of the oil pipeline.

The main reason for major repairs of the main oil pipeline is the defects that directly threaten the reliable pipeline operation. Corrosion of oil pipelines is one of the main causes for carrying out of pipeline repair works. According to statistics, 30 % of oil pipelines that have been in operation for more than 30 years are subject to replacement.

Nondestructive testing methods and technical diagnostics are the main tools that help liquid hydrocarbon transportation companies detect and recognize defects. During diagnostics, the location of the defect, its type, its size is determined. According to the data obtained, a decision is made on the feasibility of carrying out repairs on the site under study. Non-destructive testing methods are used for pipe rejection.

Culling and diagnostics of pipes are integral parts of major repairs of the main oil pipeline. According to this, the main task of increasing the efficiency of repair work is to increase the level of diagnostic work at all stages of their implementation.

Before start defects eliminating, the source data are formed according to which maintainability conditions of the studied pipes are tested as well as the conditions under which the defective area is not serviceable. After the initial data received and generated, the conditions for defects interaction checked. Based on this, a list of single and combined defects is generated for each pipe.

The main defects that occur in oil pipelines include:

- defects in the metal structure – delamination; non-metallic inclusions; poor quality of the pipe produced by the manufacturer, etc.;
- geometry defects – dents, corrugations, deviations from the circular cross-section, for example, the movement of the pipeline or the curvature of its axis ovality occurs when the pipeline and trench are filled with one-way soil, pipes subsidence in places of unstable foundation or erosion by ground and atmospheric water, etc.;

					Приложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

- defects in welded joints – cracks, non-welding, pores, slag inclusions, burns, uneven reinforcement of the weld in width and height, unacceptable displacement of the edges of the welded pipes, etc.;
- surface defects – corrosion wear, including corrosion caverns, cracks, stress-corrosion cracks, erosion wear, scratches due to careless handling of pipes during construction and transportation, etc. When insulation coating is destroyed, conditions arise for stress-corrosion; such a defect increase to a critical value on average is 8-10 years.

In the course of writing this master's thesis, scientific and educational literature, legislative documents, as well as foreign articles on this topic were studied and applied.

The main guidance documents and state standards used in writing the this work were:

- RD-23.040.00-KTN-140-11 “Methods of repair of defects and defective sections”;
- RD-19.100.00-KTN-001-10 “Non-Destructive testing of welded joints in construction and oil trunk pipelines repair”;
- RD-23.040.00-KTN-201-17 “The technology of pipeline repair with the use of repair structures”;
- RD-25.160.10-KTN-016-15 “Main pipeline transport of oil and petroleum products. Non-destructive testing of welded joints in the construction and repair of main pipelines”
- RD-23.040.00-KTN-011-11 “Classifier of defects of main and process pipelines”;
- SP 36.13330.2012 “Main pipelines. Updated version of SNiP 2.05.06-85\*”;
- SP 86.13330.2014 “Main pipelines. Updated version of SNiP III-42-80\*”;
- RD-13.110.00-KTN-260-14 “Main pipeline transportation of oil and petroleum products. Safety rules for the operation of Transneft facilities”;
- GOST R 55435-2013 “Main pipeline transportation of oil and petroleum products. Operation and maintenance. Fundamentals”;

					Приложения	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- GOST R 54907-2012 “Main pipeline transportation of oil and petroleum products. Technical inspection”.

Educational and learning materials were also used (Lisina Yu. V., Soschenko A. E. "Technologies of main oil pipeline transportation in Russia"), the analysis of the main regulatory requirements for eliminating defects of main oil pipelines by installing repair structures was carried out.

In writing this master's thesis, legislative documents were studied and applied, such as: GOST R ISO 26000-2012 "Guide to social responsibility" and Federal Law No. 116 "On industrial safety of hazardous production facilities".

