

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.053.004.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гвоздырев Е. Ю.		22.05.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н., доцент		22.05.2017

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н., доцент		22.05.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н. В.	к.т.н.		22.05.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вяткина И. А.	к.ф.н., доцент		22.05.2017

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И. о. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П. В.	д.т.н., профессор		22.05.2017

Томск – 2017г.

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 И. о. Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Гвоздыреву Евгению Юрьевичу

Тема работы:

«Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)      от 19.04.2017 г. №2697/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

05.06.2017г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

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.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<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>
--	---

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И. В., доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н. В., инженер
«Fin diagnostic pipeline»	Вяткина И. А., доцент

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

1. Классификация дефектов
2. Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода
3. Типы ремонтных конструкций
4. Обзор современных ремонтных конструкций
5. Расчетная часть
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
7. Социальная ответственность
Fin diagnostic pipeline

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.09.2016г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н., доцент		05.09.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ52	Гвоздырев Евгений Юрьевич		05.09.2016

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Б	Гвоздыреву Евгению Юрьевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/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):**

Таблицы:
- Время на выполнение ремонтных работ с применением муфты П1 и П2
- Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2
- Строеение изоляционного нанесения нефтепроводов
- Материальные затраты для ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2
- Стоимость оборудования для проведения ремонтных работ
- Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П1
- Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П2
- Расчет заработной платы
- Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П1
- Расчет страховых взносов при ремонте магистрального нефтепровода муфтой П2
- Затраты на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	05.04.2017г
---	-------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Шарф. И. В.	к.э.н, доцент		05.04.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ5Б	Гвоздырев Евгений Юрьевич		05.04.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Б	Гвоздыреву Евгению Юрьевичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>При ремонте магистрального нефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники: различных экскаваторов и бульдозеров.</p> <p>Основными вредными проявлениями являются: неблагоприятные метеоусловия, высокий уровень шума, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещенность.</p> <p>Опасными проявлениями являются: грузоподъемные работы, опасность падения с высоты, факторы электрической природы, факторы при сварочных работах.</p> <p>Возможно негативное воздействие на атмосферу, литосферу, гидросферу.</p> <p>Более вероятными являются чрезвычайные ситуации техногенного характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»</li> <li>2. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»</li> <li>3. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</li> <li>4. РД 25.160.10-КТН-004-08 «Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах»</li> <li>5. ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»</li> <li>6. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»</li> <li>7. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве»</li> <li>8. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</li> </ol>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с</li> </ul>	<p>Отклонения от нормальных метеоусловий могут стать причиной хронических простудных заболеваний и заболеваний суставов. Вредные вещества влияют на сердечно-сосудистую</p>

<p><i>разрабатываемой темой;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>систему и на показатели крови. Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое воздействие.</p> <p>Нормирование вредных воздействий и использование средств индивидуальной защиты может снизить влияние вредных факторов.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Термическое действие тока вызывает ожоги, перегревание сосудов и нарушение функциональности внутренних органов. Биологическое действие вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Пожаровзрывоопасность, представляет угрозу для жизни и здоровья работников в зоне проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода.</p> <p>При соблюдении правил безопасности проведения работ и использовании средств индивидуальной защиты можно предотвратить получения травм.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Для снижения уровня загрязнения атмосферы осуществляют мероприятия по сокращению потерь нефти от испарения при оборудовании временных амбаров хранения откочанной нефти.</p> <p>После проведения ремонтных работ осуществляются операции по рекультивации нарушенного поверхностного слоя.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>При производстве ремонтных работ на магистральных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности. При этом необходимо руководствоваться нормативными документами. Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Перед проведением ремонтных работ должны быть выполнены подготовительные мероприятия. Работников, выполняющих ремонтные работы магистральных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими средствами защиты</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	<p>06.04.2017г</p>
--	--------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p><b>Инженер</b></p>	<p>Маланова Наталья Викторовна</p>	<p>к.т.н.</p>		<p>06.04.2017</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ5Б</p>	<p>Гвоздырев Евгений Юрьевич</p>		<p>06.04.2017</p>

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 с., 33 рис., 35 табл., 50 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.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж ремонтных конструкций, сварочно-монтажные работы.

Степень внедрения: предложены рекомендации по применению наиболее эффективных материалов для ремонта магистральных нефтепроводов.

Область применения: магистральные нефтепроводы

Экономическая эффективность/значимость работы 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.

В будущем планируется применять наиболее эффективные материалы ремонтных конструкций магистральных нефтепроводов.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ

### ССЫЛКИ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**авария на магистральном нефтепроводе:** Внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного или частичного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими событиями.

**адгезив:** Вещество, способное соединять материалы путём поверхностного сцепления.

**безотказность:** Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени наработки.

**выборочный ремонт нефтепровода:** Локальный ремонт линейной части нефтепровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода.

**глубина дефекта:** Максимальная протяженность дефекта в направлении, перпендикулярном поверхности трубы.

**длина дефекта:** Максимальная протяженность дефекта вдоль оси трубы.

**дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК):** Контроль, проводимый неразрушающими методами с целью уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженного ВИП и выявления возможных дополнительных дефектов.

**допустимое рабочее давление нефтепровода:** Максимальное давление на выходе НПС, которое не превышает при всех режимах работы нефтепровода величину разрешенного рабочего давления каждой секции технологического участка.



**капитальный ремонт нефтепровода:** Плановый ремонт с заменой труб или ремонт стенки, монтажных и заводских сварных швов трубы с заменой изоляционного покрытия нефтепровода.

**катушка:** Часть трубы длиной не менее диаметра и не более длины заводской секции трубы, ввариваемая в нефтепровод с помощью двух кольцевых стыков или вырезаемая из нефтепровода с помощью двух кольцевых резов.

**линейная часть магистрального нефтепровода (ЛЧ или ЛЧМН):** Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

**магистральный нефтепровод (МНП):** Инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, хранилищ, нефти и других технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефти потребителям, или перевалку на другой вид транспорта.

**околошовная зона:** Участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от края сварного шва.

**опасный дефект на стенке трубы трубопровода:** Дефект, требующий изменений режима эксплуатации или проведения ремонта нефтепровода. Прочность трубы ниже нормативной.

**остановка перекачки по нефтепроводу:** Прекращение движения жидкости по нефтепроводу в связи с остановкой насосных агрегатов.

**отказ:** Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния оборудования.

**пропускная способность:** Расчётное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

Обозначения и 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.

ОШЗ – околошовная зона.

ПДК – предельно допустимая концентрация.

ППР – планово-предупредительный ремонт.

РД – руководящий документ.

РСМ – ремонтная стеклопластиковая муфта.

УКМ – универсальная конусная муфта.

УКМТ – усиливающая композиционная муфта трубопровода.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда.

Опасные и вредные производственные факторы.

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

ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ГОСТ 17379-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.

ГОСТ 7798-70 Болты с шестигранной головкой класса точности В. Конструкция и размеры.

ГОСТ 9.104-79 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации.

ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию.

ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

РД 153-39.4-130-2002 Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.

РД 23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.

РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

РД-08.00-60.30.00-КТН-050-1-05 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

РД-25.160.10-КТН-004-08 Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах.

Так же были рассмотрены статьи авторов, которые рассматривали проблемы ремонта и ремонтные конструкции нефтепроводов:

Воробьев И. Н. Преимущество применения композитных материалов при ремонте трубопроводов / И. Н. Воробьев // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. - № 7. – С. 47-50.

Лукьянов В. Ф., Лукьянов А. А. Ремонт магистральных трубопроводов стальными сварными муфтами / В. Ф. Лукьянов, А. А. Лукьянов // Вестник Донского государственного технического университета. – 2016. - №3. – С. 39-45.

Стадникова М. А. Анализ возможных сценариев развития аварийных ситуаций на линейной части магистрального нефтепровода / М. А. Стадникова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. - №11. – С. 36-39.

Булавинцева А. Д., Мазуркин П. М. Динамика аварий по площади загрязнения на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» / А. Д. Булавинцева, П. М. Мазуркин // Современные наукоемкие технологии. – 2011. - №3. – С. 27-29.

Куркин А. С., Королев С. А., Пономарев П. А. Повышение ресурса сварных муфт на основе компьютерного моделирования / А. С. Куркин, С. А. Королев, П. А. Пономарев // Наука и Образование. МГТУ им. Н. Э. Баумана. – 2015. - № 12. – С. 26-39.

Королев С. А., Пономарев П. А. Существующие ремонтные конструкции для магистральных нефтепроводов высокого давления / С. А. Королев, П. А. Пономарев // Инженерный вестник. – 2013. - № 11. – С. 67-74.

Ушаков С. В. Методы ремонта трубопроводов, работающих под давлением, полимерными композиционными материалами / С. В. Ушаков // Сервис в России и за рубежом. – 2011. - № 1. – С. 207-213.

Юдин В., Лещенко В., Винокуров В. УКМТ – новое слово в ремонте трубопровода / В. Юдин, В. Лещенко, В. Винокуров // Сфера нефтегаз. – 2011. - № 3. – С. 182-184.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ.....	17
1.1 Дефекты геометрии трубы .....	18
1.2 Дефекты стенки трубы .....	19
1.3 Дефекты коррозионного происхождения.....	20
1.4 Дефекты сварного шва .....	21
1.5 Дефект изоляции .....	24
2 ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА .....	25
3 ТИПЫ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ .....	27
3.1 Типы конструкций, применяемых при ремонте трубопроводов .....	27
3.1.1 Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений .....	28
3.1.2 Типы ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов .....	30
4 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ .....	32
4.1 Технология Clock Spring .....	32
4.2 Муфты ИНТРА.....	34
4.3 Композитная обмотка Black Diamond.....	36
4.4 Муфты ГАРС .....	38
4.5 Ремонтная стеклопластиковая муфта РСМ.....	39
4.6 Конус .....	42
4.7 Антисвищ .....	46
4.8 Конус ПЛЮС.....	48
4.9 Муфта УКМТ.....	52
4.10 Тороцилиндрическая муфта.....	58
4.11 Муфта П2 (Патент № 158170) .....	58
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	59
6.1 Расчет времени на проведение ремонтных работ с использованием муфты П1 и П2.....	59
6.2 Затраты на материалы.....	60
6.2.1 Расчет расхода сварочных материалов.....	61
6.2.2 Расчет композитного материала и герметизирующей мастики .....	61
6.2.3 Расчет требуемого количества праймера .....	62
6.2.4 Расчет изоляционной и оберточной лент .....	62
6.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования .....	64
6.4 Затраты на амортизационные отчисления.....	65
6.5 Расчет затрат на оплату труда .....	67
6.6 Затраты на страховые взносы .....	68
6.7 Затраты на проведение мероприятия .....	69
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
7.1 Производственная безопасность .....	72

7.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	72
7.1.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	74
7.2 Экологическая безопасность.....	78
7.2.1 Анализ влияния на окружающую среду.....	78
7.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	80
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	81
7.3.1 Анализ вероятных ЧС.....	81
7.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	82
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	83
7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	83
7.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное).....	91

## 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.

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гвоздырев			<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					15	110
Консульт.						<b>ТПУ ИГР эр. 2БМ5Б</b>		
И.о. Зав.		Бурков П.В.						

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.

Целью данной работы является оценка эффективности применения методов и средств для ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть и классифицировать виды дефектов трубы;
- выявить современные методы ремонта магистральных нефтепроводов;
- оценить эффективность методов ремонта МН.



# 1 КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ

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].

Обобщенная схема классификации дефектов приведена на рисунке 1.

