

**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
«Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов»

УДК 621.644.004.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Афанасьев Р. Г.		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	Коротченко Т. В.	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
2БМ5А	Афанасьеву Роману Геннадьевичу

Тема работы:

«Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов»

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 газопровод. Диаметр нефтепровода 1220 мм, толщина стенки 12 мм с внутренним давлением 6,9 МПа, марка стали 17Г1С-У. Исследование эффективности современных композитных ремонтных конструкций на магистральных трубопроводах. Эксплуатация газонефтепроводов 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 трубопроводов.</li> <li>2. Рассмотреть методы ремонта дефектов.</li> <li>3. Провести анализ существующих методов ремонта магистральных газонефтепроводов.</li> <li>4. Рассчитать коэффициент усиления, обеспечиваемый муфтой при эксплуатации.</li> <li>5. Провести расчет затрат на проведение ремонтных работ муфтами П1 и РСМ.</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>	
---	--

**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
«Classifications of pipeline defects»	Коротченко Т. В., доцент

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

1. Литературный обзор
2. Анализ состояния трубопроводного транспорта
3. Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов
4. Технологии и методы ремонта магистрального трубопровода
5. Расчетное обоснование выбора РСМ
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
7. Социальная ответственность
Classifications of pipeline defects

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	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
2БМ5А	Афанасьев Роман Геннадьевич		05.09.2016

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5А	Афанасьеву Роману Геннадьевичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</b>
<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. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Экономическое обоснование выбора метода выборочного ремонта магистрального трубопровода
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром 2-2.2-336-2009, Единые нормы и расценки на монтажные, строительные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Сборник Е22, Сборник Е11
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	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. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка целесообразности ремонта трубопровода стеклопластиковой муфтой
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование бюджета на проведение выборочного ремонта магистрального трубопровода
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение эффективности выборочного ремонта трубопровода муфтой П1 и стеклопластиковой муфтой

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

Таблицы:
1. Стоимость материалов на проведение ремонта двумя технологиями
2. Время на выполнение мероприятий
3. Стоимость техники и оборудования
4. Расчет амортизационных отчислений при ремонте КМТ
5. Расчет амортизационных отчислений при ремонте РСМ
6. Расчет оплаты труда
7. Расчет страховых взносов при КМТ ремонте трубопровода
8. Расчет страховых взносов при РСМ ремонте трубопровода
9. Затраты на проведение ремонтов

<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 кафедры ЭПР	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		05.04.2017г

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ5А	Афанасьев Роман Геннадьевич		05.04.2017г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5А	Афанасьеву Роману Геннадьевичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</b>
<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 трубопровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники: различные типы экскаваторов и бульдозеров, кусторезов.</p> <p>Вредные факторы: метеоусловия, уровень шума, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещенность.</p> <p>Опасные факторы: грузоподъемные работы, опасность падения с высоты, факторы электрической природы, факторы при сварочных работах.</p> <p>Возможно негативное воздействие на атмосферу, литосферу, гидросферу.</p> <p>Наиболее вероятными являются техногенные чрезвычайные ситуации.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 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>2. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».</li> <li>3. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями»</li> <li>4. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</li> <li>5. ГОСТ Р 12.1.019-2009» Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»</li> <li>6. РД 25.160.10-КТН-004-08 «Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах»</li> </ol>

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

<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 разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий</li> </ul>	<p>Отклонения от нормальных метеоусловий могут стать причиной различных заболеваний.. Вредные вещества влияют на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови. Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое воздействие.</p> <p>Нормирование вредных воздействий и</p>
--	--

<p>нормативно-технический документ);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>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>Пожаровзрывоопасность, представляет угрозу для жизни и здоровья работников в зоне проведения работ по ремонту трубопровода. Термическое действие тока вызывает ожоги и перегревание сосудов и нарушение функциональности внутренних органов.</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 трубопроводах 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 должны быть выполнены подготовительные мероприятия. Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных трубопроводов 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>	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Наталья Викторовна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Афанасьев Роман Геннадьевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124 с., 26 рис., 18 табл., 46 источников, 2 прил.

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

Объектом исследования является (ются) ремонтные конструкции магистральных газонефтепроводов.

Цель работы – анализ современных методов выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов.

В процессе исследования проводился анализ современных ремонтных конструкций выборочного ремонта магистральных трубопроводов. Изучены технологии ремонта магистральных газонефтепроводов с помощью ремонтной стеклопластиковой муфты. Определен критерий работоспособности дефектного участка трубопровода, отремонтированного РСМ. 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 трубопровода муфтой П1 и РСМ, определены мероприятия по охране труда, по обеспечению безопасности ремонтных работ, а также окружающей среды.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ современных ремонтных конструкций выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов. На основании полученных результатов было выявлено, что применение волокнисто-композитных материалов для ремонта магистральных газопроводов имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работных 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 газонефтепроводы

Экономическая эффективность/значимость работы: временные и материальные затраты на проведение ремонта магистрального трубопровода муфтой РСМ меньше по сравнению с затратами на установку ремонтной конструкции П1. Ремонт РСМ дешевле чем ремонт муфтой П1 на 44%.

## **Определения**

В данной работе применены следующие термины в соответствии с определениями:

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

**вмятина:** Уменьшение проходного сечения трубы длиной менее 1,5 номинального диаметра трубы, которое возникло в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

**глубина дефекта:** Наибольший размер дефекта в направлении толщины стенки (радиальном направлении) трубы.

**длина дефекта:** Расстояние между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками дефекта.

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

**заварка:** Ремонт, который заключается в восстановлении толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки.

**капитальный ремонт нефтепровода:** Плановый ремонт, сопровождающийся 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 резцов.

**композитная муфта:** Стальная оболочка, не приваренная к стенке трубопровода и заполненная композитным составом.

**коррозия:** Физико-химическое взаимодействие между металлом и средой, в результате которого изменяются свойства металла.



**магистральный трубопровод;** МТ: Инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и нефтепродуктов и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти и нефтепродуктов потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

**метод постоянного ремонта трубопровода:** Метод ремонта, восстанавливающий несущую способность участка трубопровода с дефектами до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

**необжимная приварная муфта:** Ремонтная конструкция, имеющая полость длиной более 100 мм и привариваемая к трубе с зазором на технологических кольцах.

**неразрушающий контроль:** Контроль качества продукции, при котором не нарушается пригодность контролируемых объектов, в т.ч. технических устройств, зданий и сооружений, к применению и эксплуатации.

**номинальный наружный диаметр трубы:** Наружный диаметр трубы, указанный в сертификате на трубу.

**нормативный документ:** Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

**обжимная приварная муфта:** Ремонтная конструкция, при установке которой производится обжатие дефектного участка трубопровода с последующей ее приваркой к трубе.

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

**ремонтная конструкция:** Конструкция, установленная на трубопроводе для ремонта дефектов.

**сварное присоединение:** Металлический элемент, приваренный к трубопроводу (или вваренный в трубопровод).

**секция:** Участок трубы между двумя ближайшими поперечными сварными стыками.

**стык:** Неразъемное сварное соединение труб, трубы и соединительной детали или трубы и запорной арматуры.

**ширина дефекта (длина по окружности трубы):** Расстояние между наиболее удаленными в кольцевом направлении точками дефекта.

**шлифовка:** Метод ремонта, заключающийся в снятии в зоне дефекта слоя металла путем шлифования для устранения концентрации напряжений.

### **Обозначения и сокращения:**

БД - база данных

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

КМТ - композитно муфтовая технология;

МН – магистральный нефтепровод;

НД – нормативный документ;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

РД – руководящий документ;

Ростехнадзор – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору;

РСК – ремонтно-строительная колонна;

РСМ – ремонтная стеклопластиковая муфта;

УКМТ – усиливающая композиционная муфта трубопровода

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	15
2. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА.....	17
3. ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ВЫБОРОЧНОГО РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ.....	20
3.1 Ремонтная стеклопластиковая муфта .....	20
3.1.1 Ремонт с установкой стеклопластиковых муфт.....	26
3.2 Усиливающая Композиционная Муфта Трубопровода .....	33
3.3 Ремонтная манжета Clock Spring.....	36
3.4 ГАРС.....	38
3.5 УКМ «КОНУС».....	40
3.6 Муфта «Антисвищ».....	43
3.7 Муфта «Конус плюс» .....	44
4. ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.....	47
4.1 Виды ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода.....	47
4.2 Выборочный ремонт.....	48
4.2.1 Ремонт с установкой муфт.....	49
4.2.2 Ремонт с заменой «катушки».....	52
4.2.3 Шлифовка.....	55
4.2.4 Заварка дефектов .....	57
5. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РСМ.....	59
5.1 Расчетная схема определения критерия работоспособности дефектного участка трубопровода.....	59
5.2. Расчет усилий, напряжений и контактного давления.....	62
5.3. Критерий работоспособности дефектного участка трубопровода с установленной муфтой .....	66
5.4. Определение коэффициента усиления дефектного участка с использованием стеклопластиковых муфт.....	67

6. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЁННО ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ.....	71
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
7.1 Расчет расхода материалов.....	76
7.2 Расчет времени на проведение мероприятия.....	79
7.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	80
7.4 Затраты на амортизационные отчисления.....	82
7.5 Расчет затрат на оплату труда.....	83
7.6 Затраты на страховые взносы.....	84
7.7 Затраты на проведение мероприятия.....	86
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	87
8.1. Производственная безопасность.....	88
8.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	88
8.1.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия вредных и опасных факторов.....	91
8.2 Охрана окружающей среды.....	94
8.2.1 Анализ влияния на окружающую среду.....	94
8.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	95
8.3 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	97
8.3.1 Анализ вероятных ЧС.....	97
8.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	97
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
8.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	99
8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ).....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	123

## Введение

Тема данной магистерской диссертации актуальна в наше время, так как увеличение возраста трубопроводов и повышение требований к экологической безопасности обуславливает необходимость безотказной и надежной работы объектов трубопроводного транспорта с предупреждением аварий в трубопроводной системе.

Целью данной работы является анализ современных методов выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

❖ проанализировать современные ремонтные конструкции выборочного ремонта трубопроводов;

❖ изучить технологии ремонта магистральных газонефтепроводов с помощью ремонтной стеклопластиковой муфты;

❖ определить критерий работоспособности дефектного участка трубопровода, отремонтированного РСМ.

Согласно официальным сведениям Ростехнадзора об аварийности и данным Росстата, в последние года наблюдается положительная динамика, но всё же уровень аварийности магистральных газонефтепроводов остается довольно высоким (См. рисунок 1) [1]. Наблюдается увеличение протяженности магистральных трубопроводов (См. рисунок 1). [1]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов			
Разраб.		Афанасьев Р.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					13	124
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.Зав.		Бурков П. В.						



Рисунок 1 – Количество аварий магистральных газонефтепроводов



Рисунок 2 – Протяженность магистральных газонефтепроводов

В результате аварий на газонефтепроводах кроме экономического ущерба создаётся значительная угроза для окружающей среды. В некоторых случаях ущерб от отказа магистрального трубопровода для потребителей и поставщиков будет превышать ущерб транспортников. В таких условиях важное значение приобретают вопросы по обеспечению надежности газонефтепроводов, т.е. способности объектов трубопроводного транспорта выполнять заданные функции в период его эксплуатации.

К задачам государственной важности относится обеспечение безотказной и надежной работы систем магистрального трубопроводного транспорта. При решении этих задач важное значение уделяется капитальному ремонту линейной части магистральных газонефтепроводов.

## 1. Литературный обзор

В процессе подготовки данной магистерской диссертации была изучена и проанализирована тематическая и научная литература, патенты и полезные модели, руководящие документы и стандарты организаций компаний ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром»:

1. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Учебник. – М.: Недра, Т.2 – 2004. – 621 с.

2. Юдин В.В., Лещенко В.В., Винокуров В.И. и др. Устройство ремонта трубопровода. Патент на полезную модель № 80530 Российская Федерация. – 10.02.2009. – Бюлл. № 20.

3. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г и др.– М.: Изд-во Недра-Бизнесцентр, 1999. – 525 с.

4. РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

5. РД-23.040.00-КТН-011-11 «Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов»

6. СТО Газпром 2-2.3-335-2009 Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой. – Введен 27.04.2009. – М.: ОАО «Газпром». – 2009. – 40 с.

В диссертации «Разработка конструкций стеклопластиковых муфт и методов расчета их работоспособности при ремонте газопроводов» Романцова С. В. представлен аналитический обзор муфтовых устройств, предназначенных для ремонта трубопроводов. Была поставлена и решена задача анализа НДС участка трубы с установленной на нее муфтой при затяжке болтовых

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Афанасьев Р.			<i>Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов</i>		
Руковод.		Крец В.Г.					
Консульт.							
И.о.Зав.		Бурков П. В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						15	124
					<i>Литературный обзор</i>		
					НИ ТПУ гр. 2БМ5А		

соединений и воздействия внутреннего давления [2].

В статье «Прогрессивный способ ремонта трубопроводов» Юдина В.В., Лещенко В.В. и Винокурова В.И, опубликованной в марте 2010 года в журнале «СФЕРА НЕФТЕГАЗ», рассматривается проблема выбора способа выборочного ремонта трубопроводов. Приводится сравнение современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопровода [3]

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



## 2. Анализ состояния трубопроводного транспорта

Современная система трубопроводного транспорта постоянно развивается и занимает важное место во всей инфраструктуре как газовой, так и нефтяной промышленности. Доля газа и нефти в энергобалансе развитых промышленных стран составляет около 75-80 %. Доля капитальных вложений на сооружение линейной части составляет около 70 - 80 % от общего объема капитальных вложений на создание нефте-, газо-, и нефтепродуктопроводов. От 20 до 30% приходится на компрессорные станции (КС) и нефтеперекачивающие станции (НПС) со вспомогательными сооружениями. Трубопроводы связывают места добычи с местами потребления и переработки газа и нефти [4].

Различают трубопроводы нескольких видов:

- ❖ газопровод — трубопровод для транспорта газа;
- ❖ нефтепровод — трубопровод для транспорта нефти;
- ❖ продуктопровод — трубопровод для транспортировки нефтепродуктов;
- ❖ магистральный трубопровод — трубопровод, которые соединяет места первичной обработки с местами переработки или потребления и имеющий протяженность в десятки тысяч километров.
- ❖ промысловый трубопровод — трубопровод, который соединяет непосредственно место добычи с местом первичной обработки газа или нефти и подготовки их для транспорта по магистральным трубопроводам;

В период Советского Союза нефтегазовое трубопроводное строительство развивалось весьма динамично.

					<i>Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Афанасьев Р.</i>			<i>Анализ состояния трубопроводного транспорта</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					17	124
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>И.о.Зав.</i>		<i>Бурков П. В.</i>						

После распада СССР и последовавшего за этим развала промышленности объем реконструкции и строительства нефтепроводов заметно снизился.

Только в последние года появилась устойчивая тенденция возрождения газовой и нефтяной промышленности. Ведущие нефтяные компании имеют свои собственные программы реконструкции и ремонта нефтепроводов, но к сожалению, не всегда они выполняются в достаточной степени.

Современная энергетическая стратегия Российской Федерации ориентирована на увеличение добычи газа и нефти (См. рисунок 3) [5].

**Энергетическая стратегия России**  
**ориентирована на увеличение добычи к 2020 г. нефти с газовым конденсатом**  
**до 452 млн т/год, газа - 700 млрд. м<sup>3</sup>**

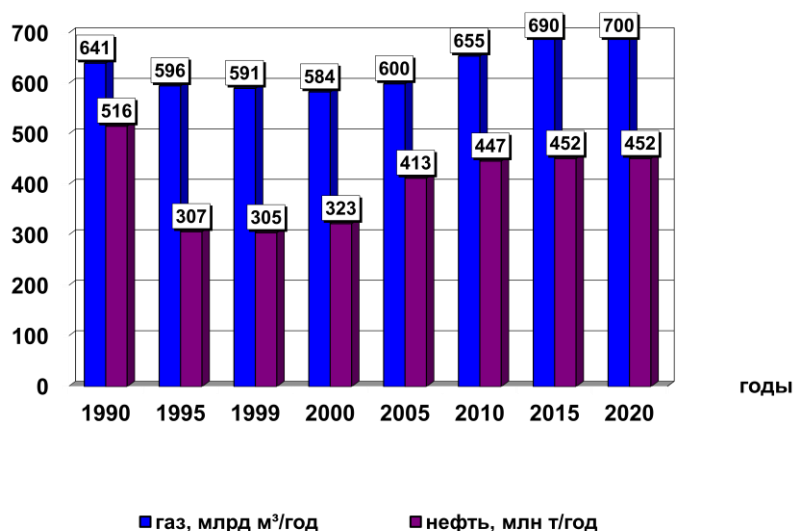


Рисунок 3 - Прогноз поэтапного развития добычи нефти на период до 2020 года [5]

### Нефтепроводы и продуктопроводы

В 1991 году общая протяженность продуктопроводов и нефтепроводов бывшего СССР составляла около 90000 км. Эти данные не включают более 600 000 км коллекторов разного диаметром от 57 до 700 мм и промышленных трубопроводов. Больше чем половина трубопроводов (около 52000 км) было построено из труб диаметром от 700 мм и больше.

К началу 1991 года протяженность нефтепроводов для сырой нефти достигала около 70 000 км. Общее количество нефтеперекачивающих станций на трассах составляло 572.