## **2. Analysis and elimination of defects of the main oil pipeline**

### **2.1. Comprehensive inspection of the pipeline**

Currently, main oil pipelines and product pipelines transport huge volumes of oil and petroleum products. For pumping such large volumes, it is necessary to ensure the reliability of main oil pipelines and product pipelines in order to minimize or eliminate various types of accidents and failures. Every year, the main oil product pipelines inevitably age, and as a result, control is already being tightened over safe operation with regard to the environment. Based on this, companies engaged in the transportation of hydrocarbons are constantly improving their warning systems and emergency response methods.

In-line inspection of the main oil pipeline is the main component of the diagnostics system for line sections. The main task of diagnostics of the pipeline section is to ensure safe operation during the work. In-line inspection includes the tasks of finding and determining defects in the pipeline wall and welded joints, as well as classifying them by hazard level and degree of decision-making:

- operation of a main oil pipeline or product pipeline under design conditions;
- forced transition to operation in a reduced more gentle mode;
- need to repair a defective part of an oil pipeline or product pipeline (there must be exact coordinates of the place where the oil pipeline or product pipeline was damaged).

					Приложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Technical diagnostics (TD) refers to the process of determining the technical condition of objects of the main oil pipeline with a certain accuracy. At the final stage of diagnostics, a conclusion is issued, which indicates the technical condition of the object, the exact coordinates, types and causes of defects.

Modern technical diagnostics (TD) is a means of obtaining accurate information about the actual technical condition of the oil pipeline at all stages of operation and construction. Technical diagnostics acts as a controlling authority for reliability and quality management.

Technical diagnostics can assess the true environmental situation at all stages of operation and construction of the oil pipeline, as well as in those places where the object is under man-made impact.

## **2.2. Scope and arrangements for in-line inspection**

Before conducting an in-line inspection of the main oil pipeline, preparatory work is carried out at the section of the oil pipeline for diagnostic work. The operability of shut-off valves and start-up chambers is checked. The necessary oil reserves are being created to provide the necessary volume of the pumped medium based on the modes of the pipeline pig passage through the oil pipeline cavity. If the reserves are used, it is necessary to exclude any possibility of sediment entering the transported oil through the pipeline.

Monitoring of the section of the main oil pipeline is carried out using a four-level integrated diagnostics system. This system provides various features of the oil pipeline. If the features go beyond the acceptable values, they are consistent with the approved methods, and perform the recognition of such defects as:

- features of the main oil pipeline that lead to a decrease in its cross-section, geometry defects (dents, corrugations, elements of shut-off valves that protrude inside the pipe, ovality of the cross-section);
- loss of metal that reduces the pipe wall (corrosion ulcers, scratches, metal breakout, etc.), various stratifications and inclusions in the pipeline wall; transverse cracks, crack-like defects in the welded ring seams;

					Приложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

- longitudinal cracks in the pipeline body, crack-like defects in longitudinal seams, etc.

When carrying out works on in-line inspection, a variety of technical equipment is used that correspond to various types of identifiable defects.

Let's consider each of the stages of a four-level integrated monitoring and diagnostics system.

At the first inspection stage, the main oil pipeline is examined for the defects associated with defects in the geometry of the pipe wall, as well as those defects that occur as a result of the flow section reducing of the oil pipeline. To obtain this information, a whole range of technical tools and equipment is used. This equipment includes so-called a bullet. The complex of diagnostic work begins with launching a pipeline inspection gauge, which is equipped with calibration disks that have in their composition gauge thin plates. Calibration plates must have a diameter that is 70% and 85% of the outer diameter of the oil pipeline. After the pipeline inspection gauge passes the diagnosed section of the oil pipeline, an inspection and assessment of the condition of the plates is carried out. These plates must be free of bends, dents, etc. Then a conclusion is drawn about the minimum cross-section of the studied area. The safe passage section includes a section that is 70% of the outer diameter of the pipeline. After successful pipeline inspection gauge passage and confirmation of the required cross - section of the oil pipeline, the bullet will be launched. The pipeline inspection gauge is triggered to ensure the safe passage of the bullet. After the pipeline diagnosed by the bullet, we get data related to the internal geometry of the pipeline being diagnosed. As a rule, such defects as weld seams and spacer ring elements of the pipeline fittings protruding inward are detected.