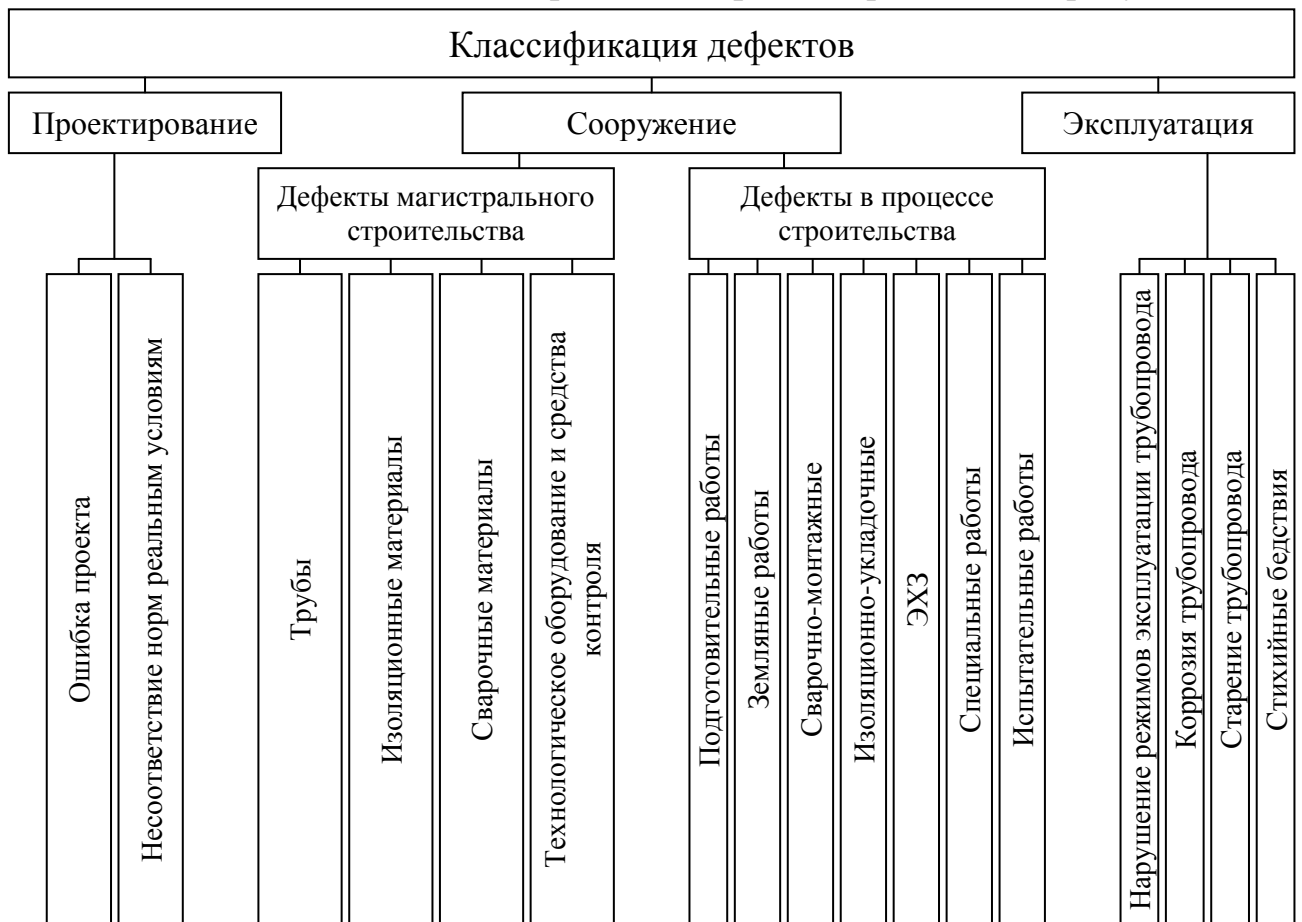


Рисунок 1 – Классификация дефектов [46]

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных трубопроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Гвоздырев				<b>КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Креп В.Г.						17	110
Консульт.						<b>ТПУ ИПР ар. 2БМ5Б</b>		
И.о. Зав.	Бурков П.В.							

Анализ аварийных ситуаций, произошедших за последние годы на магистральных нефтепроводах, позволил выявить основные причины их появления, процентное соотношение которых представлено на рисунке 2 [4].

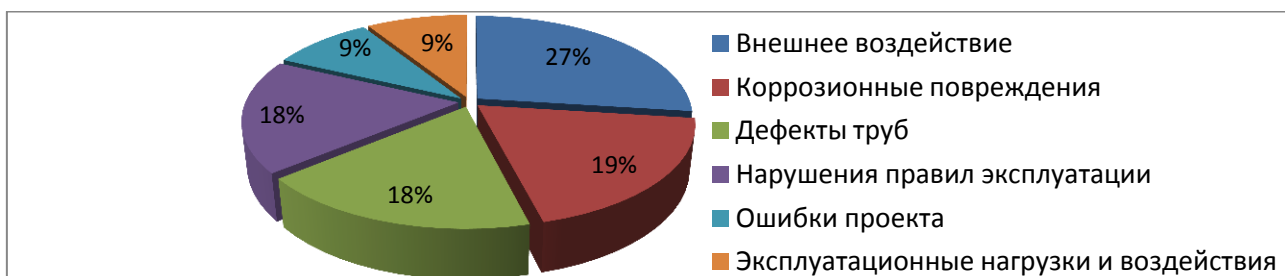


Рисунок 2 – Распределение аварий на нефтепроводном транспорте

На рисунке 3 показано процентное соотношение происхождения наибольшего количества дефектов.

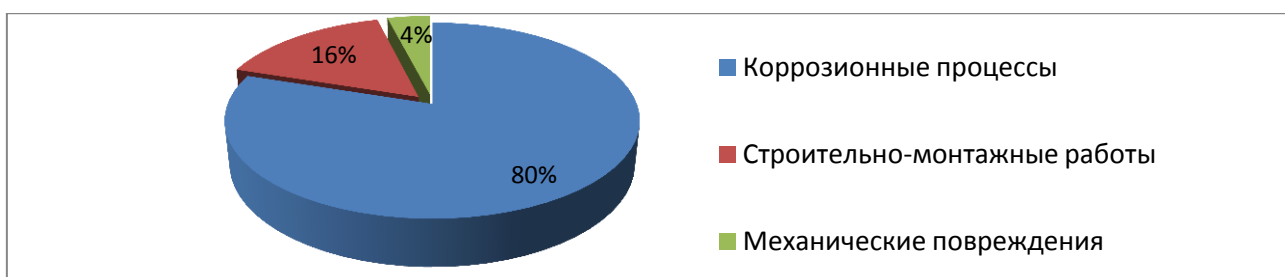


Рисунок 3 – Классификация дефектов трубопроводов

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.

### 1.1 Дефекты геометрии трубы

Дефекты геометрии трубы – это дефекты, связанные с уменьшением проходного сечения трубы вследствие изменения его формы (Таблица 1).

Таблица 1 – Дефекты геометрии трубы

Дефекты	Описание	Изображение
Вмятина	Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.	
Гофра	Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода.	
Овальность	Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.	

### 1.2 Дефекты стенки трубы

Дефекты стенки трубы – это дефекты, не приводящие к изменению проходного сечения трубы (Таблица 2).

Таблица 2 – Дефекты стенки трубы

Дефекты	Описание	Изображение
Потеря металла	Изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.	
Риска (царапина, задира)	Потеря металла стенки трубы, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении.	
Расслоение	Несплошность металла стенки трубы.	



Продолжение таблицы 2

Дефекты	Описание	Изображение
Расслоение с выходом на поверхность (закат, плена прокатная)	Расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы.	
Расслоение в околосшовной зоне	Расслоение, примыкающее к сварному шву.	
Трещина	Дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы.	
Эрозионное разрушение внутренней поверхности трубопровода	Повреждения внутренней поверхности стенки трубопровода: представляет собой последовательное разрушение поверхностного слоя стенки под влиянием механического или электромеханического воздействия взвешенных в движущемся потоке твердых частиц, а также частиц жидкости. При преобладании твердых частиц наблюдается механическая эрозия.	

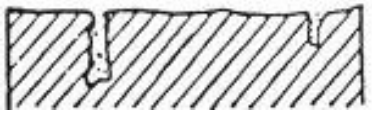
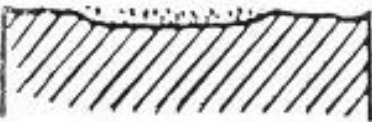



### 1.3 Дефекты коррозионного происхождения

Дефекты коррозионного происхождения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Дефекты коррозионного происхождения

Дефекты	Описание	Вид	Изображение
Сплошная коррозия	Вид разрушительных процессов, охватывающий всю площадь поверхности металла	Равномерная – коррозия, охватывающая поверхность металла на площади, равной всей поверхности трубы	
		Неравномерная – возникает на отдельных участках и протекает с различной скоростью	

Продолжение таблицы 3

Дефекты	Описание	Вид	Изображение
Местная коррозия	Процесс местной коррозии происходит с появлением разрушений на отдельных участках металлических поверхностей	Точечная – имеет вид отдельных точечных поражений	
		Пятнами – имеет вид отдельных пятен	
		Язвенная – имеет вид отдельных раковин	
Межкристаллическая коррозия	Коррозия, распространяющаяся по границам кристаллов (зерен) металла		
Стресс-коррозия	Возникает под комбинированным влиянием внутреннего давления и коррозионной атаки окружающей среды в сочетании с определенной микроструктурной восприимчивостью соответствующих трубных сталей		

Точный механизм возникновения стресс-коррозионного растрескивания и его роста все еще является предметом проводимых исследований.

Стресс-коррозионное растрескивание обычно обнаруживается в основном материале на внешней поверхности трубы и имеет, как и усталостные трещины, продольную ориентацию.

#### 1.4 Дефекты сварного шва

Дефекты сварного шва – это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне, типы и параметры которых установлены нормативными документами (СНиП III–42–80, ВСН 012–88, СП 34–101–98), и выявленные методами визуально-измерительного, ультразвукового, радиографического, магнитографического контроля и внутритрубной диагностикой.





В зависимости от места нахождения и вида дефекты условно делятся на наружные и внутренние.

Наружные (внешние) дефекты – это дефекты формы шва, а также прожоги, кратеры, наплывы, подрезы и др. В большинстве случаев внешние дефекты можно определить визуально.

К внутренним дефектам относятся поры, непровары, шлаковые и неметаллические включения, трещины и несплавления.

В таблице 4 представлены наружные и внутренние дефекты сварного шва.

Таблица 4 – Дефекты сварного шва

Дефекты	Описание	Изображение
<b>Наружные (внешние) дефекты</b>		
Неравномерная ширина шва	Отклонение ширины сварного шва от установленного значения	
Прожоги	Вытекание металла сварочной ванны, в результате чего образуется сквозное отверстие в сварном шве	
Кратер	Усадочная раковина в конце валика сварного шва, не заваренная до или во время выполнения последующих проходов	
Наплывы	Избыток наплавленного металла сварного шва, натекший на поверхность основного металла, но не сплавленный с ним	

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

Продолжение таблицы 4

Дефекты	Описание	Изображение
<b>Наружные (внешние) дефекты</b>		
Подрезы	Продольное углубление на наружной поверхности валика сварного шва	
Смещение кромок	Дефект сборки в виде несовпадения срединных линий стенок стыкуемых труб (для кольцевого шва) или стыкуемых листов (для спиральных и продольных швов). Классифицируется как смещение поперечного / продольного / спирального сварного шва.	
<b>Внутренние дефекты</b>		
Поры	Наличие пор в корневой части сварного шва. размер внутренних пор колеблется от 0,1 до 2–3 мм в диаметре, а иногда и более.	
Шлаковые включения	Шлак, попавший в металл сварного шва. их размеры достигают нескольких миллиметров. эти включения образуются в шве из-за плохой очистки свариваемых кромок от окалины и других загрязнений, а чаще всего от шлака на поверхности первых слоев многослойных швов перед заваркой последующих слоев. обычно шлаковые включения имеют более вытянутую форму и больший размер по сравнению с порами.	
Непровары в корне шва и по кромке	Несплошность по всей длине шва или на его отдельном участке, возникающая из-за неспособности расплавленного металла проникнуть внутрь соединения. бывает в корне или в сечении шва	
Трещины	Несплошность, вызванная местным разрушением шва и его охлаждением, либо действием нагрузок	

Несплавление – это такой дефект, когда наплавляемый металл сварного шва не сплавляется с основным металлом или с ранее наплавленным металлом предыдущего слоя того же шва.

Наиболее вероятно образование данного дефекта при аргонодуговой сварке алюминивно-магниевого сплава, а также при сварке давлением.

### 1.5 Дефект изоляции

Дефекты изоляции снижают результативность комплексной защиты трубопроводов от коррозии и, следовательно, снижается коррозионная стойкость стенки труб (Рисунок 4). В результате повышается поток преждевременных отказов трубопровода, который может быть уменьшен за счет своевременного выявления и устранения дефектов [5].



Рисунок 4 – Дефекты изоляционного покрытия [46]

Возможные варианты ремонта дефектов магистрального нефтепровода представлены на рисунке 5.



## 2 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.

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гвоздырев</i>			<b>ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					25	110
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ ИПР ар. 2БМ5Б</b>		
<i>И.о. Зав.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Как правило, текущий ремонт сооружений линейной части 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].

Классификация основных методов ремонта представлена на рисунке 6.



Рисунок 6 – Классификация основных методов ремонта

### 3 ТИПЫ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

#### 3.1 Типы конструкций, применяемых при ремонте трубопроводов

Типы и параметры ремонтируемых дефектов определяются в соответствии с РД-23.040.00-КТН-090-07. В соответствии с РД-23.040.00-КТН-090-07 ремонтные конструкции делятся на постоянные и временные (Рисунок 7) [11].