Газопроводная система младше системы нефтепроводов. С этим связана относительно большая аварийность нефтепроводов. В 2013 году удельная интенсивность аварий на российских магистральных трубопроводах составляла 0,03 случая на 1000 км·год. Стоит отметить, что на МТТ удельная аварийность после увеличения в 1993-1998 годах на грузооборот уменьшается, и в начале 2010-х годов по этому показателю вышли на уровень начала 1990-х годов. [2]

Необходимо отметить, что за рассматриваемый период отсутствовали новые технические решения на нефтеперекачивающих станциях, а также темпы работ по модернизации и ремонту существующего парка насосных агрегатов были недостаточно энергичные.

Все МН России сегодня эксплуатируются компанией «Транснефть». При движении от грузоотправителя до грузополучателя нефть проходит в среднем 3000 км. «Транснефть» разрабатывает маршруты движения нефти, а также тарифы на ее перекачку и перевалку.

73% нефтепроводов были построены более 20 лет назад. В 2010 году ПАО «Транснефть» утвердила «Программу технического перевооружения, развития и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «АК «Транснефть» на период 2011–2017 годов». Эта программа предусматривает замену до 2017 года трубопроводов общей протяженностью 6 503,61 км, ремонт и реконструкция 481 резервуара общей емкостью 8 349 тыс. куб. м, включая строительство 56 резервуаров общей емкостью 1079 тыс. кубометров. Замене в первую очередь подлежат участки МН, переходы через малые водотоки и водные преграды, которые были построены в период шестидесятых-семидесятых годов прошлого века с использованием труб из низконадежных марок стали.

					Анализ состояния трубопроводного транспорта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

### 3. Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов

#### 3.1 Ремонтная стеклопластиковая муфта

*Патент № 2256841, Классы МПК F16L21/06, «Трубная муфта и способ ее изготовления». РФ – 20.07.2005.*

Изобретение относится к машиностроению и может быть использовано при ремонте магистральных трубопроводов для восстановления герметичности и несущей способности поврежденных участков. Муфта РСМ изображена на рисунке 4.

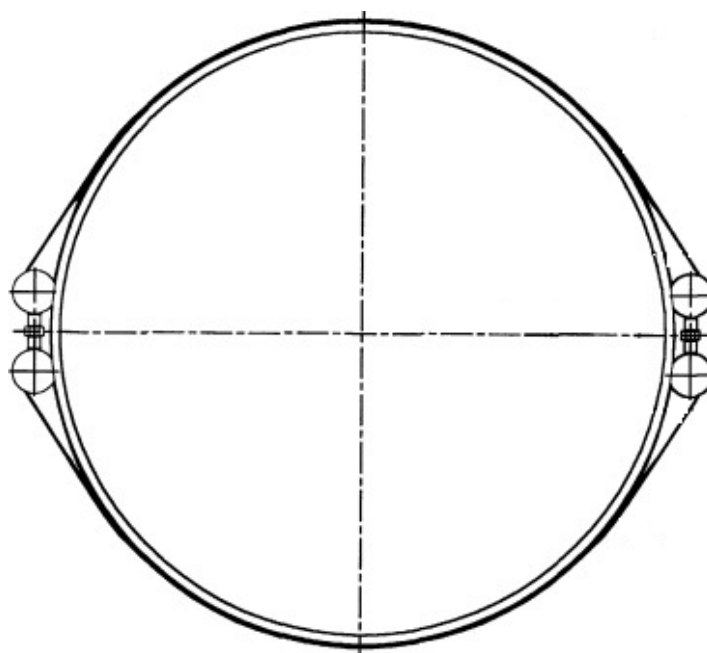


Рисунок 4 – Муфта РСМ [7]

Постоянное развитие и усовершенствование ремонтных технологий трубопроводов привело к появлению конструкций муфт на основе стеклопластика без

					Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Афанасьев Р.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				20	124
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.Зав.		Бурков П. В.					
					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов		

необходимости сварочных работ в процессе установки. Конструкционная прочность таких муфт может превосходить прочность лучших трубных сталей. Помимо этого, стеклопластик имеет ряд других важных качеств: меньший удельный вес, чем у сталей (примерно в 4 раза), высокая стойкость в условиях подземной прокладки. Эффективность муфт растет с увеличением усилия её натяжения на дефектном участке трубопровода. Благодаря включению в силовую цепь стеклопластиковой муфты узла затяжки, который выполнен из прочной стали, можно достичь оптимального использования резервов прочности стеклопластикового полотна муфты при её установке на трубопроводе [8].

Совместные научные исследования, проведенные специалистами институтов «Севернипигаз», ЗАО «Новые технологии» и ООО «Севергазпром», привели к появлению ряда усовершенствованных ремонтных стеклопластиковых муфт типа РСМ с объединением достоинств существующих ремонтных конструкций.

Современные муфты отличаются повышенной прочностью и относительно невысокой массой, что играет важное значение при установке муфт в трассовых условиях и исключает необходимость в тяжёлых подъемных кранах.

Созданные образцы РСМ объединяют следующие схожие элементы: наличие в конструкции узла затяжки, выполненного из стальных деталей, и стеклопластикового полотна, силовая схема создания усилий натяжения на дефектном участке трубопровода, а также принцип взаимодействия концевых участков полотна с узлом затяжки с исключением появления изгибающих моментов во всех деталях муфты. Отличия образцов РСМ заключено в конструктивных исполнениях узла затяжки и в технологиях изготовления полотна муфты. Данные отличия отвечают задачам, выполняемым муфтами, и определяются от диаметра трубопровода. Для муфт, монтируемых на трубопроводы диаметром менее 720 мм, технологии изготовления полотна основываются на пропитке эпоксидным связующим тканевой основы из стекломатериалов. Прочность полотна в этом случае достигает 200 МПа, что

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

достаточно для обеспечения герметичности сквозных дефектов и усиления дефектных участков на газоконденсатопроводах. На трубопроводах диаметром менее 720 мм используют одноразъемные муфты с одним узлом затяжки (См. рисунок 5).



Рисунок 5 - Узел затяжки муфты РСМ-530 [10]

Муфты, монтируемые на трубопроводы диаметром более 720 мм, изготавливают по специальным технологиям. Полотно муфты создается путем однонаправленной намотки стеклошнура на специальный шаблон в растянутом состоянии с последующей пропиткой эпоксидным связующим. При разрыве прочность полотна превышает 800 МПа. Данная конструкция муфты включает в себя два разъема и два узла затяжки. В каждом узле имеется от 3 до 4 болтов с левой и правой резьбой. Конструкция и технология двухразъемных стеклопластиковых муфт защищены двумя патентами на изобретения, описанными в стандарте предприятия ООО «Севергазпром». Помимо этого, были разработаны технические условия по РСМ для трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм [3].

Наиболее полно были проведены исследования РСМ-1220, установленных на трубопроводы диаметром 1220 мм. С 2003 по 2005 года произведены полигонные, заводские, а также натурные испытания, в результате которых были подтверждены большие потенциальные возможности РСМ для

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

ремонта дефектов газопроводов. Благодаря высокой прочности полотна муфты создается момент затяжки болтовых соединений на уровне 600 Нм и увеличивается прочность отремонтированного участка с трещиноподобным дефектом на 68-71% в режиме рабочего давления газа (5,4 МПа) и на 40% по предельному давлению.

На конденсатопроводах диаметром 530 мм проблемой является ремонт сквозных дефектов при минимальных затратах времени для устранения течи. Для этого была разработана муфта РСМ - 530 с быстротой установкой, которая обеспечивается конструктивной особенностью узла затяжки - у муфты всего один разъем с двумя болтами.

Проведенные полигонные испытания и лабораторные исследования подтвердили эффективность данной муфты как герметизирующего устройства при давлениях до 4,0 МПа. Все выявленные конструктивные недостатки узла затяжки были усовершенствованы с проведением испытаний в лабораторных условиях. В результате создания момента затяжки величиной 270 Нм было получено контактное давление 2,5 МПа, что позволит эффективно ремонтировать данной муфтой опасные трещиноподобные дефекты [9].

Наиболее целесообразным является установка муфт в комплекте с заделкой дефектов быстротвердеющими компаундами. Конструкция узла затяжки РСМ - 530 защищена патентом на полезную модель. Для расширения области применения двухразъемных муфт РСМ с однонаправленной намоткой были организованы и проведены полигонные и стендовые испытания труб диаметром 1020 и 1420 мм с рабочим давлением 7,4 МПа. Результаты данных испытаний легли в основу стандарта ОАО «Газпром» по стеклопластиковым муфтам с болтовой затяжкой. Для проведения стендовых испытаний муфт РСМ - 1020 была подготовлена труба длиной 6 м, диаметром 1020мм с толщиной стенки 14мм с искусственными дефектами, перекрытыми двумя муфтами с установкой на специальный упрочняющий компаунд. Испытания были проведены в ЦАГИ в городе Жуковский (См. рисунок 6).

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23



Рисунок 6 - Установка на трубу диаметром 1220 мм стеклопластиковой муфты РСМ-1220 [10]

Главное отличие данных испытаний от проведённых ранее - циклический режим изменения давления количеством 11500 циклов в диапазоне от 0 до 7,4 МПа для определения ресурса дефектной трубы с установленными муфтами РСМ. Конструкция выдержала назначенный режим переменной нагрузки, ресурс конструкции превысил в 5-6 раз расчетное количество циклов до разрушения трубы. Муфты сохранили свои конструктивные параметры и обеспечили целостность трубы с глубокими дефектами [9].

Параллельно в городе Ухте на базе УАВР ООО «Севергазпром» были испытаны трубные плети с двумя муфтами РСМ – 1420 диаметром 1420мм и толщиной стенки 17 мм. Муфты были установлены на искусственные дефекты одинаковой длины от 205 до 215 мм с глубиной от 9 до 12 мм и различной ширины - 3, 10, 20 мм. Каждая из муфт перекрывала по три дефекта в верхней части трубы со следующими режимами нагрузки: ступенчатый подъем

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



давления до 8,5 МПа, циклическое изменение давления в диапазоне от 0 до 7,4 МПа и разрушающий подъем давления.

Параметры НДС трубы с муфтами определялись на базе данных электрической тензометрии, которая была выполнена специалистами инженерно-технического центра ООО «Севергазпром». Одним из главных показателей эффективности муфт является отношение предельного разрушающего давления в трубопроводе с муфтами к расчетному давлению разрушения трубопровода без муфт. При эксплуатационном давлении 7,4 МПа коэффициент снижения кольцевых напряжений в трубе по центру ширины муфты был равен 1,71. Циклические нагружения давлением привели к небольшому изменению контрольных значений деформаций стеклопластика и трубы. При сопоставлении данных по первому и 201 циклу выяснилось, что значения деформаций стеклопластика увеличились - на 3,7 %, металла трубы на 0,3 %. В среднем на 15,7 % снизился момент затяжки болтов, что вызвано вероятнее всего перераспределением сил сцепления трубы с муфтой при циклическом воздействии давления.

В результате подъема разрушающего давления до 13,14 МПа произошел разрыв стенки трубы под муфтой в самом глубоком дефекте (12,2 мм), при этом при установке муфты прочность дефектного металла трубы повысилась на 43,7%.

Значительное упрочнение трубы было получено из-за увеличения толщины стеклопластикового полотна муфты с 7,2 мм до 12,0 и диаметра болтов с 24 мм до 27 мм (в сравнении с муфтой РСМ - 1220).

Таким образом, современные стеклопластиковые муфты с болтовой затяжкой могут обеспечить необходимый высокий уровень защиты трещиноподобных дефектов в различных режимах циклической, предельной и эксплуатационной нагрузок [3].

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

### 3.1.1 Ремонт с установкой стеклопластиковых муфт

Данная технология обеспечивает не только повышенную прочность полотна муфты, но и задает конструктивную схему муфты в целом. Основным элементом технологии является однонаправленная намотка стеклоровинга с использованием специального оборудования. Полотно муфты образуют непрерывной намоткой ленты из стеклоровинга (стекложгута), пропитанного связующим (эпоксидным или полиэфирным клеем), на стальные круглые стержни. Полученная прочность полотна составляет 872 МПа, модуль упругости – 58700 МПа, плотность 1700 – 1800 кг/м<sup>3</sup>, что соизмеримо с прочностными показателями стали.

До начала проведения ремонтных работ с использованием полимерных материалов выполняются следующие технологические операции:

- ❖ вскрытие трубопроводов;
- ❖ снятие изоляционного покрытия;
- ❖ визуальный осмотр дефектных зон трубы с измерением ее толщины стенки и глубины наиболее крупных каверн;

**1 этап.** Очистка дефектного участка трубопровода от изоляции и продуктов коррозии.

Ремонтируемый участок трубопровода перед началом работ по монтажу муфты должен быть очищен от изоляции, грязи, продуктов коррозии (См. рисунок 7).

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. Зачистку трубы на ремонтируемом участке рекомендуется проводить пескоструйным аппаратом, допускается механическая очистка металлической щеткой с помощью шлифмашинки или вручную, с применением химических реагентов [24].

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26



Рисунок 7 – Очистка и обезжиривание поверхности [24]

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 (См. рисунок 8).

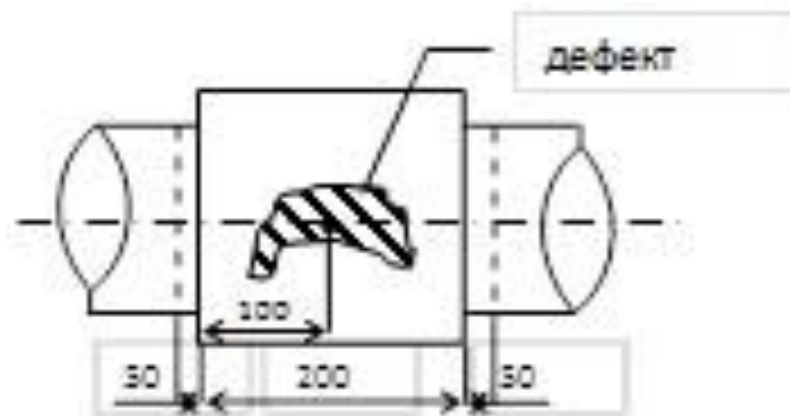


Рисунок 8 - Подготовка места ремонта[24]

## 2 этап. Подготовка муфты.

Необходимо произвести распаковку муфты. Разложить комплектующие и полукольца муфт на полиэтилене или другой чистой сухой поверхности. Ввернуть в каждую полумуфту по 4 стяжки с левой резьбой на 1-2 витка (полумуфты и стяжки маркированы черной эмалью).

**3 этап.** Выравнивание дефектов заподлицо с поверхностью трубы и нанесение клеевого состава.

В соответствии с Руководством по приготовлению и использованию компаунда приготовить состав. Обезжирить поверхность трубы ацетоном. Дефектное место подлежит предварительному грунтованию компаундом посредством тщательного втирания. На подготовленную поверхность трубы с помощью жесткой кисти или шпателя нанести слой компаунда толщиной не более 2 мм. 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.

Установка муфты производится до момента затвердевания компаунда, поэтому нанесение осуществляется непосредственно перед установкой муфты. Необходимо учитывать, что время схватывания и максимальный разовый объем приготавливаемого состава зависит от температуры компонентов.

Готовить состав необходимо в соответствии с руководством по приготовлению компаунда. Соотношение смоляной части компаунда к отверждающей составляет 2:1.

Перед использованием компонентов состава последние тщательно перемешиваются до однородной консистенции, т.к. при хранении на дне тары возможно образование осадка.

Шпателем из тары отбираются две массовые части смоляной составляющей и переносятся в кювету, и туда же добавляется одна часть отвердителя. Для этой цели используются два шпателя, один - для смоляной части, другой - для отвердителя. Тщательно перемешать составляющие не менее 3 минут, добиваясь получения однородной консистенции смеси.

Количество приготавливаемого компаунда зависит от площади и глубины ремонтируемого дефекта, исходя из времени живучести композиции. Не рекомендуется одноразово приготавливать более 1 кг компаунда, т.к. при этом возникают трудности с перемешиванием [24].

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Приготовленную композицию шпателем из кюветы нанести на ремонтируемое место.

Первый слой тщательно втирается. Не использованную смоляную часть и отвердитель (оставшиеся в расфасовке) необходимо тщательно закрыть крышками и скрепить скотчем. Не допускается попадание влаги внутрь тары.

Хранить компаунд в плотноупакованной таре в крытых складских помещениях. Не допускается попадание прямых солнечных лучей на компоненты состава. Использование компаунда после хранения при температуре ниже плюс 5 °С осуществляется после прогрева компонентов до температуры не выше плюс 25 °С.

При нанесении клеевого состава критичным условием является температура трубы. Она не должна быть ниже минус 7 градусов. Но в редких случаях перекачиваемый продукт, бывает холоднее. Применяемый клеевой состав наносится очень легко, поэтому его равномерное нанесение на зачищенный ремонтируемый участок не составляет никаких проблем (См. рисунок 9).