When the bullet passes first, marker transmitters are installed at intervals of 5 to 7 km. During the secondary and subsequent passes of the bullet, marker transmitters are mounted only at points where, after the first pass, constrictions were detected that reduce the flow section of the oil and gas pipeline. The obtained data is checked against the approved outer diameter of the oil pipeline, which is

					Приложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

presented in the engineering report on the data of the billet passage. At the end of inspection and restrictions detection, the company operating the investigated pipeline section, eliminates restrictions detected by the amount less than 85% of the outer diameter of the pipeline.

During inspection, at the second stage, metal loss are detected which cause the thickness decrease of pipeline wall, delamination, and various inclusions in the pipeline wall.

To recognize defects, a set of technical tools is used that includes: a gauge, pipeline inspection gauge, bullet, an ultrasonic flaw detector with installed radially sound sensors and special (brush) and standard cleaning bullet.

During the third stage of inspection, defects associated with cracks in the annular welds and various transverse cracks are detected. The equipment that is used for inspection at the stage includes: a magnetic pipeline bullet, a bullet, a magnetic flaw detector, a standard and special (brush and magnetic) cleaning bullet.

During inspection at the fourth level, defects associated with cracks in the longitudinal welds and longitudinal cracks in the pipe wall are detected. The equipment includes: a pipeline inspection gauge, an ultrasonic flaw detector with obliquely positioned ultrasonic sensors, a bullet and special (brush) and standard cleaning bullet.

Markers during the first pass of the flaw detector are installed at intervals of 1.5-2 km. During the second and subsequent passes of flaw detectors, markers are mounted only at those points where information was lost or marker points were not installed during the first pass of the flaw detector.

The quality control of the preparation of the studied section of the main oil pipeline for diagnostics is passage of a bullet with gauge calibration disks installed.

After carrying out the work on passing the pipeline pigs and inspection equipment, the customer makes a report on the work performed. The report must indicate the technical condition before and after the inspection, and also focuses on the condition of the calibration discs and sleeves. If various mechanical damages

					Приложения	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

are found, the customer identifies the causes and eliminates them in the near future. If it is not possible to determine accurately where the pipeline inspection gauge damage occurred, then it is forbidden to carry out diagnostic work until the defects are eliminated.

The operation department is responsible for monitoring and organizing preparatory work for diagnostics of the main oil pipeline section.

### 2.3. The analysis of the defects of the trunk pipeline

Each pipeline system constructed in-situ inevitably experiences changes associated with the defects accumulation leading to reliability decrease. The main cause for the defect is the nonconformity between the working parameter and the standard values, usually by a reasonable tolerance. Since a defect not detected in construction is a possible source of failure; and the possibility of failure depends on the conditions for defect changing and on the defect size, one can assume that any defect determines the possibility of an accident that leads to destruction [3].