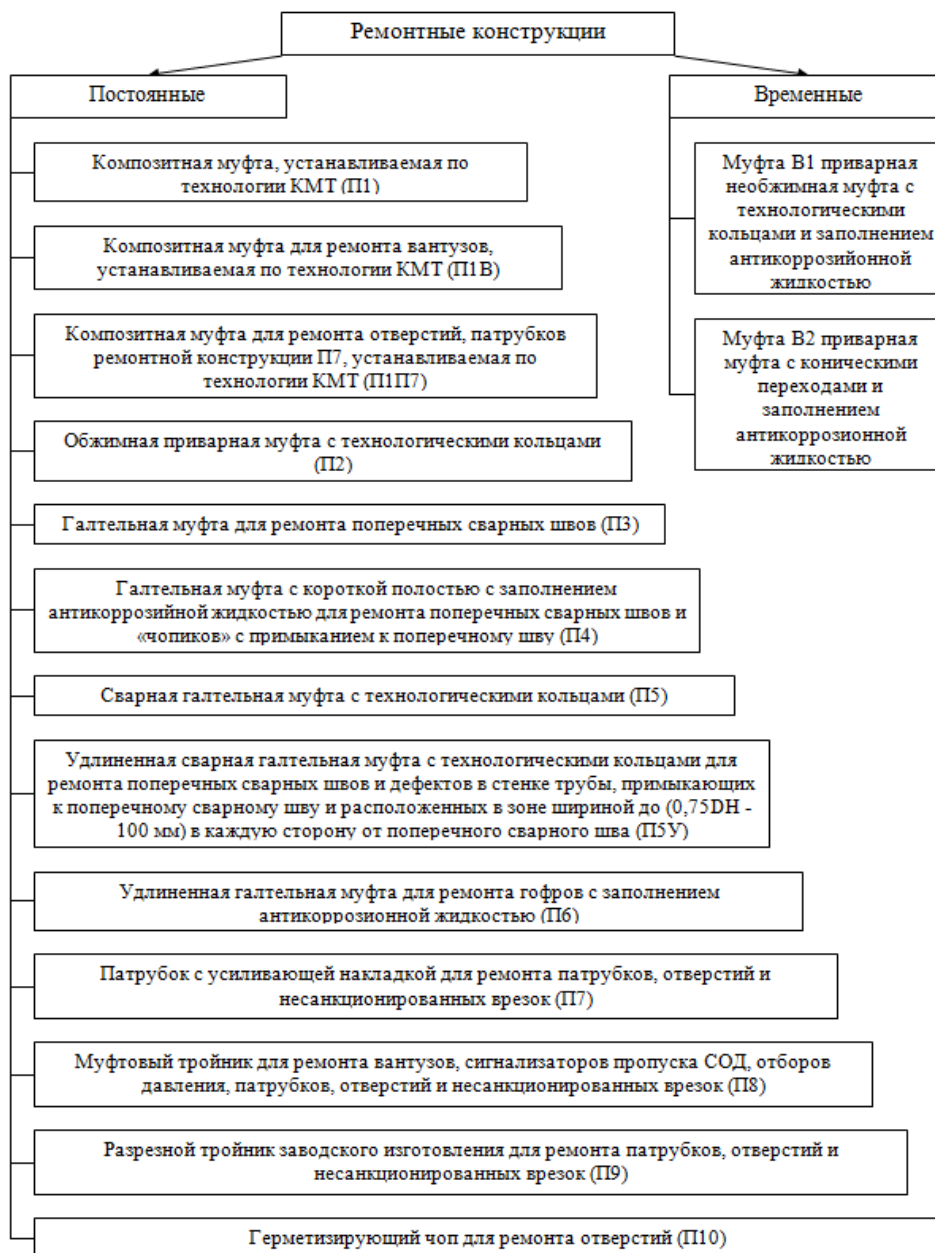


Рисунок 7 – Состав постоянных и временных ремонтных конструкций

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных трубопроводов</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Гвоздырев			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				27	110
Консульт.					<b>ТИПЫ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>		
И.о. Зав.		Бурков П.В.					

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

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

### 3.1.1 Типы ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений

На рисунке 8 представлена классификация рассмотренных устройств в зависимости от их функционального назначения.



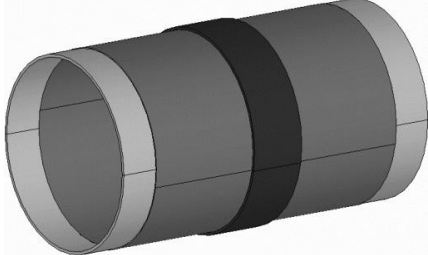

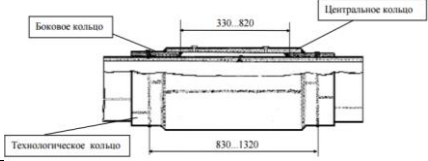

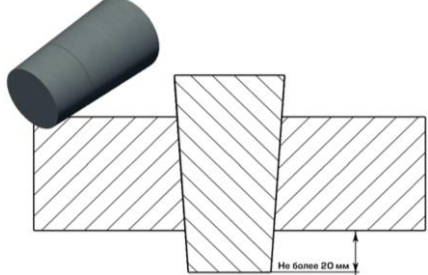
Рисунок 8 – Классификация муфтовых конструкций [47]

В таблице 5 представлены виды ремонтных конструкций для ремонта трубы и кольцевых сварных соединений.

Таблица 5 – 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>	
<p>Муфта П5 – сварная галтельная с технологическими кольцами, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов.</p>	

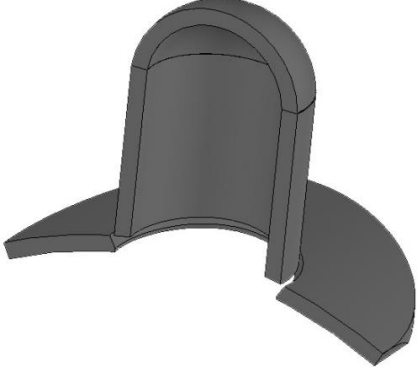
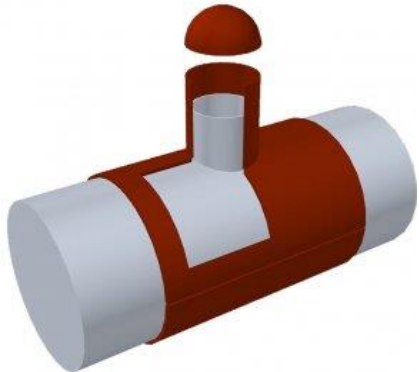
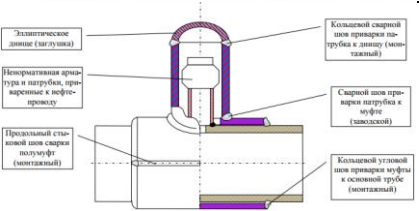

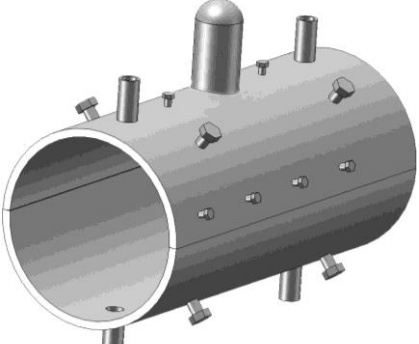
Продолжение таблицы 5

Вид ремонтной конструкции	Изображение
Муфта П5У – удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами, служит для ремонта кольцевых сварных швов и дефектов стенки трубы, примыкающих к поперечному сварному шву.	
Муфта П6 – удлиненная галтельная, приварная с заполнением антикоррозионной жидкостью, предназначена для ремонта гофр, дефектов сварных кольцевых швов, околошовной зоны и несквозных дефектов стенки трубопровода.	
Муфта В1 – приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью.	
Муфта В2 – приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.	
Стальной чопик П10 – для ремонта отверстий в трубах диаметром до 40 мм проводят с остановкой перекачки и освобождением трубопровода до верхней образующей	

3.1.2 Типы ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов

В таблице 6 представлены виды ремонтных конструкций для ремонта ненормативных конструктивных деталей и приварных элементов [13].

Таблица 6 – 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>Эксплуатационное давление (заглушка)          Ненормативная приварка и патрубок, приваренные к нефтепроводу          Предельный слой сварки полушаров (монтируемый)          Колпаковой сварной шов приварки патрубка к трубе (монтируемый)          Сварной шов приварки патрубка к муфте (монтируемый)          Колпаковой угловой шов приварки муфты к основной трубе (монтируемый)</p>
<p>Композитные муфты П1В – для ремонта вантуза с задвижкой.</p>	
<p>Композитная муфта П1П7 – для ремонта патрубков П7.</p>	

## 4 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Для компаний газовой и 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

Данная технология была разработана в США (Рисунок 9).



Рисунок 9 – ремонтная манжета Clock Spring [14]

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных трубопроводов</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Гвоздырев			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				32	110
Консульт.					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ</b>		
И.о. Зав.		Бурков П.В.					



Последовательность установки манжет Clock Spring:

1. Для установки необходимо всего по 152 мм свободного пространства под трубой и по бокам. Дефект полностью заделывается мастикой, после затвердения равномерно передающей нагрузку на манжету. Затем на трубу в месте, определенном как начало для намотки манжеты, прикрепляют самоклеющуюся полоску (Рисунок 10).



Рисунок 10 – Заделка дефекта мастикой [14]

2. На поверхность трубы наносят адгезив. Ремонтную манжету наматывают на трубу, промазывая каждый слой манжеты адгезивом. Плотность материала манжеты позволяет легко наматывать манжету на трубу (Рисунок 11).



Рисунок 11 – Намотка манжеты на трубопровод [14]

3. Края установочной манжеты выравниваются с помощью деревянных блоков и молотка. Затем манжету затягивают на трубе затяжкой,

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

ремень и рычаг используются для полной стяжки и фиксации манжеты в необходимом положении (Рисунок 12).



Рисунок 12 – Выравнивание и фиксация манжеты [14]

4. Края и кромку последнего слоя установленной манжеты герметизируют оставшимся адгезивом. Установка манжеты занимает всего 25 минут (Рисунок 13).



Рисунок 13 – Финальная герметизация манжеты [14]

#### 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;
- Высокая адгезионная прочность к стальной поверхности.

На рисунке 14 представлены виды муфты ИНТРА.



Рисунок 14 – Виды муфт ИНТРА КРМ [15]

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 [15].

#### 4.3 Композитная обмотка Black Diamond

Структурная графито-эпоксидная восстановительная система для предотвращения коррозии систем трубопроводов и их ремонта.

Black Diamond® это система обмотки из углеродного волокна, используемая для ремонта и восстановления изначальной функциональной прочности трубопроводов и систем труб, подвергшихся коррозии и эрозии. Конструкция Black Diamond Wrap® обеспечивает запас прочности, который позволяет восстановить трубопровод так, что он может работать при максимально допустимом эксплуатационном давлении (МДЭД), при этом не возникает необходимости его отключать. Система состоит из трех элементов, каждый из которых тщательно и независимо тестировался как на университетском уровне, так и на уровне национальных лабораторий. Первым элементом является твердый эпоксидный грунт, который обеспечивает полную склейку и перераспределение нагрузки между ремонтным материалом и грунтовкой. Второй и самой уникальной особенностью системы Black Diamond® является ее плетеный в двух направлениях материал из углеродного волокна, который обеспечивает укрепление в направлении обода и в осевом направлении, и является самым прочным неметаллическим ремонтным материалом на рынке. Третьей частью скрепляющей силы в данной системе является полимерная эпоксидная смола, которая позволяет достичь равномерной нагрузки на всех участках обмотки. Во время ремонта, требующего модификации поверхностей (например, при глубокой точечной коррозии), можно применить высокомодульный полировочный состав.

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Для применения Black Diamond® требуется техническая оценка, которая позволит собрать такие сведения, как грунтовочный материал и толщина стенок, сокращение толщины стенок и диапазоны эксплуатационных температуры и давления. Программное обеспечение Black Diamond® Wizard© от фирмы Citadel проанализирует эту информацию, что позволит установить количество требуемых витков для ремонта каждого отдельного трубопровода. Система Black Diamond® позволит отремонтировать и сложные геометрические конструкции, такие как ответвления, Т-образные и коленчатые трубы, кожухи клапанов и сужающие переходники (Рисунок 15).



Рисунок 15 – Конструкции отремонтированные системой Black Diamond [16]

Black Diamond® был разработан фирмой Citadel Technologies для того, чтобы обеспечить владельцев и операторов трубопроводов экономичным решением и альтернативой ремонтным хомутам, привариваемым муфтам и замене трубопроводов. В отличие от ремонтных систем, использующих стекловолокно, Black Diamond® предлагает решения, обеспечивающие меньшую толщину. Black Diamond® проявляет минимальную утечку, а его прочность приближается к показателям прочности стали.

Благодаря гибкости конструкции системы и множественным дополнительным наборам инструментов Black Diamond® можно применять почти при любых инсталляционных условиях. Ограниченное пространство и зазор при раскопках только выделяют Black Diamond®, благодаря упрощенной процедуре инсталляции данного продукта. Black Diamond® можно с легкостью устанавливать как на горизонтальных, так и на вертикальных трубах. Влажные условия не повлияют на данную продукцию. При применении Black Diamond® температуры труб могут варьироваться от минус 10°C до 85°C. Для случаев очень сильной коррозии, фирма Citadel создала фирменный наполнитель на

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

основании эпоксида, при его использовании нагрузка распространяется равномерно по всей системе обмотки [16].

#### 4.4 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 (Рисунок 16).



Рисунок 16 – 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 рулонированного 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 17).

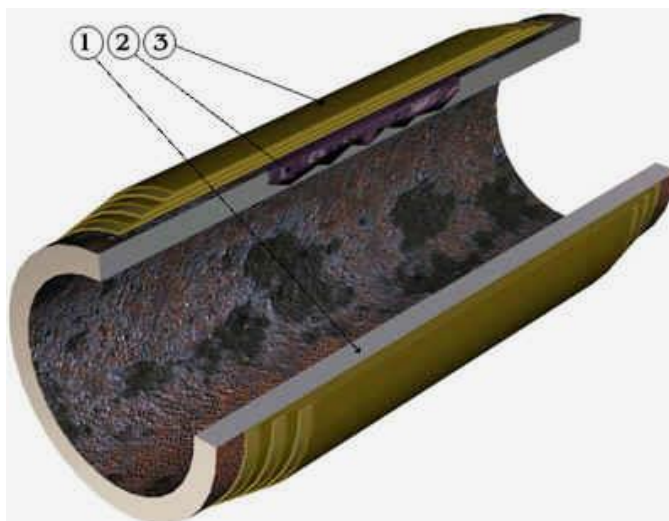


Рисунок 17 – Сформированная ремонтная конструкция: 1 – Тело трубы; 2 – Предварительно проработанный и заполненный ремонтным металлополимерным материалом (пастой) локальный дефект на теле трубы; 3 – Сформированная ремонтная конструкция из n-ого количества витков стеклополимерной композитной ленты ГАРС и клея [17]

#### 4.5 Ремонтная стеклопластиковая муфта РСМ

В конце 1990-х ЗАО «Новые Технологии» предложило конструкцию обжимной стеклопластиковой муфты РСМ. 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 18) [18].