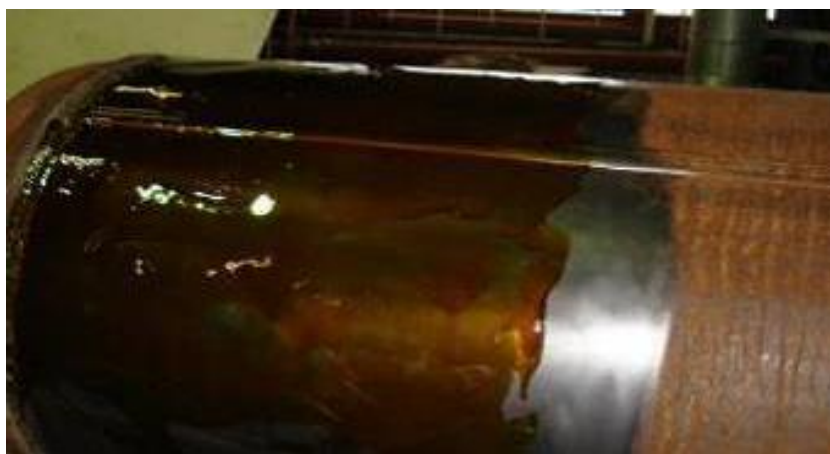


Рисунок 9 – Нанесение клеевого состава [24]

#### 4 этап. Монтаж муфты.

Установить верхнюю полумуфту на трубу без зазоров в районе стеклопластикового полотна. Установить лебедку на верхнюю полумуфту, обнести грузовой крюк, с прикрепленным к нему канатом, вокруг трубы и

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

закрепить конец каната на неподвижном крюке лебедки. Завести нижнюю полумуфту между канатом и трубой.

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). 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. Демонтировать лебедку с капроновым канатом

Вращая стяжки рожковым ключом стянуть полумуфты до устранения зазоров между трубой и стеклопластиковым полотном, затяжку стяжек производить попарно в соответствии со схемой: 1А-1Б, 2А-2Б, 3А-3Б, 4А-4Б (См. рисунок 10).

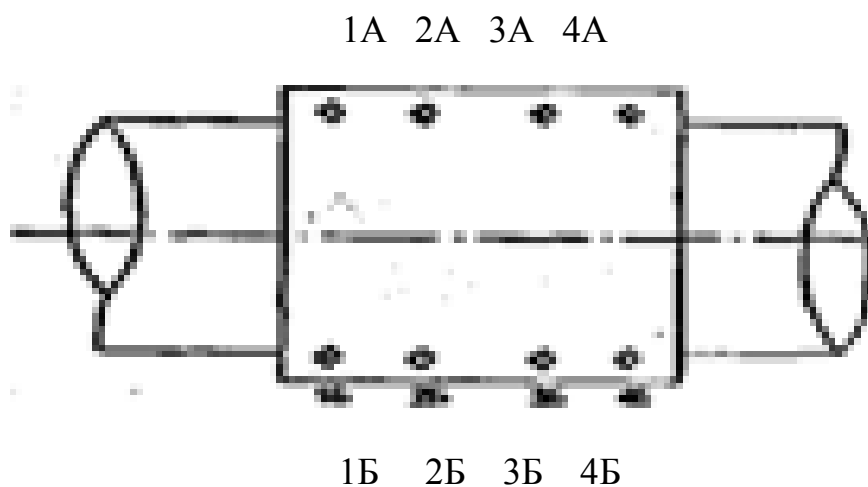


Рисунок 10 - Схема затяжки болтов [24]

Вращая гайку динамометрическим ключом, затянуть муфту с усилием, указанным в паспорте на изделие. Величина момента затяжки, каждого болта должна возрастать постепенно, причем угол поворота за один прием должен быть не более 1/4 оборота гайки с последующим переходом на следующее соединение.

В процессе полимеризации компаунда производится дозатяжка болтов в течение 2-3 часов с удалением выдавливаемой массы компаунда.

На резьбовые поверхности болтов и гаек нанести антикоррозионную пластичную смазку типа «Литол», «Солидол» и т.п.

**5 этап.** Изоляция отремонтированного участка.

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. Оси полумуфт изготавливаются из нержавеющей стали. Они полностью электрически развязаны с трубопроводом. Муфты комплектуются болтами либо из нержавеющей стали, либо из высокопрочной стали, защищенными от коррозии гальваническими методами.

**6 этап.** Установка маркеров.

По завершении гидроизоляции отремонтированного участка трубопровода на трубу устанавливается магнитный маркер, а в процессе засыпки шурфа над местом ремонта в толще грунта оставляется электромагнитный маркер. (См. рисунок 11)



Рисунок 11 – Отремонтированный участок трубопровода[24]

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

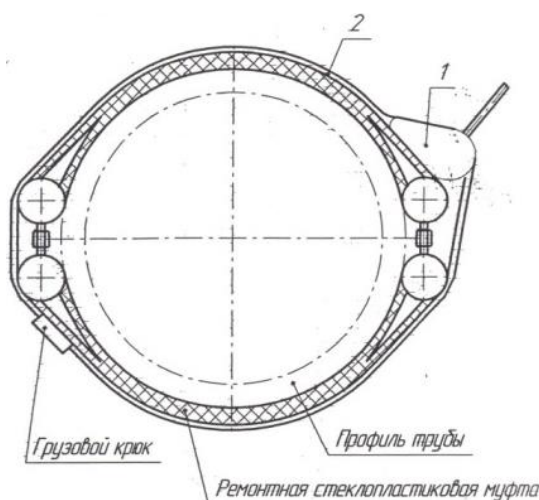


Рисунок 12 - Монтажа муфты при помощи лебедки [24]

ЗАО «Новые технологии» провела испытания стеклопластиковых муфт (См. рисунок 12). В период с 2003 по 2005 года муфты РСМ прошли полный комплекс испытаний: заводских, стендовых, полигонных и натурных на трубных катушках диаметром от 530 до 1420 мм. Режимы нагрузки: повторно – статическое воздействие внутреннего давления среды вплоть до разрушения объекта и циклическое воздействие давления среды в диапазоне от 0 до 7,4 МПа с количеством циклов 11 500 [24]. В ходе выполнения работы был произведен расчет и сравнены практические и теоретические коэффициенты усиления каждого испытания. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 1 - Полученные результаты усиливающего эффекта муфт при проведенных испытаниях.

Тип муфты, Дн x δ, мм	Момент затяжки, Нм. Размер болтов, (мм)	Длина дефекта (мм)	Средняя глубина дефекта, (мм)	Средняя глубина дефекта, (%)	Фактическое разруш. давление с муфтой, (МПа)	К-т усил	К-т усил. теор.	Погрешность (%)
РСМ-530 530x8	350 М 20	190	5,14	64,25	14,22	1,89	1,95	3,11
РСМ-720 720x11	450 М 24	220	6,29	57,18	19,13	1,88	1,78	5,54
РСМ-1020 1020x14	600 М 27	540	9,04	64,57	11,80	1,67	1,64	1,86
РСМ-1220 1220x12	450 М 24	215	8,01	66,75	6,76	1,25	1,32	5,3



PCM-1220 1220x12	600 М 24	225	7,87	65,58	7,65	1,37	1,42	3,6
PCM-1420 1420x17	600 М 27	210	12,20	71,76	13,15	1,44	1,37	4,8

### 3.2 Усиливающая Композиционная Муфта Трубопровода

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

Полезная модель относится к трубопроводному транспорту и, в частности, к устройствам ремонта трубопроводов. Усиливающая Композиционная Муфта Трубопровода, сокращенно УКМТ. Цель полезной модели - расширение функционально-технологических свойств, за счет выполнения ремонта точечных дефектов, обнаружения дефектов и выполнения равнопрочных соединительных элементов. Достигается это тем, что устройство выполнено в виде полумуфт и имеет противоположно расположенные напротив стяжных элементов шарнирно выполненные между собой петлеобразные концы полумуфт с цилиндрическим стержнем, пропущенным через петлеобразные концы. Муфта предназначена для ремонта внутренних и наружных дефектов трубопроводов с потерей металла до 100 % на рабочих давлениях до 60 атм. и дефектов с потерей металла до 80 % на рабочих давлениях до 80 атм. без остановки прокачки продукта. Муфта УКМТ изображена на рисунке 13 [11].



Рисунок 13 - Муфта УКМТ [12]

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Принцип работы УКМТ - это усиление дефектного участка трубопровода путем монтажа на него стеклопластиковой муфты, состоящей из двух половин, с близкими к стали физическими свойствами, достигнутыми за счет создания предварительного напряжения ремонтной конструкции при помощи тарированного стягивания болтовых соединений до момента (около 700 Нм), обеспечивающего уравнивание коэффициентов линейного удлинения трубы и ремонтной конструкции, а также компенсацию внутреннего давления в трубопроводе контактным давлением снаружи. УКМТ монтируется при рабочем давлении и гарантированно обеспечивает герметичность трубопровода. Отремонтированный с помощью УКМТ участок трубопровода может эксплуатироваться без обслуживания и ремонта не менее 50 лет.

Согласно Заключению экспертизы промышленной безопасности № ТУ-АС-001/424-08 от 11 января 2008 года, выданного ВНИИСЕРТИФИКАЦИЯ, УКМТ относится к обжимным муфтам и ремонт с их применением является постоянным методом ремонта, не требующим в дальнейшем вырезки этого участка с варкой катушки, либо проведения других дополнительных мероприятий. Усиливающая композиционная муфта трубопровода сертифицирована в Системе Сертификации ГОСТ Р ГОССТАНДАРТА России на соответствие требованиям нормативных документов (Сертификат соответствия № РОСС RU.НО 04.Н12577, срок действия от 11.03.2011 до 10.03.2020) [12].

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

Муфта УКМТ отличается от всех существующих на сегодняшний день ремонтных муфт простотой монтажа и, как следствие, высокой скоростью

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

проведения ремонта. На трубопроводах диаметром от 219 мм до 530 мм без учета времени на земляные работы ремонт занимает от 20 до 30 минут. Кроме того, УКМТ легко устанавливается под водой. Это очень актуально для ремонта трубопроводов на подводных переходах. Применяемый при установке УКМТ клей полимеризуется при влажности до 100 % и температуре стенки трубы от плюс 80°С до минус 7°С, что позволяет устанавливать данные муфты без создания каких-либо дополнительных условий в зоне ремонта. После проведения ремонта технологические отверстия и пазухи заполняют специальным материалом, который входит в комплект поставки, таким образом, муфта УКМТ становится монолитной стеклопластиковой конструкцией, армированной закладными деталями из нержавеющей стали.

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

К основным достоинствам УКМТ можно отнести:

- ❖ не нужна раскочка трубопровода;
- ❖ ремонт трубопровода без остановки перекачки продукта;
- ❖ ремонт без сброса давления;
- ❖ при минимальном количестве земляных работ;

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

- ❖ отсутствие огневых работ;
- ❖ высокая технологичность применяемых материалов и изделий;
- ❖ высокая скоростью ремонтных работ.

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

### 3.3 Ремонтная манжета Clock Spring

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

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

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания. В рабочем положении она схожа со свёрнутой часовой пружиной. С английского языка «Clock Spring» переводится как «часовая пружина» [15].

Перед началом установки манжеты все дефекты на поверхности трубопровода заделываются мастикой, передающей нагрузку, с высоким сопротивлением сжатию. Затем на ремонтируемый участок трубопровода наматывают композитную манжету с промазыванием слоем быстросохнущего прочного адгезива каждого витка полосы.

После монтажа манжеты трубопровод и три указанных компонента (адгезив, мастика и полоса композита) образуют единую жёсткую систему (См. рисунок 14).

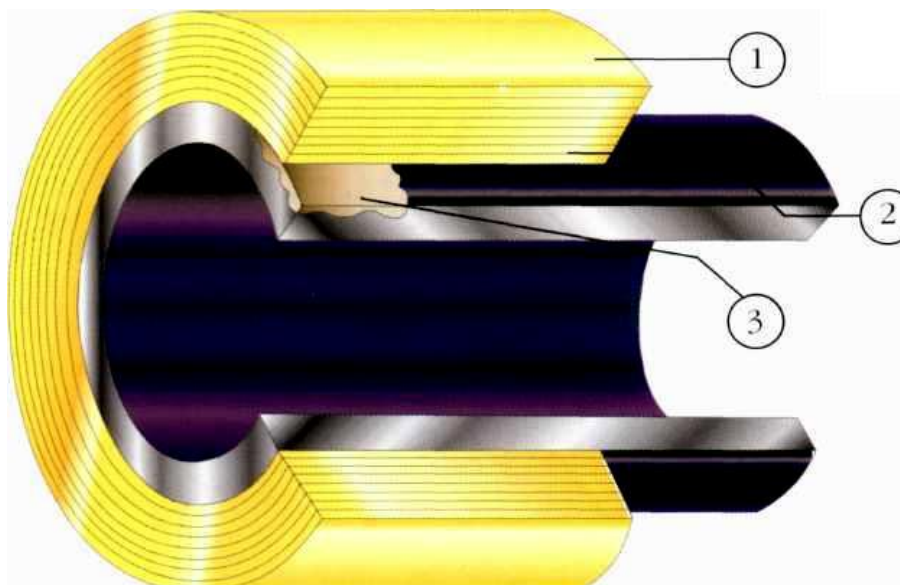


Рисунок 14 – Манжета Clock Spring [15]

1 - полоса композитного материала с высокопрочной однонаправленной структурой;

2- высокопрочный двухкомпонентный адгезив;

3- мастика с высоким сопротивлением сжатию для передачи нагрузки.

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

### 3.4 ГАРС

*Патент № 2177582, Классы МПК F16L55/175, «Способ ремонта трубы». РФ – 27.12.2001, Бюл. № 36.*

Для проведения ремонта на магистральных трубопроводах выпускаются ремонтные комплекты ГАРС (ТУ 2252-154-05786904-99 с изменениями 1, ТУ 2296-152-05786904-99 с изменениями 1) [16].

Методика проведения ремонта трубопровода с применением муфты ГАРС.

1. Согласно данным внутритрубной диагностики строят карту дефектов, по которой с использованием «Дополнения к РД 39-1.10-013-2000 производят классификация дефектов и рассчитывают необходимое для проведения ремонтных работ количество полимерных композитных материалов.

2. Трубопровод в месте проведения ремонта механически пескоструем или химическими методами очищают от старой изоляции с обезжириванием. Затем дефект заполняют ремонтной пастой и выравнивают. На следующем этапе накладывают с нанесением клея между слоями расчетное количество витков стеклопластиковой ленты. Конструкцию фиксируют с помощью хомутов и саморезов на время отверждения адгезива. После отверждения поверх ремонтной конструкции наносят антикоррозионную изоляцию или термоусадочную муфту. Составляют акт проведения ремонтных работ [17].

3. В случае проведения экстренных ремонтов трубопровода, без возможности произведения расчетов, рекомендуется использовать стандартный ремонтный комплект ГАРС, который состоит из 8-слойной ленты рулонированного стеклопластика под определенные диаметры трубопровода, необходимого количество клея и пасты, а так же вспомогательных материалов. При установке на дефект (при любых размерах дефекта, который подлежит ремонту) восьмислойной конструкции отремонтированный участок гарантированно приобретает необходимую прочность с восстановлением

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

несущей способности трубопровода. Сформированная ремонтная конструкция ГАРС изображена на рисунке 15.

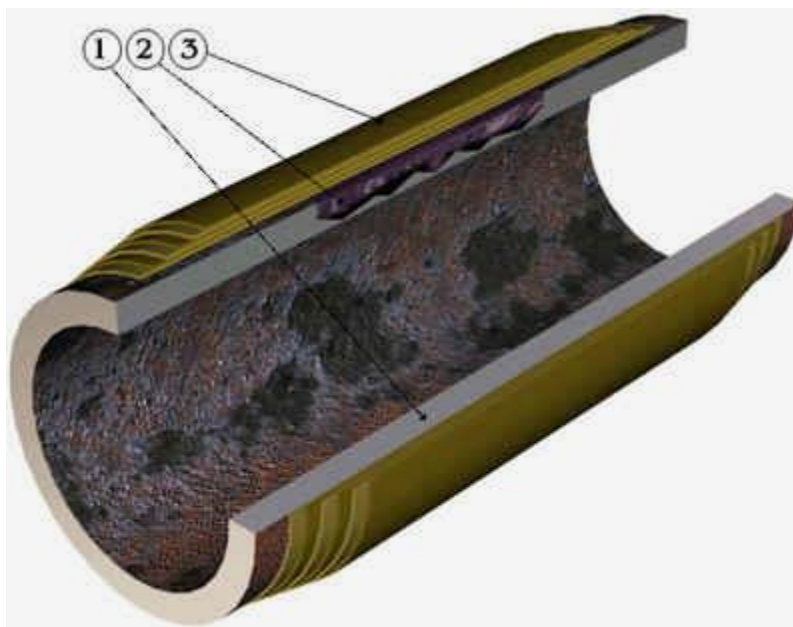


Рисунок 15 – Сформированная ремонтная конструкция ГАРС [18]

1 – Тело трубы; 2 – Локальный дефект трубопровода предварительно проработанный и заполненный ремонтным металлополимерным материалом; 3 – Сформированная ремонтная конструкция из клея и витков стеклополимерной композитной ленты ГАРС.

Виды дефектов подлежащих ремонту муфтами ГАРС для газопроводов низкого и среднего давления, а так же нефтепроводов описаны в ВРД 39–1.10–013–2000[20].