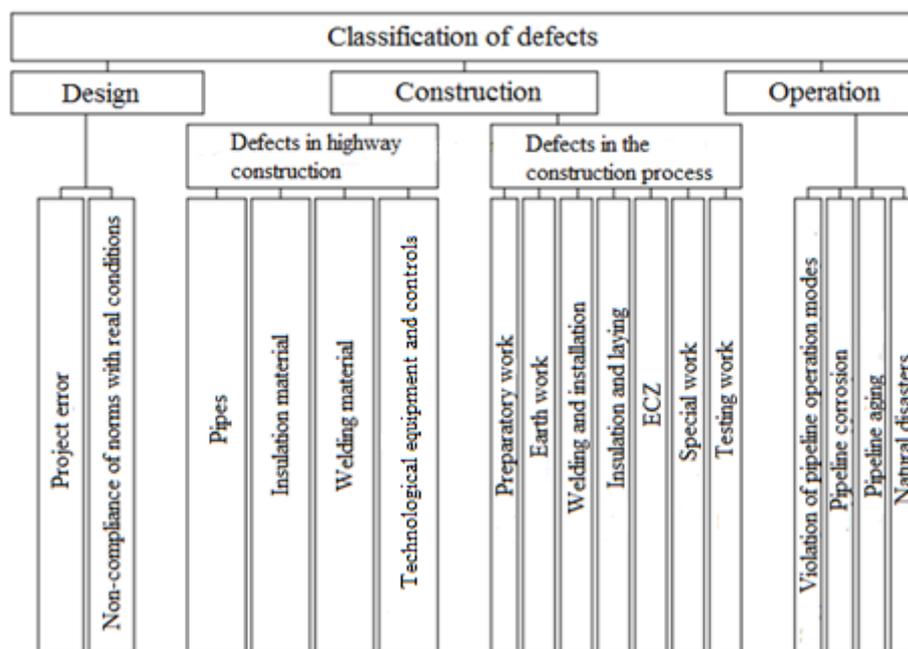


Fig. 1 Classification of defects

The analysis of emergency accidents of main oil pipelines occurred in recent years has allowed identifying the main causes of their occurrence, the percentage shown in Figure 2 [4].

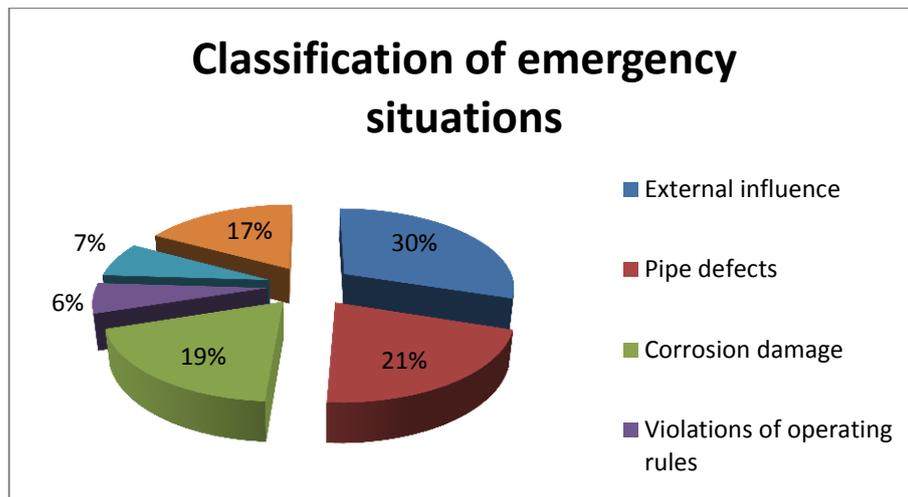


Fig. 2 Distribution of oil pipeline transport accidents

Figure 3 shows the percentage ratio of the largest number of defects.