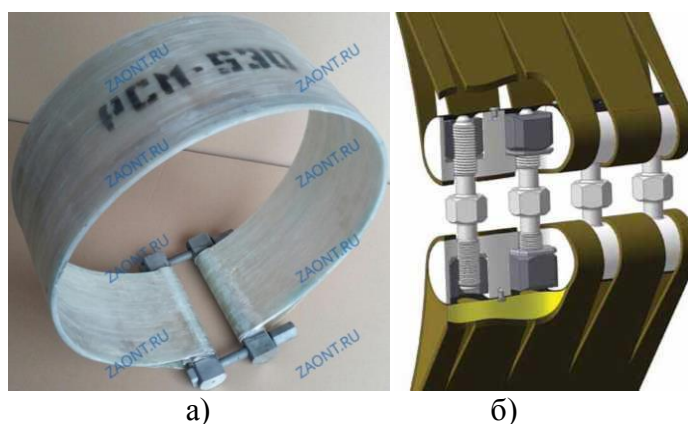


Рисунок 18 – Муфта РСМ: Одноразъемная муфта РСМ; Резьбовое соединение муфты РСМ [18]

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 19).

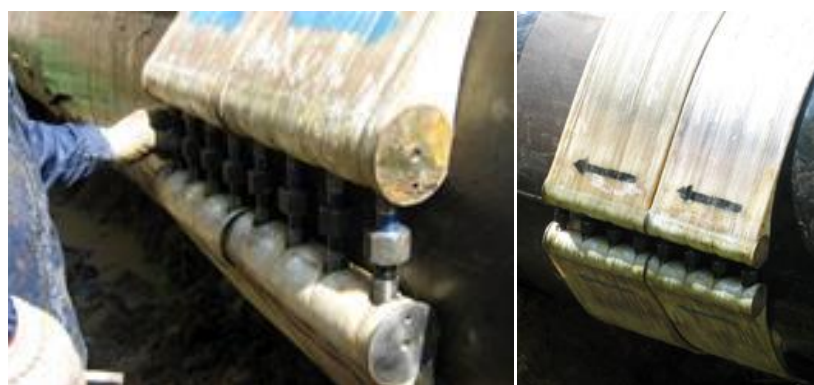



Рисунок 19 – Установка нескольких муфт на трубопроводе [51]



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

В таблице 7 описано содержание работ при монтаже муфты РСМ [20].

Таблица 7 – Содержание работ при монтаже муфты РСМ

Содержание операции	Изображения
<p>До начала проведения ремонтных работ с использованием полимерных материалов выполняются следующие технологические операции:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Вскрытие трубопроводов;</li> <li>- Снятие изоляционного покрытия;</li> <li>- Визуальный осмотр дефектных зон трубы с измерением ее толщины стенки и глубины наиболее крупных каверн;</li> <li>- Ремонтный участок трубопровода перед началом работ по монтажу муфты должен быть очищен от изоляции, грязи, продуктов коррозии;</li> <li>- Непосредственно перед установкой муфты произвести зачистку поверхности трубы в районе дефекта до полного удаления продуктов коррозии. Остальную поверхность под муфтой очистить до степени 4 по ГОСТ 9.402-2004. Зачистку трубы на ремонтируемом участке рекомендуется проводить пескоструйным аппаратом, допускается механическая очистка металлической щеткой с помощью шлифмашинки или вручную, с применением химических реагентов;</li> <li>- Зачистку поверхности трубы вести с учетом того, что дефект должен располагаться в центре муфты. Ширина обрабатываемой зоны должна быть равна ширине муфты плюс 50 мм на каждую сторону.</li> </ul>	 
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Произвести распаковку муфты;</li> <li>- Разложить комплектующие и полукольца муфт на полиэтилене или другой чистой сухой поверхности;</li> <li>- Ввернуть в каждую полумуфту по 4 стяжки с левой резьбой на 1-2 витка (полумуфты и стяжки маркированы черной эмалью).</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- В соответствии с Руководством по приготовлению и использованию компаунда приготовить состав;</li> <li>- Обезжирить поверхность трубы ацетоном;</li> <li>- Дефектное место подлежит предварительному грунтованию компаундом посредством тщательного втирания;</li> <li>- На подготовленную поверхность трубы с помощью жесткой кисти нанести слой компаунда толщиной не более 2 мм;</li> <li>- Монтаж муфты начать после нанесения на поверхности трубы слоя компаунда, следя за тем, чтобы состав равномерно покрыл все дефекты поверхности и около дефектную зону не менее 100 мм вокруг дефекта.</li> </ul>	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Продолжение таблицы 7

Содержание операции	Изображения
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Установить верхнюю полумуфту на трубу без зазоров в районе стеклопластикового полотна;</li> <li>- Установить лебедку на верхнюю полумуфту, обнести грузовой крюк, с прикрепленным к нему канатом, вокруг трубы и закрепить конец каната на неподвижном крюке лебедки;</li> <li>- Завести нижнюю полумуфту между канатом и трубой;</li> <li>- При помощи лебедки и каната стянуть полумуфты на трубе, затем концы стяжек с правой резьбой завести в отверстия осей до упора в гайки (полумуфты и стяжки маркированы, синей эмалью);</li> <li>- Ввернуть стяжки в гайки на 3-4 оборота вручную, вращая их по очереди в направлении стрелок, нанесенных на концах полумуфт в районе осей. В случае необходимости производить легкие перемещения (покачивания) нижней полумуфты, используя эластичные свойства капронового каната;</li> <li>- Демонтировать лебедку с капроновым канатом</li> <li>- Вращая стяжки рожковым ключом стянуть полумуфты до устранения зазоров между трубой и стеклопластиковым полотном.</li> <li>- Вращая гайку динамометрическим ключом, затянуть муфту с усилием, указанным в паспорте на изделие.</li> <li>- В процессе полимеризации компаунда производится дозатяжка болтов в течение 2-3 часов с удалением выдавливаемой массы компаунда</li> </ul>	
<p>После установки оголенные участки трубопровода, края муфты и стяжки изолируются от воздействия окружающей среды битумной мастикой толщиной не менее 2 мм. Битумная мастика должна перекрывать изоляцию трубопровода и края муфты не менее чем на 100 мм</p>	

#### 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 20).



Рисунок 20 – Муфта КОНУС [21]

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 21).

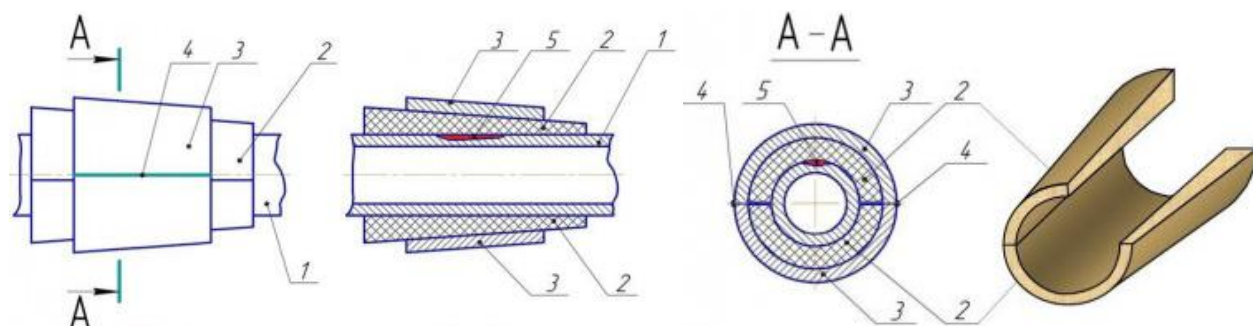


Рисунок 21 – Конструкция муфты КОНУС: 1 – трубопровод; 2 – композиционная муфта; 3 – стальная обечайка; 4 – сварной шов; 5 – несквозной дефект [21]

В таблице 8 представлены технические характеристики муфты КОНУС.

Таблица 8 – 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

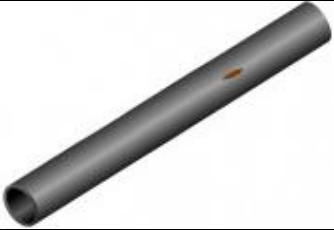

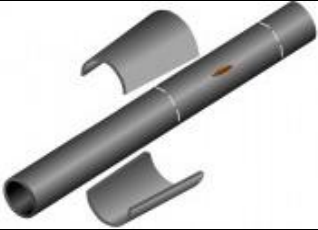

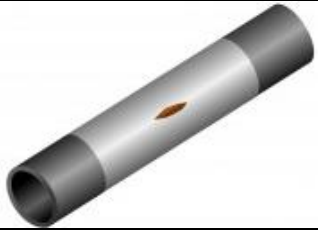
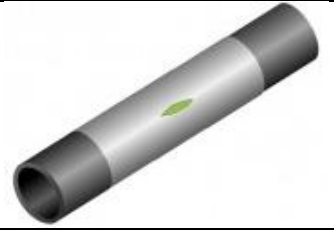

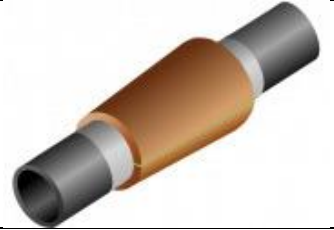

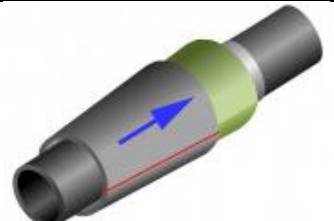
Технические характеристики сборочных единиц отражены в таблице 9.

Таблица 9 – Сборочные единицы

Сборочная единица	Материал	Характеристики	Значение
Обечайка	Сталь	Предел текучести при растяжении	355 МПа
		Максимальное эксплуатационное давление ТП	10 МПа
Композиционная муфта	Стеклопластик	Прочность на сжатие	$\geq 120$ МПа
		Плотность	$1600 \div 1800$ кг/м <sup>3</sup>
		Водопоглощение за 24 часа	не более 0,2%
		Максимальное эксплуатационное давление ТП	10 МПа
Выравнивающий и клеевой состав	Двухкомпонентная композитная паста	Прочность при сжатии в отверждённом состоянии	$\geq 100$ МПа
		Адгезионная прочность к стальной поверхности	$\geq 20$ МПа
		Время гелеобразования при 20°С	$45 \pm 15$ мин

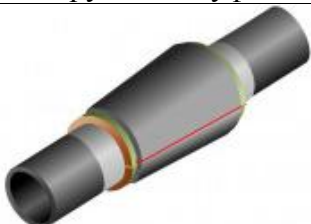

Порядок монтажа муфты КОНУС представлен в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Монтаж муфты КОНУС

<p><b>ШАГ 1</b> Оконтуривание дефекта трубопровода</p>	<p><b>ШАГ 2</b> Разметка дефектного участка трубопровода под установку муфты КОНУС</p>
	
<p><b>ШАГ 3</b> Подготовка двух половин стальной обечайки к сварке и обезжиривание их внутренних поверхностей</p>	<p><b>ШАГ 4</b> Электродуговая сварка стальной обечайки и последующий НК сварных швов</p>
	
<p><b>ШАГ 5</b> Очистка и обезжиривание поверхности дефектного участка трубопровода</p>	<p><b>ШАГ 6</b> Заполнение дефекта полимерной мастикой заподлицо с поверхностью трубопровода</p>
	
<p><b>ШАГ 7</b> Подгонка половин композитной муфты, обезжиривание, промазывание клеящей мастикой их внутренних поверхностей и примыкающих кромок</p>	<p><b>ШАГ 8</b> Монтаж композитной муфты на дефектный участок трубопровода</p>
	
<p><b>ШАГ 9</b> Нанесение клеящей мастики на наружную поверхность композитной муфты</p>	<p><b>ШАГ 10</b> Надвигание стальной обечайки на композитную муфту</p>
	

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

Продолжение таблицы 10

<b>ШАГ 11</b>	<b>ШАГ 12</b>
Натягивание стальной обечайки на композитную муфту при помощи затягивающего устройства до положения, заданного конструкцией муфты	Изоляция отремонтированного участка трубопровода
	

В таблице 11 сравниваются характеристики муфты КОНУС и П1 [21].