Согласно ВСН 39–1.10–001–99 ремонту подлежат следующие виды дефектов газопроводов высокого давления[21]:

- ❖ Сколы, царапины, задиры;
- ❖ Вмятины с глубиной до 5% диаметра трубопровода;
- ❖ Питтинговая коррозия;
- ❖ Общая коррозия (потеря металла);
- ❖ Каверны;

❖ Дефекты кольцевых сварных стыков - утяжины с глубиной до 20% толщины стенки трубопровода при протяженности до 1/12 периметра трубопровода, смещение кромок с глубиной до 30% толщины стенки трубопровода.

Стандартный набор состоит:

- ❖ Полимерная композитная восьми витковая лента ГАРС;
- ❖ Ремонтная паста для заполнения дефекта;
- ❖ Клей для склеивания витков полимерной ленты;
- ❖ Вспомогательный набор материалов для формирования ремонтной муфты.

Выпускают комплекты для трубопроводов от 159 до 1420 мм. Ширина ленты варьируется от 100 до 800 мм. Стандартная ширина ленты составляет 300 мм[18].

Специальные натяжители применяются для натяжения ленты ремонтной муфты на трубопроводе.

Все материалы прошли сертификацию и имеют разрешение Госгортехнадзора РФ и Республики Казахстан.

### 3.5 УКМ КОНУС

В ходе дальнейшего развития технологий ремонта трубопроводов, компанией ПСО «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА» была разработана, запатентована, испытана универсальная конусная муфт серии КОНУС (См. рисунок 16).

КОНУС относится к композиционным муфтам. Она состоит из двух полумуфт, которые изготовлены из композиционного материала и сваренной из двух частей металлической обечайки, устанавливающейся в обхват дефектного участка трубопровода поверх приклеенных к нему композиционных полумуфт.

Назначение:

					Обзор современных ремонтных конструкций выборочного ремонта трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



❖ ремонт механических, стресс-коррозионных, металлургических, коррозионных и других дефектов трубопроводов, включая подводные диаметром от 89 до 1420 мм независимо от способа и региона 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 капитальным и постоянным. В таких случаях муфта КОНУС является альтернативой замене катушки;

❖ усиление металла в зоне кольцевых сварных швов.

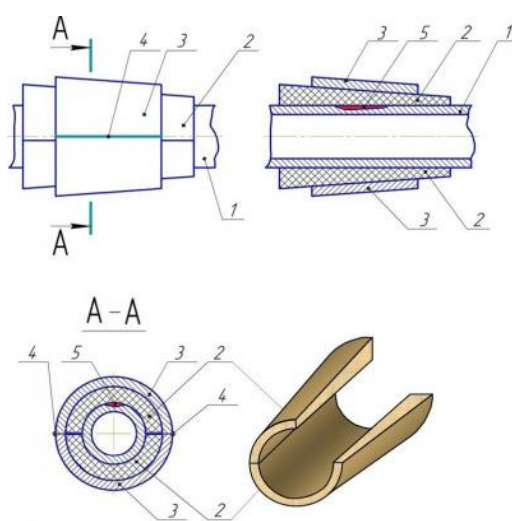


Рисунок – 16 Устройство муфты КОНУС








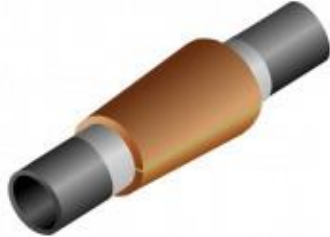
1 – трубопровод, 2 – композиционная муфта, 3 – стальная обечайка  
4 – сварной шов, 5 – несквозной дефект

Таблица 2 – Технические характеристики

Рабочее давление, $P_{\text{раб}}$	не менее 10 МПа
Испытательное давление, $P_{\text{исп}}$	1,25 $P_{\text{раб}}$
Диаметр ремонтируемых трубопроводов, $D_n$	от 50 до 1420 мм
Диапазон рабочих температур	От минус 60 до плюс 200 °С
Перекачиваемая среда	Нефтепродукты, газ, нефть, пресная и солёная вода, аммиак

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

Таблица 3 – Этапы установки муфты

<p><b>Этап 1</b> Оконтуривание дефекта</p> 	<p><b>Этап 2</b> Разметка дефектного участка</p> 
<p><b>Этап 3</b> Подготовка двух половин стальной обечайки к сварке и обезжиривание их внутренних поверхностей</p> 	<p><b>Этап 4</b> Сварка стальной обечайки и последующий НК сварных швов</p> 
<p><b>Этап 5</b> Очистка и обезжиривание поверхности дефектного участка</p> 	<p><b>Этап 6</b> Заполнение дефекта полимерной мастикой заподлицо с поверхностью трубопровода</p> 
<p><b>Этап 7</b> Подгонка половин композитной муфты, обезжиривание, промазывание клеящей мастикой их внутренних поверхностей и примыкающих кромок</p> 	<p><b>Этап 8</b> Монтаж композитной муфты на дефектный участок трубопровода</p> 

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

<p><b>Этап 9</b> Нанесение клеящей мастики на наружную поверхность композитной муфты</p> 	<p><b>Этап 10</b> Надвигание стальной обечайки на композитную муфту</p> 
<p><b>Этап 11</b> Натягивание стальной обечайки на композитную муфту при помощи затягивающего устройства до положения, заданного конструкцией муфты</p> 	<p><b>Этап 12</b> Изоляция отремонтированного участка</p> 

### 3.6 Муфта «Антисвищ»

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

Муфта представляет собой композиционную конструкцию, состоящую из двух фланцевых полумуфт, которые соединены между собой в обхват трубопровода с помощью болтовых соединений, и фторопластовой герметизирующей прокладки, располагающейся между ремонтируемым трубопроводом, непосредственно поверх сквозного дефекта, и композитной муфтой (См. рисунок 17).

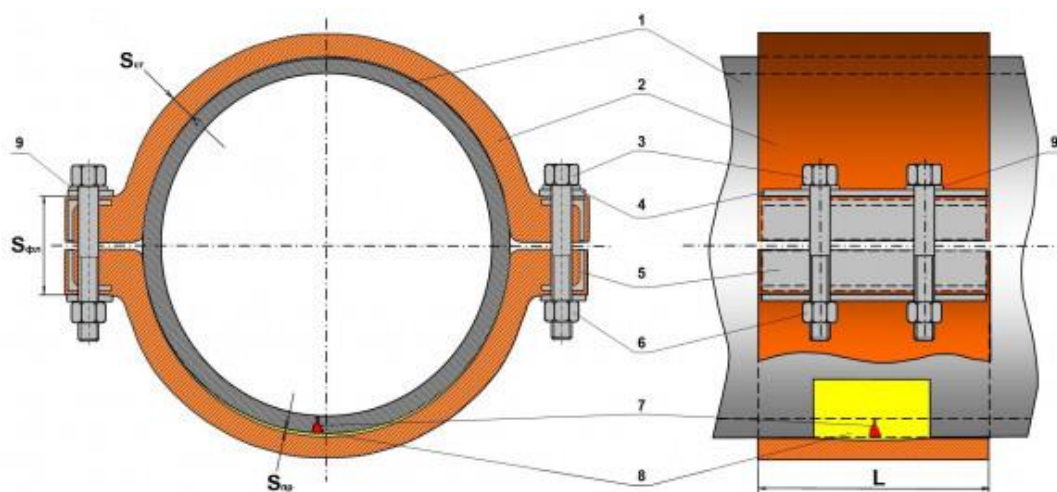


Рисунок 17 – Муфта Антисвищ:

- 1– трубопровод, 2 – композиционная фланцевая полумуфта, 3 – стяжной болт,  
 4– усиливающая стальная пластина, 5 – стальной закладной уголок,  
 6 – шестигранная гайка, 7 – сквозной дефект, 8 – герметизирующая прокладка,  
 9 – стопорная шайба

Композитные фланцевые полумуфты изготавливаются в заводских условиях из стеклопластика. На наружную поверхность полумуфт наносится слой защитного покрытия, стойкого к воздействию ультрафиолета.

Стальные усиливающие пластины защищены антикоррозионным покрытием.

### 3.7 Муфта Конус плюс



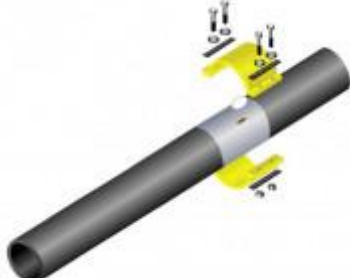


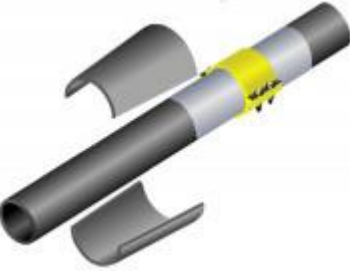
Муфта Конус плюс – это ремонтная конструкция для металлических трубопроводов, которая позволяет восстанавливать несущую способность секции с дефектами до уровня бездефектной трубы, а также обеспечить стопроцентную герметичность отремонтированного участка трубопровода. Ремонт трубопроводов, при помощи муфт КОНУС ПЛЮС, относится к постоянным и капитальным методам ремонта. Срок службы не менее 30 лет.

УКМ «КОНУС ПЛЮС» – это модификация УКМ «КОНУС», предназначенная для ремонта участков трубопроводов со сквозными дефектами

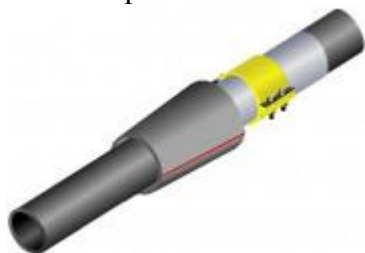
(свищами), предварительно загерметизированными с помощью муфт «Антисвищ».

Конструкционно «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.

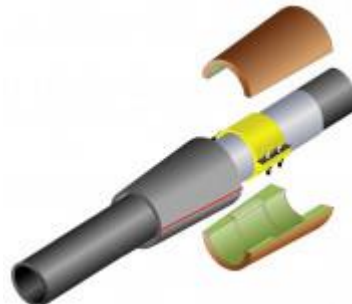
Таблица 4 – Этапы установки муфты

<p><b>Этап 1</b> Обнаружение сквозного дефекта трубопровода.</p> 	<p><b>Этап 2</b> Остановка истечения продукта перекачки. Очистка трубопровода от изоляции в районе предстоящего монтажа муфты Антисвищ.</p> 
<p><b>Этап 3</b> Подготовка комплекта монтажу:          Полумуфта -2 шт.          Герметизирующая прокладка -1 шт.          Усиливающая пластина - 4 шт.          Болт- 4 шт.          Стопорная шайба -4 шт.          Гайка - 4 шт.</p> 	<p><b>Этап 4</b> Монтаж муфты. Тарированная затяжка болтовых соединений. Возобновление перекачки. Разметка границ композитной муфты.</p> 
<p><b>Этап 5</b> Подготовка поверхности трубопровода к монтажу композитной муфты.</p> 	<p><b>Этап 6</b> Обезжиривание внутренних поверхностей частей стальной обечайки и подготовка их к сварке.</p> 

**Этап 7** Электродуговая сварка стальной обечайки и последующий НК сварных швов.



**Этап 8** Заполнение композитом пазух между фланцами Антисвища. Нанесение клеящей мастики на внутреннюю поверхность композитной муфты.



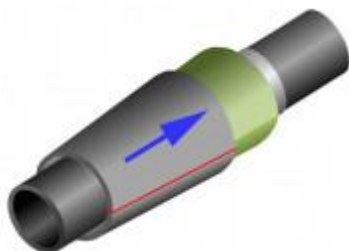
**Этап 9** Монтаж композитной муфты поверх Антисвища.



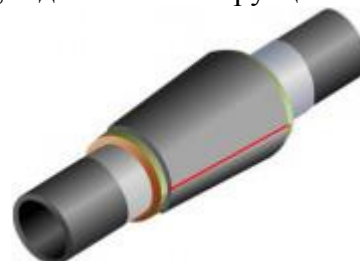
**Этап 10** Нанесение клеящей мастики на композитную муфту.



**Этап 11** Надвигание стальной обечайки на композитную муфту.



**Этап 12** Натягивание стальной обечайки на композитную муфту при помощи затягивающего устройства до положения, заданного конструкцией муфты.



**Этап 13** Изоляция отремонтированного участка трубопровода с нахлестом на старую изоляцию.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 4. Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода

### 4.1 Виды ремонтных работ на линейной части магистрального нефтепровода.

Система планово-предупредительных ремонтов линейной части магистрального трубопровода включает плановые ремонты и техническое обслуживание. В свою очередь, в ТО входят технические осмотры и собственно техническое обслуживание линейной части трубопровода. Технические осмотры линейной части трубопровода включают:

❖ Проведение патрулирования трассы — визуальное наблюдение для своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих безопасности и целостности трубопровода или безопасности окружающей среды;

❖ Проведение регулярных обследований и осмотров сооружений с применением специальных технических средств, для определения их технического состояния.

В зависимости от особенности эксплуатации трубопровода, степени повреждений объектов на линейной части и трассы, износа трубопроводных систем и трудоемкости ремонтных работ выделяют следующие виды плановых ремонтов: текущий и капитальный [22].

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

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

					Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Афанасьев Р.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.					47	124
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.Зав.	Бурков П. В.						

Как правило, текущий ремонт сооружений линейной части магистрального трубопровода выполняется совместно с техническим обслуживанием по утвержденному графику.

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 магистрального нефтепровода должно предусматривать достижение показателей вновь построенного нефтепровода (пропускная способность, рабочее давление и т.д.) [22].

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

- ❖ с заменой трубы;
- ❖ с заменой изоляционного покрытия;
- ❖ выборочный.

#### **4.2 Выборочный ремонт**

Технологические операции при выборочном ремонте производятся в следующем порядке:

- ❖ работы по уточнению положения нефтепровода;
- ❖ проведение уточнения границ ремонтируемого участка;
- ❖ работы по снятию и перемещению плодородного слоя почвы во временный отвал;
- ❖ вскрытие нефтепровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы;
- ❖ разработка грунта под нефтепроводом (с грунтовыми опорами или без);
- ❖ очистка нефтепровода от старой изоляции;

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



- ❖ визуальный осмотр дефектного участка нефтепровода с проведением дополнительного контроля физическими методами при необходимости;
- ❖ выполнение ремонтных работ дефектных мест (усиление или восстановление стенки трубы, монтаж муфт кроме замены трубы, «катушки»);
- ❖ нанесение изоляции и контроль качества;
- ❖ присыпка с подбивкой грунта под нефтепровод с последующей засыпкой траншеи;
- ❖ проведение технической рекультивации плодородного слоя.

#### 4.2.1 Ремонт с установкой муфт

Ремонтные конструкции делятся на два вида: для постоянного и временного ремонта.

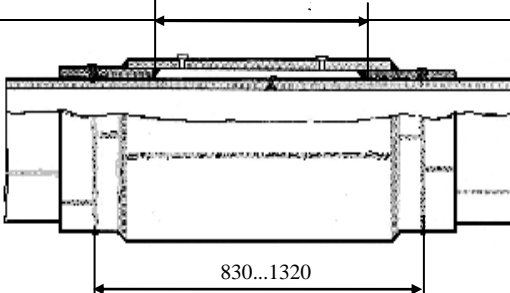
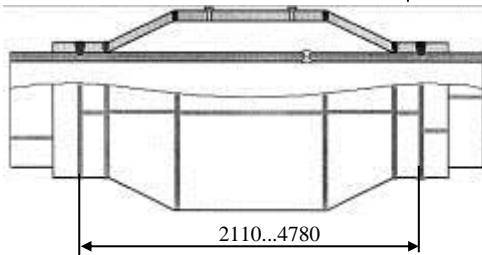
Конструкции для постоянного ремонта позволяют восстановить трубопровод на все время его дальнейшей эксплуатации. К этому виду конструкции относятся, муфтовый тройник, разрезной тройник, герметизирующий чоп. Различные ремонтные конструкции для постоянного ремонта представлены в Приложение Б [22].

К конструкциям временного ремонта относят приварную необжимную муфту и приварную муфту с коническими переходами. Ремонтные конструкции для временного ремонта представлены в таблице 5.

Муфты данных типов разрешено применять для аварийного ремонта с последующей заменой на постоянные методы ремонта.

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Таблица 5 - Конструкции для временного ремонта

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
В1		Приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью
В2		Приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью

Приварные муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с ТУ 1469-001-48815527-2009 «Приварные муфты, патрубки и тройники для ремонта действующих магистральных трубопроводов», технологической картой, конструкторской документацией, должны иметь сертификаты, маркировку и паспорт на применяемые материалы.

Запрещено применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в трассовых условиях.

Муфты необходимо изготавливать из листового материала или из новых бесшовных или прямошовных труб, предназначенных для сооружения МН.

Для изготовления муфт используют низколегированные стали марок 09Г2С, 17Г1С-У, 10ХСНД, 13Г1С-У и аналогичные. При одинаковой прочности металла муфты и трубы толщина стенки муфты и ее элементов должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты номинальную толщину ее стенки необходимо увеличить в соответствии с расчетом по части 7.3 СНиП 2.05.06. Толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы больше чем на 20% . При установке муфты на дефект «разнотолщинность стыкуемых

труб» или на дефектный кольцевой сварной шов, соединяющий трубы разной толщины, учитывается наименьшая толщина стенки трубы, входящей в соединение. Все элементы муфты должны иметь одинаковую толщину.