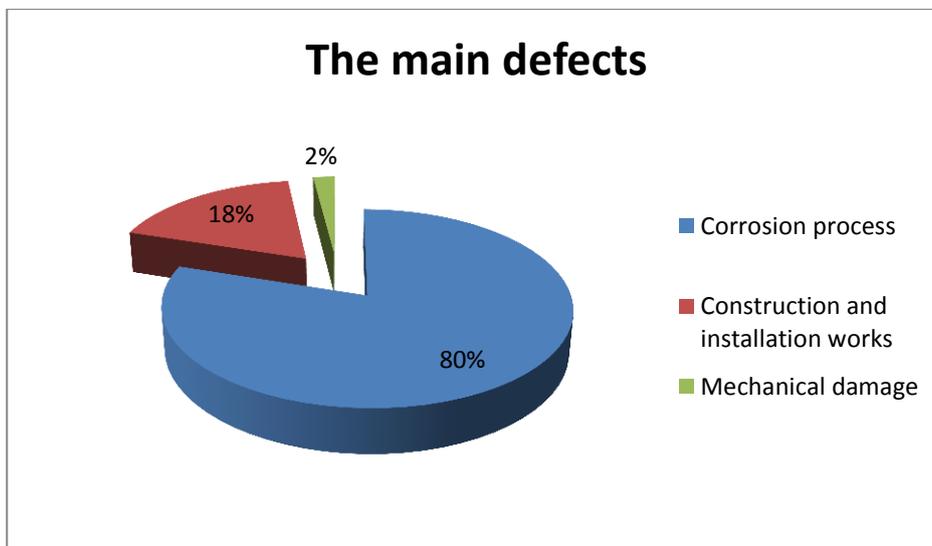


Fig. 3 Classification of pipeline defects

When evaluating the effect of a defect on the pipeline operation, it is necessary to take into account the working conditions of the defect, its nature, and other factors. When evaluating the effect of the defect on the operation of the pipe metal, it is necessary to take into account the operating mode, the physical and chemical properties of the product, the stress level, the possibility and nature of overloads, the degree of stress concentration, etc.

### 3. Technologies and methods of repair of the main oil pipeline

The system of planned preventive maintenance of the linear part of the MOP (main oil pipeline) includes planned repairs and maintenance. Maintenance includes technical inspections and proper maintenance of the linear part of the MOP. Technical inspections of the linear part of MOP include:

- conducting highway visual surveillance for timely detection of hazards that threaten the safety and integrity of MOP or the safety of the environment;
- conducting regular surveys and inspections of structures using special technical means to determine their technical condition [6].

There are repair and overhaul depending on:

- oil pipeline operational features;
- damage rate of the linear parts and the route;
- the complexity of repairs;
- wear of pipeline systems [7].

Basic repair is performed to ensure or restore the functionality of structures and equipment of the MOP, and is the restoration and (or) replacement of individual parts of its equipment.

Overhaul is performed to restore the operability and full resource recovering the linear part of the equipment and facilities MOP with replacement or recovery of any parts, including the basic parts.

As a rule, the current repair of structures of the linear pipe of the MOP is performed together with maintenance according to the approved schedule [8].

Overhaul is scheduled repairs and must be performed in accordance with a final design developed by a project organization that has the appropriate license. The organization performing repairs must develop a project for implementation of construction operations, which is approved by the management of the operating organization. The technical specification for the MOP repair should provide for the achievement of the indicators of the newly constructed oil pipeline (throughput, operating pressure, etc.) [9].

MOP overhaul is divided into the following types according to the technology and work performance:

					Приложения	Лист
						122
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- repair with replacement of the pipe;
- repair with replacement of insulation coating;
- selective repair [10].

### **3.1. Selective repairs**

Process operations for selective repairs are performed in the following order:

- definition of the oil pipeline position;
- definition of the boundaries of the repaired area;
- work on removing and moving the fertile soil layer to a temporary dump;
- an oil pipeline break with trenching below the lower pipe;
- soil excavation under an oil pipeline (with or without ground supports);
- cleaning the oil pipeline from old insulation;
- visual inspection of the defective pipeline sections with additional physical methods, if necessary;
- repair of defects (strengthening or restoring the pipe wall, mounting couplings except for replacing the pipe,);
- insulation application and quality control;
  - soil embedding and compacting for the oil pipeline with subsequent backfilling;
  - conducting technical reclamation of the fertile layer.

### **3.2. Repair with installation of couplings**

Repair structures are divided into two types: for permanent and temporary repairs. Designs for permanent repairs allow restoring the pipeline for the entire period of its further operation. This type of structures includes a female tee, a split tee, etc.

Temporary repair structures include a welded non-crimp coupling and a welded coupling with conical reducers. Repair structures for temporary repairs are shown in Table 6. These types of couplings are allowed to be used for emergency repairs.

Types and parameters of repaired defects are determined in accordance with RD-23.040.00-KTN-140-11.

					Приложения	Лист
						123
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		