Таблица 11 – Сравнение муфт КОНУС и П1

<b>Характеристики ремонтной конструкции, показатели качества произведённого ремонта и условий его проведения</b>	<b>П1</b>	<b>КОНУС</b>
Избыточное рабочее давление в магистральном трубопроводе, подлежащем ремонту, МПа	7,00	10,00
Максимальное испытательное давление, МПа	8,05	12,50
Регулировка кольцевого зазора между стенкой трубопровода и металлической обечайкой композитной муфты	Требуется	Не требуется
Герметизация краёв кольцевого зазора между стенкой трубопровода и металлической обечайкой композитной муфты	Требуется	Не требуется
Полимерный слой, передающий нагрузку со стенки дефектного участка трубопровода на металлическую обечайку композитной муфты, формируется	В полевых условиях	В заводских условиях
Необходимость применения технических средств для формирования в полевых условиях полимерного слоя, передающего нагрузку со стенки дефектного участка трубопровода на металлическую обечайку композитной муфты	Да	Нет
Продолжительность набора полимерами, используемыми в ремонтной конструкции в полевых условиях, прочности, достаточной для запуска трубопровода после ремонта, часов	8 ÷ 9	≤2
Температура воздуха и трубопровода в процессе установки ремонтной конструкции и набора полимерами прочности, достаточной для запуска трубопровода после ремонта, °С	+23±2	от -10 до +60
Контроль качества полимерного слоя, передающего нагрузку со стенки трубопровода на металлическую обечайку	Косвенный, без НК	Прямой, в т.ч. НК

#### 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 22).



Рисунок 22 – Муфта АНТИСВИЦ [22]

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 23).

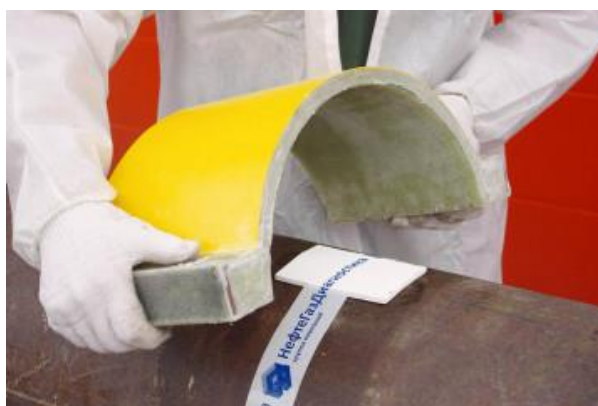


Рисунок 23 – Установка муфты на трубопровод [22]

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 24.

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

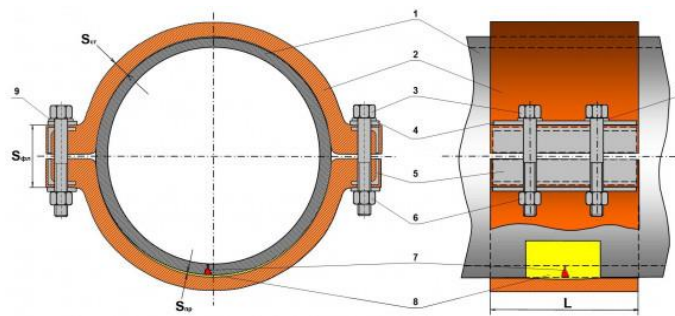


Рисунок 24 – Муфта АНТИСВИЦ: 1 – трубопровод; 2 – композиционная фланцевая полумуфта; 3 – стяжной болт; 4 – стальная усиливающая пластина; 5 – стальной закладной уголок; 6 – шестигранная гайка; 7 – сквозной дефект (свищ); 8 – герметизирующая прокладка; 9 – шайба стопорная [22]

#### 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 (Рисунок 25).



Рисунок 25 – Муфта КОНУС ПЛЮС [23]

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.

Порядок установки муфты изображен на рисунке 26.



Рисунок 26 – Порядок установки муфты на трубопровод [23]

В таблице 12 представлены технические характеристики муфты КОНУС ПЛЮС.

Таблица 12 – технические характеристики муфты КОНУС ПЛЮС

Рабочее давление, $P_{\text{раб}}$	$\leq 6,5$ 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

Технические характеристики сборочных единиц отображены в таблице 13.

Таблица 13 – Сборочные единицы


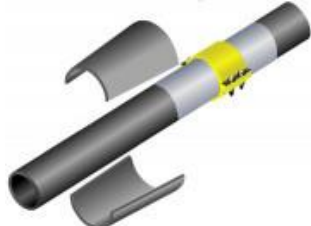

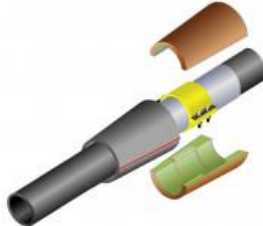


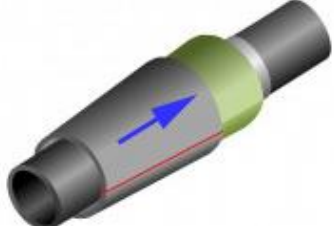
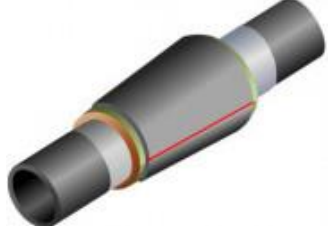

Сборочная единица	Материал	Характеристика	Значение
Обечайка	сталь	Предел текучести при растяжении	355 МПа
		Максимальное эксплуатационное давление ТП	10 МПа
Композиционная муфта	стеклопластик	Прочность на сжатие	$\geq 120$ МПа
		Плотность	$1600 \div 1800$ кг/м <sup>3</sup>
		Водопоглощение за 24 часа	не более 0,2%
		Максимальное эксплуатационное давление ТП	10 МПа
Выравнивающий и клеевой состав	двухкомпонентная композитная паста	Прочность при сжатии в отверждённом состоянии	$\geq 100$ МПа
		Адгезионная прочность к стальной поверхности	$\geq 20$ МПа
		Время гелеобразования при 20°C	45 ± 15 мин
Муфта АНТИСВИЦ	стеклопластик+сталь	Максимальное эксплуатационное давление ТП	6,5 МПа

Порядок монтажа муфты КОНУС ПЛЮС представлен в виде таблицы 14 [23].

Таблица 14 – Монтаж муфты КОНУС ПЛЮС

ШАГ 1	ШАГ 2
Обнаружение сквозного дефекта трубопровода.	Остановка истечения продукта перекачки. Очистка трубопровода от изоляции в районе предстоящего монтажа муфты Антисвиц.
	
Подготовка комплекта Антисвиц к монтажу на трубопровод.	Монтаж муфты Антисвиц на трубопровод. Тарированная затяжка болтовых соединений. Возобновление перекачки. Разметка границ композитной муфты.
	

Продолжение таблицы 14

<p><b>ШАГ 5</b> Подготовка поверхности трубопровода к монтажу.</p>	<p><b>ШАГ 6</b> Обезжиривание внутренних поверхностей частей.</p>
	
<p><b>ШАГ 7</b> Электродуговая сварка стальной обечайки и последующий НК сварных швов.</p>	<p><b>ШАГ 8</b> Заполнение композитом пазух между фланцами Антисвища. Нанесение клея на внутреннюю поверхность.</p>
	
<p><b>ШАГ 9</b> Монтаж композитной муфты поверх Антисвища.</p>	<p><b>ШАГ 10</b> Нанесение клеящей мастики на композитную муфту.</p>
	
<p><b>ШАГ 11</b> Надвигание стальной обечайки на композитную муфту.</p>	<p><b>ШАГ 12</b> Натягивание стальной обечайки при помощи затягивающего устройства.</p>
	
<p><b>ШАГ 13</b> Изоляция отремонтированного участка с нахлестом на старую изоляцию.</p>	
	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

#### 4.9 Муфта УКМТ

Муфта УКМТ изображена на рисунке 27.



Рисунок 27 – Муфта УКМТ [26]

УКМТ – усиливающая композиционная муфта, созданная в ПСО «Нефтегаздиагностика». Она представляет собой стягивающий элемент, состоящий из двух полумуфт, шарнирно соединенных с одной стороны при помощи композитных колец, а с другой стороны стягиваемых болтами. Принцип работы муфты – компенсация внутреннего давления трубопровода за счет большой величины момента затяжки соединений (болтов), который создает значительное контактное давление снаружи.

Электро-коррозионные обследования и внутритрубная диагностика трубопровода показали наличие дефекта, как следствие – необходимость ремонта. Планируя ремонтные мероприятия, владелец хочет получить оптимальное сочетание потребительских свойств: стоимости ремонта и времени. Складывается оно из многих факторов: надежности, простоты, возможности ремонта самых разных – вплоть до сквозных – типов дефектов.

Если трубопровод проходит по болотистой местности, важна возможность ремонта в условиях небольшого околотрубного пространства, высокой влажности и низких/высоких температур. Особое значение имеет скорость, поскольку на заболоченных участках околотрубное пространство постоянно подтапливается.

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ремонт морских подводных трубопроводов предъявляет требования еще более жесткие, поскольку нахождение водолаза на глубине 30 метров, без последующих декомпрессионных остановок во время всплытия на поверхность, ограничено 20 минутами [24].

Применение муфты УКМТ позволяет осуществлять ремонт внутренних и наружных дефектов трубопроводов механического и коррозионного происхождения, в том числе в случаях когда потеря металла составляет до 100 % номинальной толщины стенки. Для проведения ремонта не требуются огневые работы.

Метод позволяет с гарантированным качеством осуществить ремонт не только без остановки перекачки транспортируемого сырья, но и без сброса давления, в отличие от других технологий, когда муфты устанавливаются без создания предварительного напряжения. Модуль упругости муфты УКМТ после затяжки приближается к модулю упругости стали. Поэтому, в случае изменения давления в магистрали, муфта меняет свой диаметр, «дышит» вместе с трубой.

Технологические отверстия и пазухи после проведения ремонта заполняются специальным материалом, он входит в комплект поставки. В результате муфта становится монолитной конструкцией из стеклопластика, которая армирована деталями из нержавеющей стали.

Еще одним серьезным преимуществом технологии является то, что она применима для очень широкого спектра – от 89 до 1420 мм – типоразмеров ремонтируемых труб. При этом она гарантирует полное перекрытие ремонтируемого участка, простоту монтажа, малый объем земляных работ и, как следствие, высокую скорость проведения ремонта. А скорость напрямую влияет на снижение стоимости ремонта.

Для стягивания муфты используются серийно выпускаемые болты. С целью предотвращения раскручивания муфты при длительных вибрационных нагрузках болты затягиваются через шайбу типа гровер.

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Использование УКМТ, таким образом, позволяет осуществлять недорогой, достаточно простой, при этом оперативный и надежный ремонт промысловых и магистральных трубопроводов.

К примеру, чтобы отремонтировать трубу сравнительно небольшого диаметра, для установки муфты достаточно вручную, без привлечения тяжелой техники, выкопать небольшой шурф. Продолжительность ремонта дефектного участка – 15-20 минут, что безусловно является плюсом, потому что если во время ремонта нужно еще и откачивать грунтовые воды, время проведения ремонта и размер шурфа выходят на первый план. Все составные части УКМТ легко поднимаются двумя монтажниками, даже если ремонтируется труба диаметром 1420 мм.

Если речь идет о морском трубопроводе, технология позволяет произвести монтаж на глубине 30 метров за одно погружение при условии, что труба предварительно очищена. При этом свободного околотрубного пространства, особенно под трубой, требуется немного. Применяемый клей полимеризуется при влажности до 100 % и температуре стенки трубы до минус 7 °С.

УКМТ позволяет осуществить капитальный ремонт трубопровода:

- Без раскочки трубопровода;
- Без остановки перекачки продукта;
- Без сброса давления;
- При минимальном количестве земляных работ;
- Без огневых работ;
- С высокой технологичностью применяемых материалов и изделий;
- С высокой скоростью ремонтных работ;
- Без привлечения высококвалифицированных специалистов.

Благодаря перечисленному выше ремонт с помощью УКМТ с точки зрения организационно-технических мероприятий значительно проще, а значит и дешевле, чем ремонт с использованием других технологий, тем более ремонт путем замены катушки [25].

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Отремонтированный с помощью УКМТ участок трубопровода может эксплуатироваться без обслуживания и ремонта не менее 50 лет.

Муфты с успехом применяются многими нефтегазодобывающими предприятиями: Роснефть, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, «Газпром нефть», ОАО «РИТЭК», «Сибур Холдинг», ЗАО «Ачимгаз» и другими российскими и зарубежными компаниями.

Одним из крупнейших заказчиков УКМТ является Казахстан. Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан в 2008 году был утвержден отраслевой стандарт по применению УКМТ.

Огромный интерес к УКМТ проявляют компании из Юго-Восточной Азии, в связи с чем открыто представительство ПСО «Нефтегаздиагностика» в Джакарте (Индонезия). В процессе заключения находятся несколько договоров с крупнейшими индонезийскими компаниями.

Прочностные характеристики УКМТ отображены в таблице 15.

Таблица 15 – Прочностные характеристики УКМТ

Прочность при разрыве, МПа, не менее	800
Изгибающее напряжение при разрушении, МПа, не менее	200
Модуль упругости в окружном направлении, МПа, не менее	$3.0 \times 10^4$
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1600 – 1800
Водопоглощение за 24 часа, %, не более	0.2

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;
- Высокая оперативность проведения работ.

Порядок установки УКМТ представлен в таблице 16 [26].

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 16 – Порядок установки УКМТ

**Очистка и обезжиривание поверхности**



**Подготовка вкладыша**

Для предотвращения негативного механического воздействия на сварные стыки в состав УКМТ входит разъемный вкладыш, толщиной незначительно превышающей разрешенную нормативно-технической документацией высоту усиления сварного шва.