Не допускаются дефекты в виде вмятин, трещин, закатов, рисок и задигов на поверхности муфт. Установку муфт необходимо производить в соответствии с РД-23.040.00-КТН-386-09.

Не допускается опускание и подъем нефтепровода при производстве работ по установке муфт [23].

При установке приварных ремонтных муфт максимальное допустимое давление в нефтепроводе не должно превышать 2,5 МПа.

При изготовлении 100% радиографический и визуальный контроль должны пройти все сварные швы муфты. При установке муфты на трубу в соответствии с РД-19.100.00-КТН-001-10 все монтажные сварные швы и околошовные зоны поверхности основного металла должны пройти контроль.

Установка муфтовых тройников П8 (См. Приложение Б) необходимо проводить в соответствии с РД-23.040.00-КТН-386-09.

Установка разрезных тройников П9 (См. Приложение Б) необходимо проводить в соответствии с РД «Технология ремонта дефектов трубопроводов с применением патрубков, тройников и чопов».

При ремонте нефтепроводов часто применяются неприварные муфты, устанавливаемые по композитно-муфтовой технологии.

Установку композитных муфт П1В и П1П7 (См. Приложение Б) необходимо проводить в соответствии с РД-23.040.01-КТН-108-10.

При установке неприварной муфты стенка трубы не подвергается воздействию сварочной дуги. Муфта используется для непротекающих дефектов. При наличии течи муфту устанавливают после ее устранения.

В тех случаях, когда установкой одной секции муфты не обеспечивается необходимое перекрытие зоны дефекта, а также при наличии кривизны у ремонтируемого участка нефтепровода применяется многосекционная (составная) муфта, секции которой сваривают между собой.

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Сборку составной муфты необходимо производить последовательно секциями.

Муфту монтируют из двух свариваемых между собой полумуфт с зазором от 6 до 40 мм между ремонтируемой трубой и муфтой. Края кольцевого зазора герметизируют, и зазор заполняют специально разработанным для данной технологии композитным составом

После затвердевания торцевого герметика установочные болты выворачивают заподлицо с внутренней поверхности муфты. Уровень заполнения муфты композитным составом определяют через контрольные отверстия малого диаметра, в которые наживлены болты. После затвердевания композитного состава все выступающие из муфты детали обрезают заподлицо с поверхностью [23].

Муфты можно устанавливать как на прямых трубах, так и на криволинейных участках.

#### 4.2.2 Ремонт с заменой «катушки»

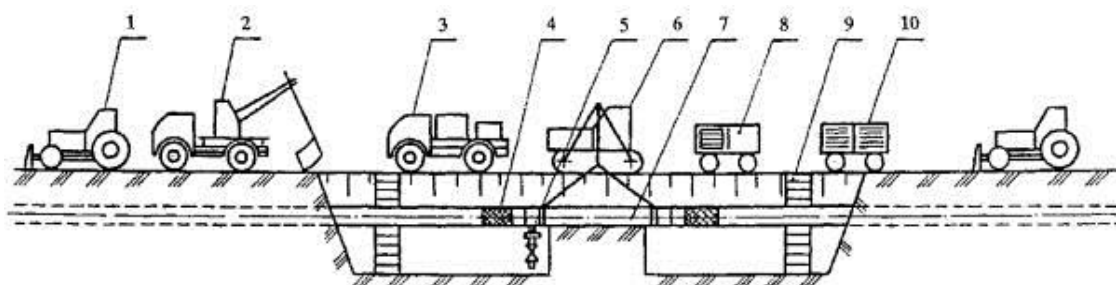


Рисунок 18 - Технологическая схема выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры [4]  
 1 - бульдозер; 2 - экскаватор; 3 - ПНА-2; 4 - глиняные пробки; 5 - задвижка; 6 - кран-трубоукладчик; 7 - катушка; 8 - электростанция; 9 - лестница; 10 - сварочный агрегат.

Данную схему можно использовать при выборочном ремонте участков нефтепроводов, имеющих:

❖ дефекты потери металла на внутренней поверхности трубы глубиной более 0,5t;

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

❖ местные сужения проходного сечения (гофры, вмятины) глубиной более:

$0,1D_H$  для труб диаметром от 325 до 530 мм ( $D_H$  - номинальный наружный диаметр трубы),

для труб диаметром 720 мм - 50 мм,

для труб диаметром 820 мм - 48 мм,

для труб диаметром от 1020 до 1220 мм - 45 мм;

❖ дефекты поперечных сварных швов глубиной:

более  $0,9t$ ;

от  $0,7t$  до  $0,9t$  и с суммарной длиной больше 60 % от длины по окружности трубы;

❖ дефекты продольных швов глубиной:

более  $0,7t$ ;

от  $0,3t$  до  $0,7t$  и с суммарной длиной больше  $0,5D_H$  по оси трубы на длине  $1,0 D_H$ ;

❖ дефекты спиральных швов глубиной:

более  $0,7t$ ;

от  $0,3t$  до  $0,7t$  и с суммарной длиной по окружности больше 60% от длины окружности трубы или не более  $0,5D_H$  по оси трубы на длине  $1,5D_H$ ;

❖ дефекты потери металла на внешней поверхности трубы глубиной:

более  $0,9t$  ( $t$ -толщина стенки трубы);

от  $0,75t$  до  $0,9t$  длиной более  $\sqrt{D_H * t}$ ;

❖ трещины глубиной:

более  $0,7t$ ;

от  $0,3t$  до  $0,7t$  длиной по оси трубы более  $0,5 D_H$ ,

от  $0,3t$  до  $0,7t$  и длиной по окружности трубы больше 60% от длины окружности трубы;

❖ расслоения металла трубы с глубиной больше  $0,7t$  и выходом на поверхность трубы.

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Ремонт нефтепровода проводится с остановкой перекачки с вырезкой и заменой дефектного участка на новый. Длина вырезаемого дефектного участка должна быть больше самого дефекта не менее чем на 100 мм с каждой стороны. Минимально допустимая длина катушки должна быть не меньше диаметра ремонтируемого нефтепровода [25].

Опорожнение ремонтируемых участков нефтепровода проводится откачиванием нефти в мягкие резинотканевые резервуары, параллельные нефтепроводы, резервуарные парки НПС. При отсутствии резервуаров, герметичных емкостей и параллельных нефтепроводов разрабатывается земляной амбар объемом достаточным для размещения откачиваемой нефти.

Последовательность выполнения ремонтных работ приведена в РД-23.040.00-КТН-073-15.

При ремонте с заменой дефектного участка трубы выполняют следующие технологические операции:

- ❖ вскрытие нефтепровода с дефектным участком;
- ❖ разработка ремонтного котлована и, при необходимости, котлована для сбора нефти;
- ❖ врезка отводов для откачки нефти в параллельный и ремонтируемый нефтепроводы;
- ❖ остановка перекачки с отсечением задвижками ремонтируемого участка;
- ❖ опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем откачки в котлован для сбора нефти или в мягкие резервуары, закачки в параллельный нефтепровод;
- ❖ вырезка дефектной части трубы;
- ❖ проведение герметизации внутренней полости нефтепровода;
- ❖ подготовка концов нефтепровода под монтаж и сварку;
- ❖ подготовка и подгонка новой «катушки» (трубы) по месту;
- ❖ прихватка и вварка «катушки» в нефтепровод;

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

- ❖ подключение отремонтированного участка и возобновление перекачки;
- ❖ проведение обратной закачки нефти из котлована или емкостей;
- ❖ проведение очистки и изоляции нефтепровода;
- ❖ засыпка котлована для сбора нефти и отремонтированного участка нефтепровода;
- ❖ проведение технической рекультивации плодородного слоя почвы [25].

### 4.2.3 Шлифовка

Шлифовку используют для ремонта секций и соединительных деталей (переходники, заглушки, тройники, отводы и т.п.) с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа мелких трещин, потеря металла (риски, коррозионные дефекты), расслоение, выходящее на поверхность, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (поры с выходом на поверхность, чешуйчатость) с остаточной высотой усиления не менее значений, которые указаны в РД-25.160.00-КТН-037-14 [23].

Шлифовку используют для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов - потерь металла, расслоений, выходящих на поверхность, трещин, рисков в соответствии с таблицей 6.3 РД 23.040.00-КТН-140-11.

Сварные присоединения (места старых приварок контрольно-измерительных колонок, места приварок шунтирующих перемычек и другие наплавления металла), которые примыкают к бездефектному продольному или поперечному сварному шву, зашлифовывают заподлицо с поверхностью трубопровода.

При шлифовке путем снятия металла необходимо восстановить плавную форму поверхности со снижением концентрации напряжений. При выборочном ремонте шлифовкой максимальное допустимое давление в трубопроводе должно быть не больше 2,5 МПа. Зашлифованный участок

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

необходимо подвергать визуальному, контролю методом цветной дефектоскопии или магнитопорошковому контролю.

После проведения шлифовки необходимо методом ультразвуковой толщинометрии проверить остаточную толщину стенки трубопровода. Остаточная толщина должна быть не меньше 80 % от номинальной толщины стенки.

При шлифовке трещин перед установкой муфты (таблица 6.3 РД 23.040.00-КТН-140-11, «вмятина в сочетании с трещиной», «гофр в сочетании с трещиной», «трещина в стенке трубы») глубина выбранного металла

должна превышать глубину трещины не менее, чем на 5 % от номинальной толщины стенки. Не менее 5 мм должна быть остаточная толщина стенки после шлифовки трещин [23].

Обработку поврежденного участка осуществляют при помощи ручных шлифовальных машин или напильников. Следует использовать шлифовальные машины, имеющие максимальную мощность 450 Вт, с частотой вращения от 8000 до 11000 об/мин. Диаметр шлифовального круга от 100 до 120 мм с толщиной — не менее 3 мм.

В процессе шлифовки во избежание нанесения повреждений необходимо поддерживать угол  $45^\circ$  или больше между обрабатываемой поверхностью и осью круга. Ремонт участков труб шлифовкой с помощью ручной шлифовочной машины изображен на рисунке 19.

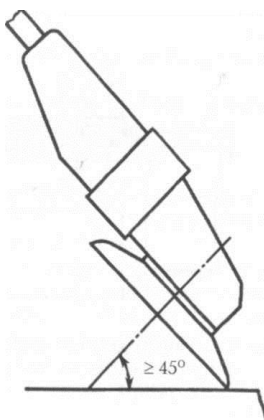


Рисунок 19 - Ремонт участков труб шлифовкой с помощью ручной шлифовочной машины [4]

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



#### 4.2.4 Заварка дефектов

Заварку разрешено применять для ремонта дефектов стенки трубы типа «потеря металла» (риски, коррозионные язвы) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа «аномалии поперечного сварного шва» (недостаточная ширина шва, поры с выходом на поверхность, подрезы сварного шва отсутствующее или недостаточное усиление) на сварных швах в соответствии с таблицей 6.3 РД 23.040.00-КТН-140-11 [23].

Допускается заварка, если площадь или его глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (диаметр, длина) не превышают величин, указанных в таблице 6.3 РД 23.040.00-КТН-140-11. Не менее 100 мм должно быть расстояние между смежными повреждениями. Не менее 100 мм должно быть расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов, в том числе до спиральных.

Разрешается проведение заварки при избыточном давлении в трубопроводе не менее 0,1 МПа и максимальном допустимом давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа с учетом погрешности измерения применяемых приборов [23].

Работы по подготовке и выполнению заварки дефектов на стенке трубопровода должны соответствовать требованиям, которые приведены в разделе 6.7 РД-23.040.00-КТН-386-09 и РД-75.180.00-КТН-274-10.

До металлического блеска зачищается поверхность трубопровода в радиусе не менее двух диаметров повреждений (наибольших линейных размеров) и полость коррозионного повреждения. Наличие следов коррозии на месте заварки не допускается. Работы по подготовке и выполнению заварки дефектов поперечных сварных швов должны соответствовать требованиям, которые приведены в РД-23.040.00-КТН-386-09 [23].

Последовательность заварки выборки изображена на рисунке 20.

					Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

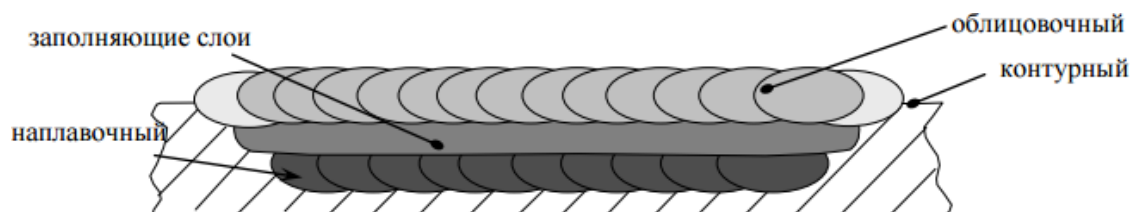


Рисунок 20 – Последовательность заварки выборки [23]

После завершения заварки дефекта наплавленный металл обрабатывается до получения ровной поверхности с усилением не более 1 мм.

Параметры заварки выборки после механической обработки изображены на рисунке 21.

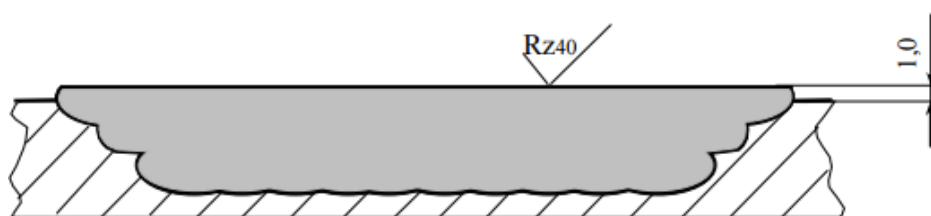


Рисунок 21 – Параметры заварки выборки после механической обработки [23]

Наплавленный металл подвергается ультразвуковому контролю для обнаружения внутренних дефектов и магнитопорошковому, визуальному контролю для обнаружения внешних дефектов. По результату НК качества сварных швов оформляется заключение установленной формы по РД-19.100.00-КТН-001-10 [26].

## 5. Расчетное обоснование выбора РСМ

### 5.1 Расчетная схема определения критерия работоспособности дефектного участка трубопровода

Силовую эффективность РСМ определяем расчетным критерием работоспособности дефектного участка газонефтепровода до и после установки РСМ участок. Этот критерий определяем по СТО Газпром 2–2.3–112, положениям СТО Газпром 2–2.3–335–2009 и временной инструкции по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов газа компрессорных станций.

Все дефекты, которые характеризуются уменьшением стенки трубопровода, приравниваются к коррозионным дефектам, включая стресс-коррозионные и другие острые дефекты. Для расчетов берутся размеры отшлифованной зоны, которые получили после вышлифовки дефектного места [27].

Важным критерием ремонта дефектных участков с помощью РСМ является соблюдение критерия работоспособности дефектного участка на разрыв без установленной муфты при воздействии продольных напряжений, которые вызваны изгибающим моментом, внутренним давлением и осевыми усилиями. Для линейных участков трубопроводов этот критерий определяют по расчетам, которые приведены в СТО Газпром 2–2.3–112–2007 [27].

Критерием работоспособности дефектного участка на разрыв вдоль образующей трубопровода при условии выполнения требования, считается превышение расчетного допустимого давления  $p_{\text{доп}}$  над рабочим давлением  $p$ , при котором эксплуатируется данный участок, то есть должно выполняться следующее условие:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов</i>			
Разраб.		Афанасьев Р.			Расчетное обоснование выбора РСМ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					59	124
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.Зав.		Бурков П. В.						

$$p_{\text{доп}} \geq p \quad (1)$$

Допустимое давление  $p_{\text{доп}}$  определяем с учетом приведенных исходных данных по дефектному участку газопровода:

- ❖ категория участка газопровода;
- ❖ геометрические характеристики поперечного сечения трубопровода;
- ❖ рабочее давление;
- ❖ размеры дефектного участка в проекции на продольную плоскость сечения стенки трубопровода;
- ❖ физико-механические характеристики материала трубы.

Давление  $P_{\text{доп}}$  вычисляем по формуле:

$$p_{\text{доп}} = \frac{p_p}{k} \quad (2)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, определяемый в соответствии со 29. СП 36.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* и Рекомендациями [29].

$p_p$  – разрушающее давление, определяемое в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112.

Разрушающее давление  $p_p$  определяем по формуле:

$$p_p = \frac{\delta \cdot \sigma_B \left(1 - \frac{t}{\delta}\right)}{(R_H - \delta) \left(1 - \frac{t}{\delta M}\right)} \quad (3)$$

где  $\delta$  – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$M$  – коэффициент Фолиаса;

$R_H$  – наружный радиус трубопровода, м;

$t$  – средняя глубина дефекта, мм;

$\sigma_B$  – предел прочности металла трубы, МПа.

По формуле определяем коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{\frac{1 + 0,31 l_{\text{эф}}^2}{R_H \delta}} \quad (4)$$

где  $l_{\text{эф}}$  – эффективная длина дефекта, мм.

По формуле определяем значение геометрической функции  $\Phi$ :

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$\Phi = \frac{1 - \frac{t}{\delta}}{1 - \frac{t}{\delta M}} \quad (5)$$

По формуле определяем среднее значение глубины дефекта  $t$ :

$$t = \frac{A}{l_{эф}} \quad (6)$$

❖ где  $A$  – площадь проекции дефекта на продольную плоскость, мм<sup>2</sup>

Вычисляем по формулам:

❖ при переменном шаге измерений  $\Delta l_i = l_{i+1} - l_i$ :

$$A = 0.5(t_1 \Delta l_1 + t_n \Delta l_{n-1}) + \sum_{i=2}^{n-1} \Delta l_{i-1} t_i \quad (7)$$

❖ при постоянном шаге  $\Delta l$  измерений глубины  $t_i$ :

$$A = \Delta l [0.5(t_1 + t_n) + \sum_{i=2}^{n-1} t_i] \quad (8)$$

где  $i = 1, \dots, n$  – точки измерений глубины  $t_i$  в пределах эффективной длины дефекта  $l_{эф}$ .

По формуле вычисляем коэффициент запаса  $k$ :

$$k = \frac{0.9 \gamma n_p k_1 k_H}{m} \quad (9)$$

где 0,9 – поправочный коэффициент;

$\gamma$  – коэффициент, который учитывает нормативное (рабочее) давление на данном участке газопровода. Вычисляем по формуле:

$$\gamma = 1 - \frac{n_p \cdot p}{R_1} \quad (10)$$

где  $n_p$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$R_1$  – расчетное сопротивление сжатию (растяжению), определяемое по формуле в соответствии со СНИП 2.05.06-85:

$$R_1 = \frac{m \sigma_B}{k_1 k_H} \quad (11)$$

Если суммарное продольные напряжения, вычисляемые по формуле:

$$\sigma_{пр} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{\mu \cdot p (D_H - 2\delta)}{2\delta} - \frac{E D_H}{2\rho} \quad (12)$$

являются сжимающими и их уровень соответствует условию:

$$\sigma_{пр} < -0.5 \sigma_B \frac{1 - \frac{t}{\delta}}{1 - \frac{t}{\delta M}} \quad (13)$$

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тогда вычисление разрушающего давления производится с учетом значения по методике СТО Газпром 2-2.3.112,

где  $E$  – модуль упругости, МПа;

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения, град<sup>-1</sup>;

$\mu$  – коэффициент Пуассона;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, град;

$\rho$  – радиус изгиба продольной оси трубопровода, м;

$D_H$  – номинальный наружный диаметр трубопровода, мм.

## 5.2. Расчет усилий, напряжений и контактного давления

Контактное давление, которое создается узлом затяжки, обеспечивает силовую эффективность РСМ.

По формуле вычисляем усилие в болтах:

$$Q = n_B \frac{M_{зат}}{\xi d_B} \quad (14)$$

где  $n_B$  – количество болтов в узле затяжки;

$M_{зат}$  – момент затяжки болтового соединения, МН м;

$\xi$  – значение коэффициента трения в резьбе,  $\xi =$  от 0,15 до 0,20.

Усилия, которые возникают в полотне двухразъемной муфты из-за затяжки болтов, определяем в соответствии с расчетной схемой, которая представлена на рисунке 22.

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

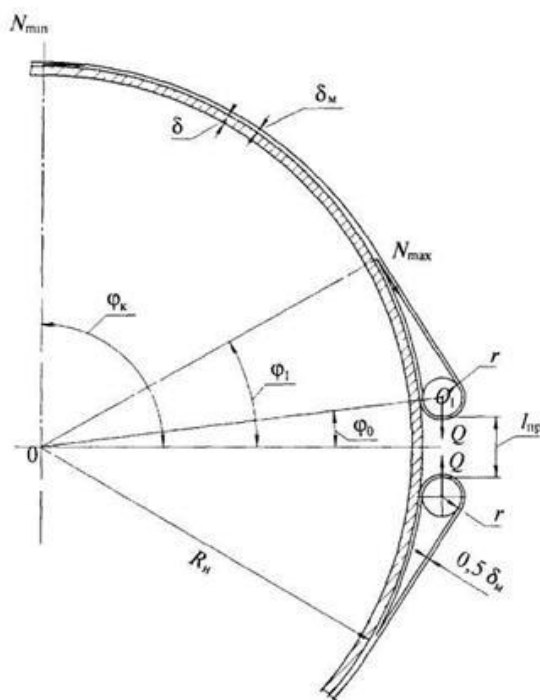


Рисунок 22 – Расчетная схема взаимодействия РСМ с трубопроводом [27]

Значение напряжений и усилий определяют по формулам:

1) По формуле определяют наибольшее значение усилия:

$$N_{max} = Q \cos \varphi_0 \frac{2 - f(\varphi_1 - \varphi_0)}{1 + \cos(\varphi_1 - \varphi_0)}, \quad (15)$$

где  $\varphi_0$  – угол между радиусом-вектором центра закладной оси узла затяжки и осью симметрии, определяемый по формуле:

$$\varphi_0 = \arcsin \left[ \frac{r + 0,5\Delta l}{R + r + 0,5\delta_m} \right], \quad (16)$$

$f$  – коэффициент трения между муфтовым полотном и трубой;

$\varphi_1$  – угол между радиусом-вектором точки касания сечения полотна с наружной поверхностью трубопровода и осью симметрии, в котором сходятся обе ее ветви, вычисляемые по формуле:

$$\varphi_1 = \arccos \left[ \frac{R_H + 0,5\delta_m - r}{R_H + 0,5\delta_m + r} \right] + \varphi_0, \quad (17)$$

2) по формуле определяют наибольшее значение напряжения в полотне муфты:

$$\sigma_{max} = \frac{N_{max}}{\delta_m l_m}, \quad (18)$$

3) по формуле определяют наименьшее значение усилия в сечении полотна, равноудаленного от узлов затяжки:

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$N_{min} = N_{max} \exp[f(\varphi_0 - \varphi_k)], \quad (19)$$

где  $\varphi_k$  – угловая координата сечения полотна, равноудаленного от узлов затяжки;

4) по формуле определяют интегрально усредненные значения продольной силы в сечении полотна:

$$N_{cp} = N_{max} \{1 - \exp[f(\varphi_0 - \varphi_k)]\} [f(\varphi_0 - \varphi_k)]^{-1} \quad (20)$$

Значение составляющих контактного давления муфты на поверхность трубопровода вычисляют по формулам:

– среднее значение контактного давления от затяжки болтов:

$$p_{к\sigma} = \frac{N_{cp}}{R_H l_m}; \quad (22)$$

– минимальное значение контактного давления:

$$p_{кmin} = \frac{N_{min}}{R_H l_m} \quad (21)$$

– среднее значение контактного давления при рабочем давлении  $p$  в трубопроводе с учетом давления от установки муфты:

$$p_k = \frac{(p-p_0) \cdot \gamma_1 \cdot k_\beta + 2n_y \cdot Q \cdot A_T (\chi_n + 0,5\chi_\sigma)}{\gamma_1 \cdot k_\beta + A_k}, \quad (23)$$

где  $\chi_n$  – податливость муфтового полотна, м/МН;

$\chi_\sigma$  – податливость болтов узла затяжки, м/МН;

Коэффициенты определяют по формулам:

$$A_T = \frac{E\delta}{2\pi R_H^2}; \quad (25)$$

$$\gamma_1 = 1 - \mu^2; \quad (24)$$

$$A_k = \frac{E\delta}{E_M \delta_M}; \quad (26)$$

$$\chi_n = \frac{FR_H}{E_M \delta_M l_M}; \quad (27)$$

$$\chi_\sigma = \frac{4l_\sigma}{n_\sigma \pi E_B d_\sigma^2}, \quad (28)$$

где  $E_M$  – модуль упругости материала полотна РСМ в окружном направлении, МПа;

$E_\sigma$  – модуль упругости материала болтов, МПа;

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



$F$  – коэффициент, учитывающий удлинение полотна муфты от сил трения полотна муфты по трубопроводу и усилия затяжки болтовых соединений [27].

Коэффициент  $F$  определяется по таблице 6.

Таблица 6 – Значение коэффициента  $F$

Коэффициент трения $f$	Значение коэффициента $F$	
	Одноразъемная муфта	Двухразъемная муфта
0,2	2,61	1,36
0,3	2,36	1,29

Определяем по рисунку 23 коэффициент  $k_{\beta}$ , учитывающий ширину полотна муфты при определении усредненного радиального перемещения наружной поверхности трубопровода в границах ширины полотна муфты.

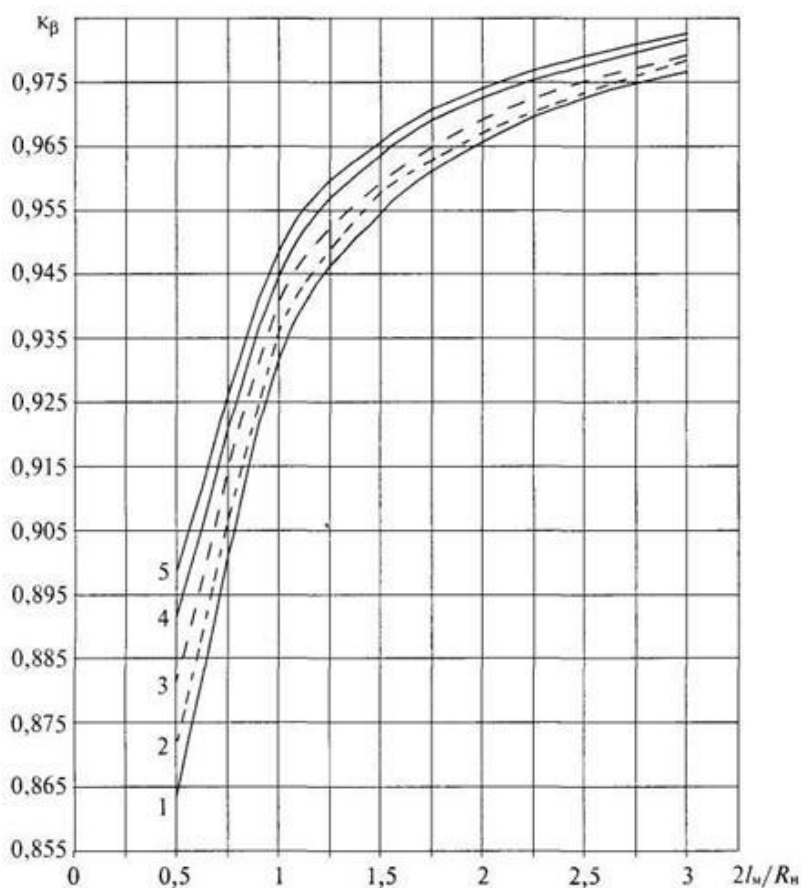


Рисунок 23 – Зависимость коэффициента  $k_{\beta}$  усредненных радиальных перемещений поверхности трубопровода от относительной ширины  $2l_M/R_n$  муфты для различных значений относительной толщины стенки трубопровода  $\delta' = \delta/R_n$ : 0,031(1); 0,027(2); 0,023(3); 0,02(4); 0,017(5) [27].

### 5.3. Критерий работоспособности дефектного участка трубопровода с установленной муфтой

Критерий работоспособности дефектного участка трубопровода с установленной муфтой определяется с учетом контактное давление  $p_k$ , уровень которого обеспечивается заданными конструктивными параметрами стеклопластиковой муфты и расчетными моментами затяжки болтовых соединений.

По формуле вычисляют допустимое значение внутреннего давления  $p_{доп.м}$ :

$$p_{доп.м} = \frac{p_p}{k} + \frac{p_k}{k_{мф}}, \quad (29)$$

где  $k_{мф} = 1,2 \cdot 1,2 = 1,38 = k_{рел} \cdot k_{кон}$  – коэффициент надежности муфты;

$k_{рел}$  – коэффициент релаксации напряжений при эксплуатации в стеклопластиковом полотне;

$k_{кон}$  – коэффициент, учитывающий неравномерность контактного давления полотна муфты на поверхность трубопровода.

Рекомендуемые значения коэффициентов  $k_{рел}$ ,  $k_{кон}$ , полученные по данным статических и циклических испытаний дефектных трубопроводов с установленными муфтами, равны:  $k_{рел} =$  от 1,1 до 1,3.  $k_{кон} =$  от 1,1 до 1,2.

Вычисляют коэффициент усиления дефектного участка трубопровода по соотношению допустимых значений внутреннего давления:

$$k_{ус} = \frac{p_{доп.м}}{p_{доп}} \quad (30)$$

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

#### 5.4. Определение коэффициента усиления дефектного участка с использованием стеклопластиковых муфт

Исходные данные: материал трубопровода – сталь 17Г1С-У; коэффициент условий работы  $m = 0,99$ ; предел прочности материала  $\sigma_B = 588$  МПа; номинальный наружный диаметр газопровода  $D_H = 1220$  мм; коэффициент Пуассона  $\mu=0,3$ ; рабочее давление  $p = 6,9$  МПа; толщина стенки  $\delta = 12$  мм; модуль упругости  $E = 206000$  МПа; коэффициент надежности по внутреннему давлению  $n_p = 1,1$ ; коэффициент надежности по назначению трубопровода  $k_n = 1,155$ ; коэффициент надежности по материалу труб  $k_1 = 1,34$  [29]; дефект – продольная стресс-коррозионная трещина после вышлифовки с профилем дна, указанным в таблице 7.

Таблица 7 - Геометрические параметры дефекта.

Параметр, мм	Значение глубины $t$ дефекта по её длине										
Длина $x$	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
Глубина $t$	0	5,9	6,6	6,7	6,9	7	6,8	6,5	6,4	5,8	0

Толщина полотна  $\delta_M = 0,012$  м; модуль упругости полотна муфты;  $E_M = 58700$  МПа; коэффициент трения в резьбе  $\xi = 0,18$ ; момент затяжки муфты  $M_{зам} = 600$  Нм; количество болтов в разьеме  $n_\delta = 4$ ; диаметр болтов  $d_\delta = 0,024$  м; модуль упругости материала болтов  $E_\delta = 206000$  МПа; количество разъемов – 2; радиус закладной оси  $r = 0,0375$  м; коэффициент трения полотна по трубе  $f = 0,2$ ; зазор между закладными осями  $l_{пр} = 0,07$  м; коэффициент надежности работы муфты  $k_M = 1,44$ ; наружный радиус трубопровода  $R_H = 0,61$  м [29].

Вычисляем расчетное сопротивление  $R_1$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_n} \sigma_B = \frac{0,99 \cdot 588}{1,34 \cdot 1,155} = 376,12 \text{ МПа} \quad (31)$$

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Коэффициент  $\gamma$ , учитывающий рабочее давление вычисляем по формуле:

$$\gamma = 1 - \frac{1,1 \cdot 6,9}{346,12} = 0,98 \quad (32)$$

Вычисляем коэффициент запаса  $k$ :

$$k = \frac{0,9 \cdot 0,98 \cdot 1,1 \cdot 1,34 \cdot 1,155}{0,99} = 1,52 \quad (33)$$

Функция  $\Phi$  будет принимать минимальное значение при эффективной длине дефекта  $l_{\text{эф}}=160$  мм, на которой площадь  $A$  проекции дефекта на продольную плоскость определяется с учетом за крайних точек  $t_1=5,9$  мм,  $t_n=5,7$  мм и  $\Delta l=20$  мм:

$$A = \Delta l [0,5(t_1 + t_n) + \sum_{i=2}^{n=1} t_i] = 20 \cdot [0,5(5,9 + 5,7) + (6,6 + 6,7 + 6,9 + 7 + 6,8 + 6,5 + 6,4)] = 1054 \text{ мм}^2 \quad (34)$$

Вычисляем среднюю глубину дефекта:

$$t = \frac{A}{l_{\text{эф}}} = \frac{1054}{160} = 6,59 \text{ мм} \quad (35)$$

Вычисляем коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{\frac{1+0,31l_{\text{эф}}^2}{R_H \delta}} = \sqrt{\frac{1+0,31 \cdot 160^2}{610 \cdot 12}} = 1,44 \quad (36)$$

Значение геометрической функции  $\Phi$  вычисляем по формуле:

$$\Phi = \frac{1 - \frac{t}{\delta}}{1 - \frac{t}{\delta M}} = \frac{1 - \frac{6,59}{12}}{1 - \frac{6,59}{12 \cdot 1,44}} = 0,73 \quad (37)$$

Вычисляем разрушающее давление для дефектного участка:

$$p_p = \frac{2\delta \cdot \sigma_B}{(R_H - 2\delta)} \cdot \Phi = \frac{2 \cdot 12 \cdot 588}{1220 - 2 \cdot 12} \cdot 0,73 = 8,59 \text{ МПа} \quad (38)$$

Вычисляем значение допустимого давления:

$$p_{\text{дон}} = \frac{p_p}{k} = \frac{8,59}{1,52} = 5,66 \text{ МПа} \quad (39)$$

Так как  $p_{\text{дон}} < p$ , то данный участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности, и поэтому его необходимо отремонтировать. Будем использовать муфту РСМ с резьбовой затяжкой в качестве ремонтной конструкции.