Включение вкладыша в конструкцию муфты позволяет устанавливать УКМТ на продольно- и спиральношовные трубы, применять их для ремонта дефектов, находящихся вблизи вертикального сварного стыка, а также дефекты сварных стыков без выравнивания их с поверхностью трубы.



**Нанесение клея, монтаж вкладыша**

Длина вкладыша несколько больше длины силового корпуса, что позволяет ремонтировать протяженные прямолинейные участки трубопровода без разрыва, устанавливая муфты встык друг за другом.

При помощи специальной оснастки с помощью УКМТ можно также ремонтировать дефекты сварных стыков типа «несоосность».

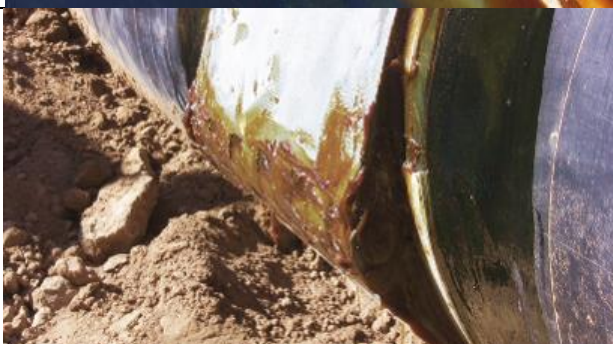




**Установка муфты**



**Герметизация**



**Восстановление изоляции**



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

#### 4.10 Тороцилиндрическая муфта

Новая усовершенствованная конструкция тороцилиндрической муфты представлена на рисунке 28, 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 28,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.

#### 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 нескованных 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.

					<b>ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

## 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 22.

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гвоздырев</i>			<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>				67	110	
<i>Консульт.</i>		<i>Шарф И.В.</i>			<b>ТПУ ИГР гр. 2БМ5Б</b>			
<i>И.о. Зав.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Таблица 22 – 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 нефтепровода	2,5	2,5
Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляции	2	2
Установка ремонтной конструкции	0,5	1
Сварка полумуфт	1	2
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

По результатам таблицы видно, что ремонт магистрального нефтепровода муфтой П2 занимает значительно меньше времени и составляет 10,17 ч.

#### 6.2 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2 представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального нефтепровода муфтами П1 и П2

Наименование материалов	Ед. изм.	Стоимость, руб.
Шлифовальный круг Луга-Абразив 1	шт.	9016
Круг отрезной Bosch Expert For Metal	шт.	752
Муфта сварная композитная П1	шт.	97402
Муфта обжимная сварная П2	шт.	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

### 6.2.1 Расчет расхода сварочных материалов

При использовании ручной дуговой сварки расход электродов определяется по формуле:

$$L_э = K_p \cdot G_H, \quad (13)$$

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

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

$$G_H = V \cdot \gamma, \quad (14)$$

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

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

Объем наплавленного металла определяется по формуле:

$$V = F_H \cdot L, \quad (15)$$

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

$L$  – длина сварных швов, см.

Площадь наплавленного металла определяется по формуле:

$$F_H = \frac{1}{2} \cdot a \cdot b = \frac{1}{2} \cdot 14 \cdot 11,6 = 81,2 \text{ мм}^2 = 0,81 \text{ см}^2, \quad (16)$$

где  $a$  – толщина стенки, мм;

$b$  – зазор между полумуфтами, мм.

Следовательно объем наплавленного металла для муфты П1:

$$V = 0,81 \cdot 400 = 324 \text{ см}^3. \quad (17)$$

Таким образом:

$$L_э = 1,7 \cdot 324 \cdot 7,8 = 4296,24 \text{ (г)} = 4,3 \text{ кг}. \quad (18)$$

Объем наплавленного металла для муфты П2:

$$V = 0,81 \cdot (2 \cdot 155 + 4 \cdot 20,5 + 4 \cdot 320,3) = 1355,3 \text{ см}^3. \quad (19)$$

Таким образом:

$$L_э = 1,7 \cdot 1355,3 \cdot 7,8 = 17971,3 \text{ (г)} = 17,9 \text{ кг}. \quad (20)$$

### 6.2.2 Расчет композитного материала и герметизирующей мастики

Объем композита при композитно-муфтовой технологии рассчитывается

					<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСООБЕРЕЖЕНИЕ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

по формуле:

$$V_k = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot L) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot L) == ((3,14 \cdot 0,517^2) \cdot 2) - ((3,14 \cdot 0,510^2) \cdot 2) \\ = 0,045 \text{ м}^3, \quad (21)$$

где  $R_1$  – внутренний радиус муфты, м;

$R_2$  – внешний радиус трубопровода, м;

$L$  – длина муфты, м.

Объем герметика (герметизирующей мастики) при композитно-муфтовой технологии рассчитывается по формуле:

$$V_r = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot 0,03) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot 0,03) = ((3,14 \cdot 0,517^2) \cdot 0,03) - \\ - ((3,14 \cdot 0,510^2) \cdot 0,03) = 0,00067 \text{ м}^3, \quad (22)$$

где  $R_1$  – внутренний радиус муфты, м;

$R_2$  – внешний радиус трубопровода, м.

### 6.2.3 Расчет требуемого количества праймера

Объем требуемого количества праймера рассчитывается по следующей формуле:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot R_m \cdot L_m \cdot Q + 2 \cdot \pi \cdot R_t \cdot L_t \cdot Q = \\ = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,531 \cdot 2 \cdot 0,1 + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,510 \cdot 0,7 \cdot 0,1 = 0,89 \text{ кг}, \quad (23)$$

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>.

### 6.2.4 Расчет изоляционной и оберточной лент

Для противокоррозионной защиты отремонтированного участка трубопровода должна применяться усиленная изоляция.

Строение и толщина слоев изоляционного нанесения представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Строение изоляционного нанесения нефтепроводов

					<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСООБЕРЕЖЕНИЕ</b>	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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-ЛП-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:

$$L_{\text{из}} = 2 \cdot \pi \cdot R_{\text{м}} \cdot \left(\frac{l_{\text{м}}}{h}\right) + 2 \cdot \pi \cdot R_{\text{т}} \cdot \left(\frac{l_{\text{т}}}{h}\right) =$$

$$= 2 \cdot 3,14 \cdot 0,531 \cdot \left(\frac{2}{0,25}\right) + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,510 \cdot \left(\frac{0,7}{0,25}\right) = 35,6 \text{ м, (24)}$$

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

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

$h$  – ширина изоляции.

Длина оберточной ленты с учетом нахлеста:

$$L_{\text{об}} = 2 \cdot \pi \cdot R_{\text{м}} \cdot \left(\frac{l_{\text{м}}}{h}\right) + 2 \cdot \pi \cdot R_{\text{т}} \cdot \left(\frac{l_{\text{т}}}{h}\right) =$$

$$= 2 \cdot 3,14 \cdot 0,534 \cdot \left(\frac{2}{0,25}\right) + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,513 \cdot \left(\frac{0,8}{0,25}\right) = 37,1 \text{ м, (25)}$$

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 25.

Таблица 25 – 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
Оберточная лента	Полилен 40-ЛИ-63	М	37,1	37,1	72,8	2700,9	2700,9
Всего за материалы						128907,1	117616
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.

### 6.3 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 26.

Таблица 26 – 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
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.

#### 6.4 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 27.

Таблица 27 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П1

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Норма амортиз. в год, %	Норма амортиз. в час, руб	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 ВБЮН-1020	89000	33,3	29637	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	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
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 28.

Таблица 28 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте муфтой П2

					<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСООБЕРЕЖЕНИЕ</b>	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Норма амортиз. в год, %	Норма амортиз. в час, руб	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	29637	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
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:							2168,0

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.

#### 6.5 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 29.

Таблица 29 – 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		15	15				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.

#### 6.6 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 30, 31.

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 30 – 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	231,0	9,5	324,5
Крановщик	1	220,5	6,4	11,2	48,5	2,0	68,1
Электросварщик	2	777	22,5	39,6	170,9	7,0	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	52,0	1785,9
Водитель	3	9610,7	278,7	490,1	2114,4	86,5	2969,7
Общая сумма, руб.							7666,6

Таблица 31 – 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
Машинист бульдозера	1	525	15,2	26,8	115,5	4,7	162,2
Машинист экскаватора	1	1050	30,5	53,6	231,0	9,5	324,5
Крановщик	1	441	12,8	22,5	97,0	4,0	136,3
Электросварщик	2	1554	45,1	79,3	341,9	14,0	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	52,0	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.

#### 6.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 32).

Таблица 32 – 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

Затраты ремонт магистрального нефтепровода муфтой П2 составляют 190420,4 руб, что на 11932,7 руб. меньше, чем при ремонте с использованием муфты П1.

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.

## 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.

К основным вредным факторам, возникающим при проведении ремонта линейной части магистральных нефтепроводов относятся: пониженная или повышенная температура воздуха, повышенный уровень шума при работе оборудования и техники, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещенность.

К опасным факторам относятся работы по спуску и подъему материалов и оборудования в траншее, наличие оборудования работающего под высоким напряжением, различные вращающиеся части техники и оборудования, обвал грунта в рабочем котловане.

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары газа, нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для откачки нефти, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники.

При проведении работ могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, падение автокрана в котлован [31].

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Гвоздырев</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>				79	110
<i>Консульт.</i>		<i>Маланова Н.В.</i>			<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>		
<i>И.о. Зав.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					

## 7.1 Производственная безопасность

### 7.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

#### *Метеоусловия*

К метеоусловиям относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, атмосферное давление, интенсивность радиационного излучения солнца. Так как работы по ремонту магистральных нефтепроводов выполняются на открытой местности, то на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха от минус 30 °С до плюс 40 °С, в зависимости от времени года и географического расположения нефтепровода.

#### *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 [32].

#### *Недостаточная освещённость рабочей зоны*

Работы по ремонту магистрального нефтепровода проводятся непосредственно в трассовых условиях и при аварийных ситуациях ремонт ведется в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



### *Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне*

При проведении ремонтных работ воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами. Перед началом работ на месте проверяется уровень загазованности воздушной среды.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества делятся на четыре класса опасности:

1 класс – вещества чрезвычайно опасные (ртуть, свинец, тетраэтилсвинец и др.);

2 класс – вещества высокоопасные (бензол, марганец, медь, сероводород и др.);

3 класс – вещества умеренно опасные (толуол, метанол, уксусная кислота и др.);

4 класс – вещества малоопасные (нефть, бензин, ацетон, этиловый спирт и др.) [33].

Все углеводороды оказывают влияние на сердечно-сосудистую систему и показатели крови (снижение содержания эритроцитов и гемоглобина), также возможно нарушение деятельности эндокринных желез и поражение печени.

### *Опасность падения с высоты*

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила [34]. При ремонте магистрального нефтепровода раскапывается траншея вдоль нефтепровода в зоне дефекта. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

### *Опасные факторы электрической природы*

Источники электрического тока, которые создают опасность поражения током: электрический привод насосного оборудования электрооборудование очистных установок, генераторы, сварочные аппараты.

Электрический ток может оказывать термический, электролитический и биологический вид воздействий на организм человека.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

При термическом действии тока на теле появляются ожоги разных форм, происходит нарушение функциональности внутренних органов и перегревание кровеносных сосудов.

При электролитическом действии происходит расщепление крови и другой органической жидкости в тканях организма, что в свою очередь вызывает существенные изменения ее физико-химического состава.

При биологическом действии нарушается нормальная работа мышечной системы. Появляются непроизвольные судорожные сокращения мышц, данное влияние опасно для органов дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, оно может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к полному прекращению их функциональности.

#### *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.

#### *Опасные факторы при грузоподъемных работах*

Процессами повышенной опасности при ремонте нефтепроводов являются: погрузка; разгрузка ремонтных конструкций и необходимого для проведения ремонта оборудования подъемными средствами; транспортировка их к месту проведения ремонта грузовыми автомобилями.

7.1.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

#### *Метеоусловия*

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

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 [35].

#### *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 [36].

#### *Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне*

Перед началом работ на месте необходимо проверить уровень загазованности воздушной среды. При проведении ремонтных работ магистрального нефтепровода контроль газовой среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы). Противогазы нужны для защиты от вредных паров и газов, а респираторы – для защиты легких человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

#### *Опасность падения с высоты*

Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками.

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы нескользкими опорами.

Не допускается разработка ремонтного котлована без откосов. Откосы разрабатываются в зависимости от типа грунта и глубины траншеи.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

#### *Опасные факторы электрической природы*

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

Работа с электроинструментом запрещается при:

- появлении дыма;
- повреждении кабеля;
- плохо работающем выключателе;
- повышении вибрации, стука, шума;
- появлении трещины в защитном экране, корпусе.

К основным способам и средствам электрозащиты относятся:

- изоляция частей проводящих ток;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- установка оградительных устройств;
- применение не больших напряжений;
- использование предупреждающих плакатов и знаков безопасности;

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

- средства индивидуальной электрoзащиты;
- защитное заземление;
- защитное отключение.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТР 12.1.019-2009 [37].

*Опасные факторы при сварочных работах*

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие удостоверения. Огневые, газоопасные и 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 коврикe. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [38].

*Опасные факторы при грузоподъемных работах*

Грузоподъемные работы выполняют под руководством мастеров, имеющих аттестат, и ответственных за безопасное перемещение грузов грузоподъемными машинами.

Для обеспечения безопасных условий при выполнении различных видов строительного-монтажных работ и исключения травматизма персонала, рабочие и инженерно-технический персонал должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: касками, перчатками, ботинками с металлическим носком, а также они обязаны хорошо знать и строго соблюдать правила техники безопасности при проведении работ [39].

## 7.2 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.

### 7.2.1 Анализ влияния на окружающую среду

#### *Воздействие на атмосферу*

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара.

В таблице 33 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны [40].

Таблица 33 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть	300	4
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3
Этиловый спирт	1000	4
Ацетон	200	4
Керосин	300	4
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2
Ртуть	0,01	1
Серная кислота	1	2
Тetraэтилсвинец	0,005	1
Толуол	50	3
Окись углерода	20	4
Дихлорэтан	10	2
Сероводород	10	2

*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 34 представлены ПДК некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [41].

Таблица 34 – 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 35 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 [42].

Таблица 35 – 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

Продолжение таблицы 35

Наименование вещества	ПДК, мг/л	Класс опасности
Метанол	3	2
Ацетон	2,2	3
Метилмеркаптан	0,0002	4
Ртуть	0,0005	1
Тetraэтилсвинец	–	1

7.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

*Воздействие на атмосферу*

С целью снижения количества испарений нефти с поверхности временного амбара его поверхность покрывают специальными химическими составами, которые значительно сокращают вредные выбросы в атмосферу.

*Воздействие на литосферу*

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

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88



### *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.

## 7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

### 7.3.1 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.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

### 7.3.2 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:

- для исключения повреждений нефтепровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [43];
- 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 [44].

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

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.

#### 7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

##### 7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

Организация и проведение ремонтных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Запрещается проводить ремонтные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью,

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия [45].

Организационно-технические мероприятия на проведение ремонтных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

#### 7.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами.

Длину котлована определяют по расчету:

$$L = l + (2 - 3), м \quad (26)$$

где –  $l$  длина ремонтируемого участка нефтепровода, но не меньше диаметра нефтепровода [46].

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей нефтепровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра.

Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

## 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 малоциклового нагружения при которых происходит развитие скрытых дефектов, приводящих к потере трубой герметичности, эксплуатация в очень суровых климатических зонах, в заболоченных местностях, брак строительного-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 с запасом прочности 82,38%.

Предложен новый метод ремонта магистрального нефтепровода с применением стекловолокна E-Glass, предел прочности которых выше предела прочности стали в 2 раза и запас прочности которой составляет 69,12%.

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.

					<i>Исследование эффективности применения современных ремонтных конструкций в системе магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гвоздырев			<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Креж В.Г.					93	110
Консульт.						<b>ТПУ ИГР ар. 2БМ5Б</b>		
И.о. Зав.		Бурков П.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. Защита трубопроводов от коррозии / Ф.А. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. Учеб. Пособие – СПб.: Недр, 2007. – Т.2. – 656 с.
10. 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.

11. Коршак А.А., Коробков Г.Е., Душин В.А., Набиев Р.Р. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.
12. 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.
13. Продукция [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://mufta-rem.ru/pages/produkt.php>. Дата обращения: 15.03.2017.
14. Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety/Oil & Gas Journal. Feb.5.2010. p.58-60.
15. 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: 19.03.2017.
16. BlackDiamond [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cittech.com/portfolio/blackdiamond/>. Дата обращения: 19.03.2017.
17. 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: 19.03.2017.
18. Муфта РСМ [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://studopedia.ru/6\\_93712\\_mufta-rsm.html](http://studopedia.ru/6_93712_mufta-rsm.html). Дата обращения: 19.03.2017.
19. 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.
20. Композиционные муфты (РСМ) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://zaont.ru/category/122>. Дата обращения: 23.03.2017.
21. Конус [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://psongd.com/mufty-ukmt/article\\_post/mufta-ukm](http://psongd.com/mufty-ukmt/article_post/mufta-ukm). Дата обращения: 23.03.2017.
22. Антисвищ [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://psongd.com/products/article\\_post/skm-antisvishch](http://psongd.com/products/article_post/skm-antisvishch). Дата обращения: 23.03.2017.

23. 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: 23.03.2017.
24. УКМТ – новое слово в ремонте трубопровода/Сфера нефтегаз. с.182-184.
25. 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: 27.03.2017.
26. Муфты УКМТ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://xn--b1afmfhmcalkfhg.xn--p1ai/ukmt>. Дата обращения: 27.03.2017.
27. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция. СП 36.13330.2012.
28. 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.
29. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР".
30. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.
31. 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.: Стандартинформ, 2016. – 10 с.
32. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.



33. 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.

34. Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года).

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах, 2008.

39. ПБ 10-382-00. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. – М.: Госгортехнадзор России, 2001.

40. 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.

41. 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.

42. 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.

43. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов. – Взамен РД 39-30-297-79; Введ. 1992.01.10. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992. – 199 с.

44. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Ростехнадзор России, 2003.

45. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997.

46. 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.

47. Дефекты [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://doidpo.rusoil.net/storage/diagnostics%20equipment/teor/t1-2.htm>. Дата обращения: 3.04.2017.

48. 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.

49. Муфты ГАРС [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.asiasupply.kz/product.php?id=10>. Дата обращения: 7.04.2017.

50. Муфты РСМ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.asiasupply.kz/product.php?id=8>. Дата обращения: 7.04.2017.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
(обязательное)

Раздел 1  
DIAGNOSTIC FIN DU PIPELINE

---

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гвоздырев Евгений Юрьевич		22.05.2017

Консультант кафедры \_\_\_\_\_ ТХНГ \_\_\_\_\_:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н., доцент		22.05.2017

Консультант – лингвист кафедры \_\_\_\_\_ ИЯ ИСГТ \_\_\_\_\_:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вяткина Ирина Анатольевна	к.ф.н., доцент		22.05.2017

## DIAGNOSTIC FIN DU PIPELINE

### 1 Dispositions générales

Le système de raclage est la partie principale du système de diagnostic de la partie linéaire des principaux oléoducs.

Lors du diagnostic la section du pipeline assure la sécurité pour tous les types de travail.

Les problèmes techniques diagnostiques consistent à déterminer l'existence et les paramètres des défauts de la paroi de tube et de soudures (basées sur des informations obtenues lors de l'inspection des sections des tubes de la canalisation principale), la classification des défauts par un degré du danger et la décision sur la possibilité de l'exploitation des pipelines de pétrole à des conditions de conception; sur la nécessité de passer à un mode de fonctionnement faible; sur la nécessité de la réparation du pipeline (avec la localisation précise de son lieu).

Le Diagnostic Technique (DT) consiste à déterminer le statut des objets avec une certaine précision et le résultat de ce processus devraient être à la conclusion de l'état technique de l'objet à l'emplacement, et le cas échéant, le type et la cause du défaut.

Les systèmes modernes de pipelines DT moyens peuvent non seulement obtenir des informations sur leur état actuel dans les phases de construction et d'exploitation, mais aussi activent les organismes de contrôle de la gestion de la qualité et de la fiabilité.

Le DT sur la scène de la construction et de l'exploitation des pipelines permet d'évaluer objectivement la situation de l'environnement réel dans la zone de l'impact anthropique directe de cet objet.

### 2 Méthodes du diagnostic de la partie linéaire de la canalisation principale d'huile

#### 2.1 Méthodes du diagnostic basées sur les paramètres de commande

Les paramètres de contrôle du processus de pompage de l'huile peuvent être utilisés pour détecter des projets et pour prévoir les changements dans leur statut.

La méthode est basée sur le suivi des données, les paramètres d'enregistrement et de post-traitement et le pipeline huile pompée. Cette méthode est appelée le diagnostic paramétrique. Le procédé est basé sur le calcul des caractéristiques hydrauliques du pipeline étant donné certaines valeurs des paramètres mesurés et ultérieurement sur la comparaison des résultats du calcul avec les caractéristiques originales du pipeline identifié après sa construction ou de la réparation. La déviation de sortie à partir des paramètres nominaux indique un changement de l'état technique des éléments de pipelines formant cette option. L'efficacité du procédé du diagnostic paramétrique dépend du choix correct des données d'entrée, et également de la logique de diagnostic parfait utilisé dans leur traitement. Les inconvénients de la méthode devraient comprendre la nécessité de considérer l'impact du mode de fonctionnement du pipeline et les conditions extérieures.

## 2.2 Méthodes et magnétique de la commande électromagnétique

Le solénoïde permet la détection de défauts tels que les fissures, le délaminage, les égratignures. La résolution et le contrôle de la précision en utilisant la méthode électromagnétique dépendent de la sensibilité des instruments, des arrangements des capteurs d'aimantation du système de conversion du matériau caractéristique des signaux. Le procédé électromagnétique par rapport à d'autres méthodes d'inspection, révèle de nombreux petits défauts, en particulier ceux qui pénètrent dans l'épaisseur de la paroi de la conduite par 10 à 15%.

## 3 Composition et procédure des travaux sur le diagnostic

L'inspection en ligne est effectuée après l'achèvement de la section principale de la pipeline à la section de fonctionnement de l'entreprise du diagnostic du pipeline et la direction de la société effectuant le travail de diagnostic et la documentation, confirmant cette volonté. Les responsables de la réalisation des travaux diagnostiques sur la canalisation principale d'huile sont les ingénieurs en chef des entreprises qui opèrent les oléoducs. Celui qui est prêt pour le diagnostic fournit un chèque

d'entretien de la start-réception de la caméra vannes, la mise en oeuvre du nettoyage de l'intérieur de la canalisation, la création de l'huile nécessaire pour le pompage de volumes selon les modes. Lors de l'utilisation de l'huile on doit empêcher les réservoirs de pénétrer dans le sédiment transporté à partir du réservoir d'huile.

La plénitude requise dans la section de commande de la conduite principale est réalisée par la mise en oeuvre du système de diagnostic intégré à 4 niveaux, qui fournit la détermination des paramètres des défauts suivants et les caractéristiques de pipeline, au-delà des valeurs admissibles spécifiées dans les méthodes approuvées de l'identification des dangers de défauts: défauts de la géométrie et des caractéristiques de la canalisation (bosses, section nervurée ou ovale en saillie des éléments de renforcement à l'intérieur de la conduite de canalisation) conduisant à réduire sa section d'écoulement; défauts saisis dans la perte du métal, qui réduisent l'épaisseur de la paroi du tuyau (piqûres de corrosion, rayures, déchirure du métal, etc.), ainsi que des inclusions des faisceaux dans la paroi du tube; les fissures transversales et les défauts comme des fissures dans les soudures circulaires; fissures longitudinales dans le corps de la conduite, des fissures longitudinales et défauts comme des fissures dans le sens longitudinal des soudures.

Les travaux sur l'inspection du tuyau sont effectués avec l'utilisation des complexes de fonds correspondant à des types de défauts identifiés.

Au premier niveau du diagnostic (pour les parcelles interrogées pour la première fois), nous obtenons les informations sur les caractéristiques du pipeline et la géométrie du défaut, ce qui provoque une diminution de sa section. Pour obtenir de telles informations, utilisez le matériel complexe dans le cadre de la racle calibre projectile à l'étrier. Le travail du diagnostic commence avec le passage du racleur calibre équipé du disque de calibration, doté de plaques de dimensions minces. Le diamètre des disques de calibrage doit être de 70% à 85% du diamètre extérieur du pipeline. Car après l'exécution les plaques (si oui ou non leur flexion) rendent une décision préliminaire du débit minimum de l'aire de la section de la canalisation. La section de passage minimale de la partie linéaire du pipeline de sécurité pour sauter l'étrier standard est de 70% du diamètre extérieur du tuyau. Pour des informations

complètes sur la géométrie de la conduite interne dans l'ensemble après un passage correct du racleur calibre (par exemple la confirmation de la nécessité d'un passage sûr de la section d'écoulement de l'étrier de l'oléoduc) on effectue un double passage du shell-étrier définissant les défauts de la géométrie: les bosses, les flûtes, et les fonctions de disponibilité: les anneaux du renfort de soudure et d'autres éléments haut-parleurs à l'intérieur des raccords de tuyauterie. Dans un premier étrier de passe les transmetteurs de marqueurs sont fixés tous les 5 - 7 km. Dans le deuxième passage et le passage suivant l'étrier des marqueurs de réglage se produit seulement à ces points où après le premier passage sont détectées la constriction et la réduction de la section transversale de passage du pipeline au niveau maximal convenu du diamètre extérieur représenté dans le rapport technique sur les résultats de l'exécution de l'étrier. Comme résultat l'étrier de l'entreprise opératrice de la section du pipeline élimine la constriction qui réduit le zone d'écoulement en une quantité inférieure à 85% du diamètre extérieur du pipeline.

Au deuxième niveau du diagnostic on fait l'identification des défauts, tels que la perte de métal qui provoque une diminution de l'épaisseur de la paroi du tuyau, ainsi que des faisceaux et des inclusions dans la paroi du tuyau en utilisant un ensemble de moyens techniques, qui comprend: détecteur de défauts rond ultrasonique avec les capteurs radiaux à ultrasons montés; shell-étrier; racleur calibre; standard et grattoirs spéciaux (brosse) de nettoyage.