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Усилие  $Q$  в болтах на одном разъеме при затяжке вычисляем по формуле:

$$Q = n_B \frac{M_{зам}}{\xi d_B} = 4 \cdot \frac{600}{0,18 \cdot 0,024} = 0,556 \text{ МН} \quad (40)$$

Вычисляем угол  $\varphi_0$  между радиус-вектором центра закладной оси и осью симметрии узла затяжки:

$$\varphi_0 = \arcsin \left[ \frac{0,0375 + 0,5 \cdot 0,07}{0,61 + 0,0375 + 0,5 \cdot 0,012} \right] = 0,111 \text{ рад} \quad (41)$$

Вычисляем угол  $\varphi_1$  между радиус-вектором точки касания с наружной поверхностью полотна и осью симметрии:

$$\varphi_1 = \arccos \left[ \frac{0,61 + 0,5 \cdot 0,012 - 0,0375}{0,61 + 0,5 \cdot 0,012 + 0,0375} \right] + 0,111 = 0,595 \text{ рад} \quad (42)$$

Вычисляем наибольшее усилие  $N_{max}$  в поперечном сечении полотна муфты:

$$N_{max} = 0,556 \cdot \cos(0,111) \cdot \frac{2 - 0,2 \cdot (0,595 - 0,111)}{1 + \cos(0,595 - 0,111)} = 0,557 \text{ МН} \quad (43)$$

При подземной прокладке коэффициент условия закрепления трубопровода вычисляем по формуле:

$$\gamma_1 = 1 - \mu^2 = 1 - 0,3^2 = 0,91 \quad (44)$$

Коэффициент  $k_\beta$ , который учитывает ширину полотна муфты с заданными параметрами муфты  $\frac{2l_M}{R_n} = 1,05$  и  $\delta' = \frac{\delta}{R_n} = 0,02$ , в соответствии с рисунком 22 будет равен 0,95.

Вычисляем податливость полотна муфты:

$$\chi_n = \frac{1,36 \cdot 0,61}{58700 \cdot 0,012 \cdot 0,32} = 0,00368 \frac{\text{м}}{\text{МН}} \quad (45)$$

Вычисляем податливость болтовых соединений:

$$\chi_b = \frac{4 \cdot 0,144}{4 \cdot 3,14 \cdot 206000 \cdot 0,024^2} = 0,000386 \frac{\text{м}}{\text{МН}} \quad (46)$$

Вычисляем вспомогательные коэффициенты  $A_T$  и  $A_K$ :

$$A_T = \frac{206000 \cdot 0,012}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,61^2} = 1057,86 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \quad (47)$$

$$A_K = \frac{206000 \cdot 0,012}{58000 \cdot 0,012} = 3,51 \quad (48)$$

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вычисляем среднее значение контактного давления полотна муфты на трубопровод:

$$p_k = \frac{(6,9-0,1)0,91 \cdot 0,95 + 2 \cdot 2 \cdot 0,556 \cdot 1057,86(0,00368 + 0,5 \cdot 0,000386)}{0,91 \cdot 0,95 + 3,51} = 3,43 \text{ МПа} \quad (49)$$

Вычисляем допустимое давление для дефектного участка с установленной муфтой:

$$p_{\text{доп.м}} = 5,66 + \frac{3,43}{1,44} = 8,04 \text{ МПа} \quad (50)$$

Вычисляем коэффициент усиления, обеспечиваемый муфтой при эксплуатации:

$$k_{\text{ус}} = \frac{8,04}{5,66} = 1,42 \quad (51)$$

Таким образом, делаем вывод, что после установки муфты РСМ обеспечивается условие  $p_{\text{доп.м}} > p_{\text{доп}}$ , поэтому при максимальном рабочем давлении 6,9 МПа критерий работоспособности дефектного участка трубопровода соблюдается.

					Расчетное обоснование выбора РСМ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6. Моделирование напряжённо деформированного состояния

В результате эксплуатации трубопроводов в стенках трубы под действием нагрузок и окружающей среды могут образовываться дефекты.

В качестве примера проведём моделирование напряжённо деформированного состояния газопровода с параметрами, указанными в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные

Параметры	
$d_{TRнар}$ – наружный диаметр газопровода, мм	1220
Марка стали	17Г1С-У
$\rho$ – средняя плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0,790
$P_I$ – внутреннее давление в газопроводе, МПа	6,9
Тип грунта	Суглинки
$\sigma_{вр}$ – временное сопротивление, МПа	588
$\sigma_{тек}$ – предел текучести, МПа	461
$k_I$ – коэффициент надежности по материалу	1,34
Тип изоляционной ленты	Поликен 980-25
$\delta_{ил}$ – толщина изоляционной ленты, мм	0,635
$\rho_{ил}$ – плотность изоляционной ленты, кг/м <sup>3</sup>	1046
Тип обертки	Поликен 955-25
$\delta_{об}$ – толщина обертки, мм	0,635
$\rho_{об}$ – плотность обертки, кг/м <sup>3</sup>	1028
$h_0$ – глубина заложения трубопровода, м	1
$\alpha$ – коэффициент линейного расширения металла трубы, град	$1,2 \cdot 10^{-5}$
$E$ – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа	$2,06 \cdot 10^5$
$n_{св}$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость	0,95
$\mu$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)	0,3
$n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта	0,8
$\gamma_m$ – удельный вес металла трубы, Н/м <sup>3</sup>	78500
$K_{ил} = K_{об}$ – коэффициент, который учитывает величину нахлеста для двухслойной изоляции	2,30

					Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Афанасьев Р.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.					71	124
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
И.о.Зав.	Бурков П. В.						
					Моделирование напряжённо деформированного состояния		

Дефект - трещина на верхней образующей трубы длиной 200 мм и средней глубиной 6 мм.

Произведем расчет нагрузок действующих на трубопровод

$q_{\text{верт}}$  – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{зп}} \cdot \gamma_{\text{зп}} \cdot D_n \cdot \left( h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{\text{мп}} \quad (52)$$

$P_{\text{гр}}$  - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;



$$(53)$$

$$q_m = n_{\text{св}} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,192^2) = 3329,39 \text{ Н/м} \quad (54)$$

Нагрузку для подземных трубопроводов от собственного веса изоляции найдем по формуле:

$$q_u = n_{\text{св}} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{\text{ин}} \cdot \delta_{\text{ин}} \cdot \rho_{\text{ин}} + K_{\text{об}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}}); \quad (55)$$

где  $K_{\text{ин}} = K_{\text{об}} = 2,30$  - коэффициент, который учитывает величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\rho_{\text{ин}} = 1046 \text{ кг/м}^3$ ,  $\delta_{\text{ин}} = 0,635 \text{ мм}$  — соответственно плотность и толщина изоляции;  $\rho_{\text{об}} = 1028 \text{ кг/м}^3$ ,  $\delta_{\text{об}} = 0,635 \text{ мм}$  - соответственно плотность и толщина оберточных материалов.

$$q_u = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 1,22 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1046 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1028) = 108,14 \text{ Н/м} \quad (56)$$

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м газопровода следует определять по формуле:

$$q_{\text{газ}} = 0,215 \cdot p_{\text{ГАЗ}} \cdot g \cdot \frac{P \cdot D_{\text{вн}}^2}{z \cdot T} = 0,06 \text{ Н/м} \quad (57)$$

$$q_{\text{мп}} = 3953,65 + 108,14 + 0,06 = 3437,59 \text{ Н/м} \quad (58)$$



$$P_{cp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 17500 \cdot 1,22 \cdot \left[ \left( 1 + \frac{1,22}{8} \right) + \left( 1 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{22^\circ}{2} \right) \right] + 3437,59}{3,14 \cdot 1,22} = 17634,9 \text{ Па} \quad (59)$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 17500 \cdot 1,22 \cdot \left( 1 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8} \right) + 3437,59 = 22757,63 \text{ Н/м} \quad (60)$$

Сначала проведём моделирование напряжённо деформированного состояния газопровода без установленной ремонтной конструкции.

Результаты моделирования представлены на рисунке 24.

Рисунок 24 – НДС газопровода без установленной ремонтной конструкции

По результатам моделирования видно, что наибольшая концентрация напряжений располагается в области дефекте и составляет 389,96 МПа.

Следующим этапом будет моделирование напряжённо деформированного состояния газопровода с установленной ремонтной конструкцией РСМ-1220.

					Моделирование напряжённо деформированного состояния	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Результаты моделирования представлены на рисунке 25.

Рисунок 25 – НДС газопровода с установленной ремонтной конструкцией РСМ-1220

По результатам моделирования видно, что наибольшая концентрация напряжений располагается теперь не в дефекте, а на внутренней поверхности трубопровода и максимально составляет 294,12 МПа. После установки РСМ-1220 максимальные напряжения снизились на 95,84 МПа.

Следующим этапом будет моделирование напряжённо деформированного состояния газопровода с установленной ремонтной конструкцией ГАРС.

Результаты моделирования представлены на рисунке 26.

					Моделирование напряжённо деформированного состояния	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Рисунок 26 – НДС газопровода с установленной ремонтной конструкцией  
ГАРС

По результатам моделирования видно, что наибольшая концентрация напряжений располагается теперь не в дефекте, а на внутренней поверхности трубопровода и максимально составляет 292,31 МПа. После установки ГАРС максимальные напряжения снизились на 97,65МПа.

Таким образом, по результатам проведенных моделирований можно сделать вывод, что современные ремонтные конструкции РСМ-1220 и ГАРС способны с необходимой прочностью ремонтировать дефектные участки.

					Моделирование напряжённо деформированного состояния	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для обеспечения надежности работы системы магистрального трубопроводного транспорта за счет уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций и аварий проектом предусматривается устранение дефектов, выявленных на магистральных газонефтепроводах в результате диагностических работ.

Большая часть аварий на газонефтепроводах определённым образом связана с накоплением повреждений в сварных швах и металле трубы. Развитие различных нарушений происходит из-за образования, увеличения размера и слияния микротрещин в течение длительного времени эксплуатации газонефтепровода. Поэтому при выборе оптимального варианта проведения ремонта, количество аварий может быть сокращено.

Целью данного экономического расчета является выявление наиболее выгодного способа ремонта трубопровода диаметром 1220 мм по композитно муфтовой технологии и ремонте стеклопластиковой муфтой.

### 7.1 Расчет расхода материалов

При планировании бюджета необходимо обеспечить достоверное и полное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

Сварку муфты П1 будем производить ручной дуговой сваркой. Расход электродов определяем по формуле:

$$L_{э} = K_p \cdot G_n, \quad (61)$$

					<i>Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Афанасьев Р.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>				76	124	
<i>Консульт.</i>					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>И.о.Зав.</i>	<i>Бурков П. В.</i>						
					<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>		

где  $K_p$  – коэффициент расхода электродов. Для марки электродов Э–50А равняется:  $K_p = 1,7$ .

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

$$G_n = V \cdot \gamma, \quad (62)$$

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

$\gamma$  – плотность металла;  $\gamma = 7,85 \text{ г/см}^3$ .

Определяем объем наплавленного металла по формуле:

$$V = F_n \cdot S \quad (63)$$

где  $S$  – длина сварных швов, см;

$F_n$  – площадь наплавленного металла пояса,  $\text{см}^2$ .

$$F_n = \frac{1}{2} \cdot a \cdot b \quad (64)$$

где  $a$  – толщина стенки,  $\text{см}^2$ ;

$b$  – ширина сварного шва, см.

$$F_n = \frac{1}{2} \cdot 1,4 \cdot 1,16 = 0,81 \text{ см}^2 \quad (65)$$

Следовательно:

$$V = 0,81 \cdot 200 = 162 \text{ (см}^3\text{)} \quad (66)$$

Таким образом:

$$L_3 = 1,7 \cdot 162 \cdot 7,85 = 2148 \text{ (г)} = 2,15 \text{ (кг)} \quad (67)$$

Для противокоррозионной защиты отремонтированного участка трубопровода применяется усиленная изоляция.

Необходимую массу праймера ПЛ-Л найдем по формуле:

$$M_n = 2\pi R_M \cdot L_1 \cdot G + 2\pi R_T \cdot L_2 \cdot G \quad (68)$$

где  $R_M$  – радиус трубопровода с учетом установленной муфты, м;

$R_T$  – радиус трубопровода, м;

$L_1$  – длина ремонтируемого участка с установленной муфтой, м;

$L_2$  – длина ремонтируемого участка без установленной муфты, м;

$G$  – расход праймера,  $\text{г/м}^2$ .

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

$$M_{II} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,631 \cdot 1 \cdot 140 + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,610 \cdot 0,7 \cdot 140 = 930 \text{ г} = 0,93 \text{ кг} \quad (69)$$

Нанесение изоляции выполняется в два слоя с использованием полимерно-битумных лент толщиной не менее 1,5 мм. Нанесение изоляционной ленты следует производить с 50% нахлестом ширины ленты.

Необходимая длина полимерно-битумной лента «Литкор» на один метр трубопровода:

$$L_{JI} = 2\pi R_M \cdot \frac{L_1}{H} + 2\pi R_T \cdot \frac{L_2}{H} \quad (70)$$

где H – ширина изолирующей ленты, м.

Тогда для участка длиной 1,7 м с учетом нахлеста потребуется:

$$L_{JI} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,631 \cdot \frac{1}{0,25} + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,61 \cdot \frac{0,7}{0,25} = 26,58 \text{ м} \quad (71)$$

Необходимая длина защитной обертки «Полилен-ОБ» на один метр трубопровода:

$$L_O = 2\pi R_M \cdot \frac{L_1}{H} + 2\pi R_T \cdot \frac{L_3}{H} \quad (72)$$

где  $L_3$  – длина ремонтируемого участка с учетом обертки, м.

Тогда для участка длиной 2 м с учетом нахлеста потребуется:

$$L_{JI} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,631 \cdot \frac{1}{0,25} + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,61 \cdot \frac{1}{0,25} = 31,17 \text{ м} \quad (73)$$

Объем композитного материала «ДЭКА» при КМТ рассчитываем по формуле:

$$V_K = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot L) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot L) \quad (74)$$

где  $R_1$  - внутренний радиус муфты, м;

$R_2$  - внешний радиус трубопровода, м;

L - длина муфты, м.

$$V_K = ((3,14 \cdot 0,617^2) \cdot 1) - ((3,14 \cdot 0,61^2) \cdot 1) = 0,027 \text{ м}^3 \quad (75)$$

Объем герметизирующей мастики «ДЭМАСТ» при КМТ рассчитываем по формуле:

$$V_{Г} = ((\pi \cdot R_1^2) \cdot 0,03) - ((\pi \cdot R_2^2) \cdot 0,03) \quad (76)$$

где  $R_1$  - внутренний радиус муфты, м;

$R_2$  - внешний радиус трубопровода, м;

$$V_{К} = ((3,14 \cdot 0,617^2) \cdot 0,03) - ((3,14 \cdot 0,61^2) \cdot 0,03) = 0,00081 \text{ м}^3 \quad (77)$$

Расчет амортизационных отчислений при ремонта трубопровода КМТ и РСМ представлен в таблице 9.

Таблица 9 - Стоимость материалов на проведение ремонта двумя технологиями

Наименование затрат	Ед. изм.	Количество		Цена ед. руб.	Сумма, руб	
		П1	РСМ		П1	РСМ
Муфта П1	шт.	1	-	77005	77005	-
РСМ	шт.	-	1	59801	-	59801
Круг отрезной, шлифовальный	шт.	1	1	305	666	666
		1	1	361		
Электроды Э50А диаметром 4 мм	кг	2,15	-	770	1655,5	-
Лента полимерно-битумная «Литкор»	м	26,58	26,58	180	4784,4	4784,4
Обертка защитная Полилен-ОБ	м	31,17	31,17	71,4	2225,5	2225,5
Праймер ПЛ-Л	кг	0,93	0,93	170	158,1	158,1
Композитный материал «ДЭКА»	м <sup>3</sup>	0,027	-	235153,4	6350	-
Герметизирующая мастика «ДЭМАСТ»	м <sup>3</sup>	0,0008	-	571428,6	462,8	-
Всего за материалы					93307,3	67635
Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)					3732,3	2705,4
Итого по статье С <sub>м</sub>					97039,6	70340,4

Из таблицы следует, что РСМ экономически выгоднее на 26699,2 руб.

## 7.2 Расчет времени на проведение мероприятия

Определяем нормы времени для ремонта трубопровода согласно Единым расценкам и нормам на монтажные, строительные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11, Сборник Е22, Сборник Е2 [30]. Сметным нормативам на производство капитального ремонта линейной части

магистральных трубопроводов и величины накладных расходов» СТО Газпром 2-2.2-336-2009 [31].

Время на проведение ремонта представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Время на выполнение мероприятий

Операция	Время,ч	
	П1	РСМ
Определение дефекта на местности	0,1	0,1
Вскрытие трубопровода	2,5	2,5
Очистка трубопровода	2	2
Приготовление и нанесение ремонтного состава	-	0,5
Монтаж ремонтной конструкции	1	1
Сварка полуболочек	1	-
Приготовление композита	0,5	-
Закачка композита	0,3	-
Затвердевание композита	24	-
Изоляционные работы	1	1
Засыпка трубопровода	0,5	0,5
Итого:	32,9	7,6

По результатам таблицы можно сделать вывод, что ремонт РСМ занимает меньшее время, чем ремонт КМТ. Это обусловлено тем, что при КМТ ремонте требуется значительное время на затвердевание закачиваемого композитного состава.