Au troisième niveau du diagnostic on fait l'identification des fissures transversales et des défauts similaires aux fissures dans les soudures circulaires utilisant la technique complexe désignant une partie du détecteur coquille faille magnétique, raclette magnétique modèle de projectile, traitement grattoirs standard et spécial (brosse et magnétique).

Au quatrième niveau la détection est faite par le diagnostic de fissures longitudinales dans la paroi du tuyau, les fissures et les défauts de fissures comme dans les soudures longitudinales en utilisant des moyens techniques dans le cadre de la détection des défauts par ultrasons avec un projectile inclinant les capteurs à ultrasons, un projectile étrier, un racleur calibre.

L'installation des marqueurs dans la première faille passe-coque est effectuée avec un intervalle de 1,5 - 2 km. Dans les secondes marqueurs de réglage des défauts passe-coques produits à ces points où il y avait l'omission de points de marquage dans le premier passage, et où, selon la première faille de coquille se produit la perte d'informations.

#### 4 Exigences pour les réparations d'huile par diverses méthodes

##### Généralités

Dans cette section les principales technologies de réparation du pipeline sont utilisés dans la mode sélective et de révision.

La méthode de réparation du meulage, du soudage et de l'installation du couplage est effectuée sans arrêter le pompage du pétrole.

Chaque réparation doit être reflétée dans le passeport de l'oléoduc.

L'embrayage de réparation est monté sur la canalisation existante, comme quand vous arrêtez et le pompage non-stop à des pressions aux conditions limitées: la sécurité de la production, du travail et de la pression, est déterminée à partir de l'état de l'installation de la technologie de l'accouplement. À l'installation de la pression des raccords doivent être plus bas que les pressions et sont déterminés par les conditions ci-dessus.

La conception de réparation doit être faite dans l'usine, dans une base de données centrale, avec le soutien à la production ou à la réparation de pièces de conditions techniques et la documentation de conception développées de la manière prescrite et doivent avoir un passeport.

L'utilisation de raccords et d'autres structures de réparation effectuée dans des conditions de terrain (conditions sur le terrain) est interdite.

L'élimination des défauts de réparations majeures effectués à une pression dans le pipeline n'est pas supérieure à 2,5 MPa.

##### Grinding

Le broyage est utilisé pour réparer les sections de tuyaux avec des défauts tels que la perte de métal (défauts de corrosion, risques), le faisceau avec un accès à la



surface et les petites fissures. La profondeur maximale des zones de sol ne doit pas dépasser 20% de l'épaisseur de la paroi nominale. Lors du meulage avec l'enlèvement du métal la forme restaurée de la surface devrait être lisse et réduire la concentration de contraintes. La pression maximale admissible dans le tuyau lors de la réparation sélective par broyage ne doit pas être plus de 2,5 MPa. La surface traitée devrait être soumise au contrôle visuel, aux particules magnétiques ou à la surveillance par ressuage.

#### Défauts de soudure

Le soudage autorisé est utilisé pour réparer les défauts tels que la perte de métal (ulcères corrosifs, risques) avec une épaisseur de la paroi résiduelle d'au moins de 5 mm.

Le soudage est permis si la profondeur et la dimension linéaire maximale d'un défaut (longueur, diamètre) ou de la zone ne dépassent pas les valeurs spécifiées dans la RD 153-39.4-067-04 \*. La distance entre les lésions adjacentes doit être d'au moins de 4t (T - l'épaisseur de la paroi de la conduite nominale). La distance de défauts brassée aux soudures doit être au moins 4t.

Le soudage est seulement autorisé à être effectué par un pipeline entièrement rempli. L'exécution du soudage sur le pipeline partiellement rempli n'est pas autorisée.

La corrosion de la cavité des dommages à la surface du tube et dans un rayon de moins de deux diamètres des dommages (dimensions linéaires) est nettoyé au métal brillant. La disponibilité de la corrosion sur le soudage par points n'est pas autorisée.

Lorsque la réparation est sélective, la pression maximale admissible dans le tuyau pendant le soudage est déterminée par les conditions:

$$P_s < 0,4 * t_r \text{ MPa à } t_r < 8,75 \text{ mm};$$

$$R_s < 3,5 \text{ MPa à } t_r > 8,75 \text{ mm}.$$

Ici  $t_r$  est une épaisseur résiduelle de la paroi sur le soudage par points, mm; rapport à 0,4 dimensionner MPa/mm.

Après l'achèvement, les défauts de soudure dans le métal de soudure doivent être traités avec une meule pour obtenir une surface plane et augmentés de moins de 1 mm avec une transition en douceur vers le métal de base.

Le métal de soudure subit un contrôle visuel, par particule magnétique ou par ultrasons. Les résultats de l'inspection doivent être consignés dans le magazine de soudage.

Défaut de coupe (remplacement de la bobine)

Dans ce procédé de la réparation, la portion du tube défectueux (bobine) est coupée à partir de la canalisation et remplacée par une bobine sans défaut. Le défaut de filet devrait être appliqué pour détecter la restriction inacceptable du diamètre de passage de la canalisation, l'incapacité à fournir le degré de recouvrement de la canalisation requise pour installer les raccords (fissure prolongée, fissure profonde ou dent avec corrosion). L'installation n'est pas rentable en raison de couplages excessives de la longueur d'une pièce défectueuse.

La bobine soudée doit être faite de tuyaux, les tests de pression internes se passent sous la pression de 2.05.06-85 \* SNP dont la valeur ne doit pas être inférieure à la pression dans la paroi du tube provoquant la contrainte périphérique de 95% du rendement normatif (pression d'essai de l'usine).

La bobine soudée doit être installée en conformité avec le plan de processus approuvé, être marquée avec un passeport et un certificat pour le tuyau à partir de laquelle ils sont faits. Les défauts tels que des fissures, des repliures de laminage, des entailles, des bavures et des rayures sur la surface de la bobine ne sont pas permis.

La technologie de la réparation par le remplacement de l'article doit se conformer à la réglementation en vigueur de sorte qu'ils répondent aux exigences du pipeline nouvellement construit.

Réparation d'installation des accouplements

Exigences pour les accouplements de fabrication

Le couplage doit être fabriqué dans l'usine conformément aux spécifications approuvées, des cartes technologiques, muni de passeport et de certificats pour les matériaux utilisés.

Le couplage doit être fabriqué à partir du matériau en feuille ou de la nouvelle (pas ancienne) exploitation soudée longitudinalement ou des tubes sans soudure pour la construction du tronc d'huile.

Pour la fabrication de raccords il faut appliquer les nuances d'acier faiblement alliées 09G2S 10HSND, 13G1S-U-U ou 17G1S semblable à eux. L'épaisseur de la paroi des éléments d'accouplement est de la même force et le couplage d'un tube métallique ne doit pas être inférieur à l'épaisseur de la paroi du tube à réparer. Avec moins de force normative de la douille métallique, l'épaisseur nominale des parois devrait être augmentée en conformité avec le calcul SNIP 2.05.06.-85 \*. Ou l'épaisseur de la paroi d'accouplement ne doit pas dépasser l'épaisseur de la paroi du tube de plus de 20%. Tous les éléments de couplage doivent être de la même épaisseur.

Les défauts tels que des fissures, des repliures de laminage, des entailles, des bavures, et des rayures sur la surface de l'accouplement ne sont pas autorisés.

Avant d'installer les manchons de réparation on doit soigneusement enlever le revêtement d'isolation de la section défectueuse du pipeline pour le traitement ultérieur de la surface selon la technologie de montage en utilisant les embrayages.

Avant d'installer l'embrayage pour bien choisir la conception de réparation il est nécessaire de déterminer le type et les paramètres réels du défaut avec la préparation d'un acte de contrôle de la faille.

Le couplage du soudage doit chevaucher le défaut et être inférieure à 100 mm du bord du défaut. La longueur des manchons est choisie en fonction de la longueur du défaut à réparer et selon les exigences technologiques pour l'installation des raccords de ce type. La longueur du cylindre des joints d'angle allongé pour réparer les ondulations ne doit pas dépasser  $1,5D_n$ . La longueur de la cavité de couplage avec une cavité de filet qui doit être la soudure transversale courte de la zone réparée ne doit pas dépasser 100 mm.

Dans le domaine les raccords de soudage et les éléments de conduite du pipeline doivent être vérifiés pour exclure les défauts de la paroi du tuyau. S'il existe

des défauts dans la soudure de la paroi du tube l'embrayage n'est pas autorisé à ce point.

L'embrayage composite est monté sur la technologie composite de couplage. Les matériaux composites sont testés et approuvés par les procédures d'utilisation établies.

Le levage et l'abaissement du pipeline dans la conduite des travaux sur les manches d'installation ne sont pas autorisés.

La pression maximale admissible dans la canalisation lors de l'installation de réparation de joints de soudure ne doit pas être plus de 2,5 MPa.

Toutes les coutures soudées dans la fabrication de raccords doivent passer 100% le contrôle visuel et radiographique. À installation du raccord de tuyau ensemble toutes les soudures doit être visuellement et contrôle par ultrasons. Défauts dépassant les exigences VSN 012-88, pas permis. Extras peuvent être appliquées particule magnétique ou autre méthodes.

#### 5 Ordre de réparation du défaut

L'élimination des défauts à réparer peut être faite comme la réparation sélective de certains défauts selon les méthodes réglementées par la présente DR et la révision du tuyau de remplacement et le remplacement de l'isolant sur les sections étendues de la canalisation. Lorsque des réparations majeures y compris le remplacement de l'isolation la réparation doit être effectuée sur tous disponibles à ce défaut du site à réparer, avec l'isolement ultérieur du remplacement.

Le choix du type de réparation (sélective, avec le remplacement majeur des canalisations, lourd avec le remplacement de l'isolation) se produit selon:

- les indicateurs techniques et économiques par type et les méthodes de réparation;
- la distribution de la densité de défauts DPR et POR sur toute la longueur du pipeline;
- la distribution de la densité de défauts de corrosion le long du pipeline;
- le revêtement d'isolation;

- les conditions spécifiques du passage du pipeline;
- le rendement réel et prévu de la charge de pipeline.

La réparation prioritaire des défauts ERP est déterminée en fonction des critères suivants:

Tout d'abord, l'objet de la réparation et de l'élimination des défauts:

- limiter la capacité du pipeline;
- être situé sur les passages à travers les obstacles d'eau naturels et artificiels;
- être situé sur les traversées de routes et de voies ferrées;
- autour des colonies et des installations industrielles;
- être situé sur le sol, les marques d'arpentage dont le profil à la sortie d'huile peut conduire à la pénétration des rivières, des étangs, des villages et des sites industriels;
- être situé dans des régions éloignées de pétrole (marécages, zones de montagne et autres.).

Selon l'importance de la canalisation de réparation de priorité et la suppression les défauts sont situés:

- aux gazoducs interrégionaux, où de nombreux expéditeurs transportent le pétrole et le fournissent aux raffineries russes;
- direction principale d'exportation de pétrole;
- aux principaux oléoducs impliqués dans des projets prometteurs du développement du système;
- aux principaux pipelines ou dans des zones qui n'ont pas une direction du sauvegarde du pétrole;
- aux principaux oléoducs d'importance régionale des sites miniers et chargés à plus de 70% de la capacité de conception.

## 6 Méthodes de réparation de sections défectueuses de la canalisation

Ne pas installer les taches de toutes sortes sur les oléoducs, les éléments généraux (auge) et d'autres composants de voie de circulation actuelles ad hoc. Tous

les correctifs installés précédemment sur les pipelines et les éléments généraux devraient être remplacés par des méthodes permanentes.

Méthodes de réparation permises.

Pour réparer les défauts principaux des pipelines il existe les méthodes de réparation suivantes: broyage; soudage; défaut de filet (bobine de remplacement ou le remplacement d'une section); structure de réparation de l'installation (raccords).

Les méthodes de réparation des pipelines sont divisées en procédures pour la réparation permanente et méthodes de réparation temporaire.

Les procédés comprennent des méthodes pour le processus continu de la récupération de la capacité de charge de la section défectueuse de la canalisation au niveau de la portion sans défauts pendant toute la durée de son utilisation prévue.

Les méthodes et les dessins pour des réparations permanentes comprennent le meulage, le soudage, le découpage, la liaison composite pince soudé, le joint congé conjointe, le filet étendu d'embrayage de réparation nervurée, le tuyau à fond elliptique.

La construction de réparations temporaires est appliquée pendant une période de temps limitée, on doit les mettre d'une manière planifiée est interdite. Le couplage de ces types est autorisé à être appliqué aux réparations d'urgence avec le remplacement ultérieur pour un mois civil et pour la réparation des ondulations sur une durée n'excédant pas un an à partir du remplacement obligatoire ultérieur par des méthodes de réparation permanentes.

Précédemment mise en place la durée de validité des couplages temporaires et des correctives est déterminée selon la relation de la pression maximale du fonctionnement dans la zone du défaut de la pression du pipeline de projet.

La conception de réparation doit être faite dans l'usine, dans une base de données centrale de soutien à la production ou de réparation de pièces munie de conditions techniques et de documentation de conception développées, coordonnées et dûment approuvées et doit avoir un passeport.

L'utilisation de raccords et d'autres structures de réparation effectués sur le terrain (dans le champ de conditions) est interdite.