### 7.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе проведения ремонта потребуется различная техника. Трассоискатели для определения положения трубопровода. Бульдозер для снятия верхнего слоя грунта, перемещения в отвал и засыпки траншеи после ремонта. Экскаватор для последующей разработки траншеи. Очистная машина для снятия старой изоляции. Шлифовальная машинка для зачистки области дефекта после очистной машины и удаления технологических деталей после проведения ремонта. Автокран для подъема и перемещения полуболочек муфты при ремонте КМТ. Гидравлический домкрат для установки на трубе



нижней полуоболочки при ремонте КМТ. Сварочный аппарат для сварки полуоболочек муфты при ремонте КМТ. Вахтовая машина для доставки рабочих к месту проведения ремонта. Дизельный электрогенератор для выработки электричества. Автоцистерна и миксер для приготовления композитного состава и герметика при ремонте КМТ. Бортовой автомобиль для доставки материала и оборудования к месту проведения ремонта. Нагнетательный насос для закачки композитного состава при ремонте КМТ.

Стоимость техники и оборудования представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Стоимость техники и оборудования

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	
	П1	PCM
Бульдозер John Deere 550K	7375000	7375000
Экскаватор Hitachi ZAXIS 180LCN	7900000	7900000
Автокран КС-45721	5800000	5800000
Сварочный агрегат EVOSPARK EVOMIG 350	180000	-
Машина очистная МИ-1220	1607240	1607240
Дизель-электрический агрегат FUBAG DS 15000 DAC ES	370 210	370 210
Автомобиль бортовой Урал 4320-5911-74	3087000	3087000
Вахтовая машина КАМАЗ 420	3 260 000	3 260 000
Автоводоцистерна АЦПТ-10	4000000	-
Трассоискатель RD7100PL	309 550	309 550
Гидравлический домкрат МНС-25RS	57000	57000
Миксер Makita UT1600	25630	-
Нагнетательный насос Putzmeister P 13 EMR KA230	1 440 546	-
Шлифовальная машинка BOSCH GBR 15 CAG	38330	38330

По результатам таблицы можно сделать вывод, что для проведения ремонта PCM требуется меньшее количество техники и оборудования, потому что отсутствуют технологические операции приготовления и закачки композитного состава.

## 7.4 Затраты на амортизационные отчисления

Сумму амортизационных отчислений определим основываясь на балансовую стоимость нематериальных активов и основных производственных фондов. Нормы амортизации для оборудования выбираются по единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утвержденное постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072). Результаты расчета при ремонте КМТ приведены в таблице 12 [32].

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте КМТ.

Наименование оборудования	Стоимость руб.	Норма аморти. %	Норма аморти. в год, %	Норма аморти. в час, руб	Кол-во	Время работы, час.	Сумма аморти., руб
Бульдозер John Deere 550K	7375000	14,3	1054625	120,4	1	1	120,4
Экскаватор Hitachi ZAXIS 180LCN	7900000	11,1	876900	100,1	1	2	200,2
Автокран КС-45721	5800000	7,7	446600	51,0	1	1	51
Сварочный агрегат EVOSPARK EVOMIG 350	180000	8,33	14994	1,7	2	1	3,4
Машина очистная МИ-1220	1607240	33,3	535210	61,1	1	0,5	30,5
Дизель-электрический агрегат FUBAG DS 15000 DAC ES	370 210	6,2	22953,1	2,6	1	2	5,2
Автомобиль бортовой Урал 4320-5911-74	3087000	16,7	515529	58,9	1	8	470,8
Вахтовая машина КАМАЗ 420	3 260 000	9,1	296660	33,9	1	8	270,9
Автоводоцистерна АЦПТ-10	4000000	16,7	668000	76,3	1	8	610
Трассоискатель RD7100PL	309 550	11	34050,5	3,9	1	0,1	0,4
Гидравлический домкрат МНС-25RS	57000	8,3	4731	0,5	1	1,5	0,8
Миксер Makita UT1600	25630	50	12815	1,5	1	0,2	0,3
Нагнетательный насос Putzmeister P 13 EMR KA230	1 440 546	12,5	180068	20,6	1	0,3	6,2
Шлифовальная машинка BOSCH GBR 15 CAG	38330	50	19165	2,2	1	1	2,2
Итого:							1772,4

Результаты расчета при проведении ремонта РСМ приведены в таблице

13.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте РСМ.

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиз., %	Норма амортиз. в год, %	Норма амортиз. в час, руб	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортиз., руб
Бульдозер John Deere 550K	7375000	14,3	1054625	120,4	1	1	120,4
Экскаватор Hitachi ZAXIS 180LCN	7900000	11,1	876900	100,1	1	2	200,2
Автокран КС-45721	5800000	7,7	446600	51,0	1	1	51
Машина очистная МИ-1220	1607240	33,3	535210	61,1	1	0,5	30,55
Дизель-электрический агрегат FUBAG DS 15000 DAC ES	370 210	6,2	22953,1	2,6	1	1	2,6
Автомобиль бортовой Урал 4320-5911-74	3087000	16,7	515529	58,9	1	8	471,2
Вахтовая машина КАМАЗ 4320	3 260 000	9,1	296660	33,9	1	8	271,2
Трассоискатель RD7100PL	309 550	11	34050,5	3,9	1	0,1	0,39
Гидравлический домкрат МНС-25RS	57000	8,3	4731	0,5	1	1	0,5
Шлифовальная машинка BOSCH GBR 15 CAG	38330	50	19165	2,2	1	1	2,2
Итого:							1150,3

По результатам расчета амортизационных отчислений видно, что при КМТ ремонте амортизационные отчисления будут составлять 1772,4 руб, а при ремонте РСМ составляют 1150,5 руб. Экономия затрат составит 621,9 руб.

### 7.5 Расчет затрат на оплату труда

К затратам на оплату труда относят:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

❖ суммы, начисляемые по тарифным ставкам, должностным окладам в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда;

❖ надбавки за работу в районах крайнего Севера и районные коэффициенты.

Результаты расчета оплаты труда приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет оплаты труда

Профессия	Разряд	Кол-во		Тарифная ставка, руб./час	Время проведения мероприятий, ч.		Тарифный фонд ЗП, руб.		Северный и районный коэффициент 50%+60%		Зарботная плата с учетом надбавок, руб.	
		П1	РСМ		П1	РСМ	П1	РСМ	П1	РСМ	П1	РСМ
Мастер	8	1	1	290	8,9	7,6	2581	2204	2839,1	2424,4	5420,1	4628
Электросварщик	6	2	-	180	1	-	360	-	396	-	756	-
Линейный трубопроводчик	5	4	1	160	4,9	5,6	3136	896	3449,6	985,6	6585,6	1882
Слесарь	6	2	2	175	1	1	350	350	385	385	735	735
Машинист (бульдозер)	5	1	1	235	1	1	235	235	258,5	258,5	493,5	494
Машинист (кскаватор)	5	1	1	235	2	2	470	470	517	517	987	987
Крановщик	5	1	1	200	1	1	200	200	220	220	420	420
Водитель	5	3	2	140	8,9	7,6	3738	2128	4111,8	2340,8	7849,8	4469
Итого		15	9				11070	6483	12177	7131,3	23247	13614

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, делаем вывод, что ремонт РСМ экономически выгоднее, чем ремонт КМТ. Экономия составит 9633 руб.

## 7.6 Затраты на страховые взносы

Расходы на страховые взносы при КМТ ремонте трубопровода в Фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на

производстве, Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования и социального страхования представлены в таблице 15.

Выбираем класс VIII (тариф 0,9) для расчета расходов на страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве при выполнении общестроительных работ по прокладке магистральных трубопроводов с кодом по ОКВЭД – 45.21.3[33].

Таблица 15 – Расчет страховых взносов при КМТ ремонте трубопровода

Профессия	Кол-во	ЗП, руб.	ФОМС (5,1%)	ФСС (2,9%)	ПФР (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,9%)	Всего, руб.
Мастер	1	5420,1	276,4	157,2	1192,4	48,8	1674,8
Электросварщик	2	756	38,6	21,9	166,3	6,8	233,6
Линейный трубопроводчик	4	6585,6	335,9	191	1448,8	59,3	2035
Слесарь	2	735	37,5	21,3	161,7	6,6	227,1
Машинист (бульдозер)	1	493,5	25,2	14,3	108,6	4,4	152,5
Машинист (экскаватор)	1	987	50,3	28,6	217,1	8,9	305
Крановщик	1	420	21,4	12,2	92,4	3,8	129,8
Водитель	3	7849,8	400,3	227,6	1727	70,6	2425,6
Итого:							7183,3

Расходы на страховые взносы при РСМ ремонте трубопровода в Фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве, Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования и социального страхования представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет страховых взносов при РСМ ремонте трубопровода

Профессия	Кол-во	ЗП, руб.	ФОМС (5,1%)	ФСС (2,9%)	ПФР (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,9%)	Всего, руб.
Мастер	1	4628,4	236,0	134,2	1018,2	41,7	1430,2
Линейный трубопроводчик	1	1882	96,0	54,6	414,0	16,9	581,4
Слесарь	2	735	37,5	21,3	161,7	6,6	227,1
Машинист (бульдозер)	1	494	50,3	28,6	217,1	8,9	152,5
Машинист (экскаватор)	1	987	50,3	28,6	217,1	8,9	305,0
Крановщик	1	420	21,4	12,2	92,4	3,8	129,8
Водитель	2	4469	227,9	129,6	983,2	40,2	1380,9
Итого:							4206,8

По полученным значениям страховых взносов при двух способах ремонта трубопровода, делаем вывод, что экономия затрат на страховые взносы при ремонте трубопровода РСМ составит 2976,5 руб. по сравнению с ремонтом КМТ.

### 7.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеприведенных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение ремонтов (См. таблицу 17).

Таблица 17 – Затраты на проведение ремонтов

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	П1	РСМ
Затраты на материалы	97039,6	70340,4
Амортизационные отчисления	1772,4	1150,3
Заработная плата	23247	13614
Страховые взносы	7183,3	4206,8
Накладные расходы (20%)	25848,46	17862,3
<b>Всего затрат:</b>	<b>155090,8</b>	<b>107174</b>

На ремонт РСМ затраты составят 107174 руб, что меньше на 47916,8 руб, чем при ремонте по КМТ технологии.

По результатам экономического расчета можно сделать вывод, что при ремонте РСМ снижаются затраты и количество времени на проведение ремонта трубопровода.

## 8. Социальная ответственность

В магистерской диссертации рассматриваются методы и технологии выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов. При ремонте магистрального газонефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такой как различные типы экскаваторов, бульдозеров и кусторезов. Производятся разнообразные 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 газонефтепроводов 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 ремонт в атмосферу попадают пары газа, нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для откачки, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники [34].

При проведении работ могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание газа, паров нефти и нефтепродуктов, разрушение газонефтепровода, падение трубоукладчика в котлован, вылет герметизаторов.

					<i>Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Афанасьев Р.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>						87	124
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>			
<i>И.о.Зав.</i>		<i>Бурков П. В.</i>							

## 8.1. Производственная безопасность

### 8.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

#### *Метеоусловия*

Большая часть работ при ремонте магистральных газонефтепроводов ведется на открытом воздухе в различных, а зачастую в сложных природно-климатических условиях. Климат - это комплекс физических параметров воздуха, которые влияют на тепловое состояние организма человека. К этим параметрам относятся температура, скорость движения воздуха, влажность, величина атмосферного давления, интенсивность радиационного излучения солнца [35].

При выполнении ремонтных работ рабочие работают под воздействием солнечных лучей, при атмосферных осадках и сильном ветре, низких и высоких температурах от минус 30 °С до плюс 40 °С в зависимости от времени года и географического расположения трубопровода.

#### *Высокий уровень шума*

Различная техника (трактора, трубоукладчики, бульдозеры, 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 [36].

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### *Недостаточная освещённость рабочей зоны*

Часто ремонтные работы проводятся в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны. Недостаточная освещённость рабочей зоны снижает внимательность и ускоряет наступление усталости.

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

При проведении ремонтных работ воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды - 0,3 г/м<sup>3</sup>, бензин - 0,1 г/м<sup>3</sup>, тетраэтилсвинец (ТЭС) - 0,005 г/м<sup>3</sup>. 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 [37].

### *Опасность падения с высоты*

Работами на высоте считаются все работы, при которых возможно падение работника с высоты более 1,8 м от поверхности грунта или настила. Опасность падения с высоты при выполнении ремонтных работ на площадках на расстояниях менее 2 метров с не ограждённым перепадом высотой больше 1,8 метра, при высоте менее 1,1 метра защитного ограждения рабочих площадок и ремонтного котлована [38].

### *Опасные факторы электрической природы*

При сварочных работах существует опасность поражения электрическим током.

Электрический ток может оказывать следующее влияние на организм человека:

- ❖ ожоги;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- ❖ пребывание в шоковом состоянии;
- ❖ поражение электрическим током;
- ❖ нервное расстройство;
- ❖ смертельный исход.

Токи и напряжения прикосновения, протекающие через тело человека при нормальных режимах работы электроустановок представлены в таблице 18[39].

Таблица 18 - Токи и напряжения прикосновения, протекающие через тело человека при нормальных режимах работы электроустановок

Род тока	$I$ , мА	$U$ , В
	не более	
Постоянный	1,0	8,0
Переменный, 50 Гц	0,3	2,0
Переменный, 400 В	0,4	3,0

#### *Опасные факторы при сварочных работах*

При осуществлении сварочно – монтажных работ, резке в котловане возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, воздействующие на сварщика: поражение лучами дуги глаз и открытой поверхности кожи; поражение при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи электрическим током; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от капель шлака и брызг металла при сварке; различного рода травмы механического характера при подготовке и в процессе сварки трубопровода.

#### *Опасные факторы при грузоподъемных работах*

Процессами повышенной опасности при ремонте трубопроводов являются: погрузка; выгрузка труб и трубных секций, оборудования подъемными средствами; транспортировка их к месту проведения ремонта трубопроводами и плетевозами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

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

### *Метеоусловия*

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. От переохлаждения или перегрева предусматривают средства индивидуальной защиты: средства защиты органов дыхания, изолирующие костюмы, специальная одежда и обувь, средства защиты лица, головы, рук, органов слуха и глаз, защитные дерматологические средства, предохранительные приспособления.

### *Высокий уровень шума*

К основным методам борьбы с шумом относят:

- ❖ снижение уровня шума в источнике;
- ❖ снижение шума на пути распространения звука;
- ❖ использование средств индивидуальной защиты;
- ❖ соблюдение режима труда и отдыха;

### *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 взрывоопасном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [40].

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

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

Перед выполнением работ на месте необходимо проверить уровень загазованности воздушной среды. При проведении работ по вырезке дефектного участка трубопровода труборезными машинами и герметизации полости трубопровода контроль газовой среды в котловане осуществляется каждые 30 минут, а при необходимости постоянно с занесением данных в специальный журнал. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

Для защиты органов дыхания применяются различного рода противогазы и респираторы. Противогазы нужны для защиты от вредных паров и газов, а респираторы - для защиты легких человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

При работе в котлованах и траншеях необходимо использовать вентиляционные установки - средства нормализации воздушной среды при повышенном уровне содержания вредных газов в месте выполнения работ выше допустимой санитарной нормы (300 мг/м) [41].

#### *Опасность падения с высоты*

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

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы несколькими 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*

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

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением не меньше сечения рабочих жил или заземляющим проводом диаметром 1,6 см<sup>2</sup> [39].

Работа с электроинструментом запрещается:

- ❖ появился дым;
- ❖ поврежден кабель или защитная трубка;
- ❖ плохо работает выключатель;
- ❖ исчезла электрическая связь между нулевым защитным штырём

питающей вилки и металлическими частями корпуса.

- ❖ повышенная вибрация, стук, шум;
- ❖ появилась трещина в защитном экране, корпусе или поломке;

При работе в котлованах и траншеях необходимо применять защитные средства от поражения электрическим током (защитные заземления) электроустановок (изолирующие покрытия и устройства) и от поражения электрическим током при отказе защиты или пробое изоляции на корпус, устройства защитного отключения. В соответствии с требованиями ПУЭ корпуса и все проводящие открытые части применяемых передвижных электроустановок необходимо защитить заземлением с помощью переносных заземлителей от косвенного прикосновения.

#### *Опасные факторы при сварочных работах*

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие размещающие 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.

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

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

### *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 строительно-монтажных работ и исключения травматизма персонала, рабочие и инженерно - технический персонал обязаны хорошо знать и строго соблюдать правила техники безопасности при проведении работ [42]

## **8.2 Охрана окружающей среды**

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

### **8.2.1 Анализ влияния на окружающую среду**

#### *Воздействие на атмосферу*

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для хранения нефти. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды -  $0,3 \text{ г/м}^3$ , бензин -  $0,1 \text{ г/м}^3$ , тетраэтилсвинец (ТЭС) -  $0,005 \text{ г/м}^3$  [43].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

### *Воздействие на литосферу:*

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

- ❖ появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- ❖ загрязнение территории различными отходами;
- ❖ загорание торфяников и естественной растительности [44].

### *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. [45].

## **8.2.2 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 газонефтепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных газонефтепроводов.

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

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

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 газонефтепровода.

При проведении рекультивации строительной организацией производится вывозка производственных отходов и мусора (огарки сварочных электродов, изоляционное покрытие и т.п.).

#### *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 стлкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

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



## 8.3 Защита в чрезвычайных ситуациях

### 8.3.1 Анализ вероятных ЧС

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

- ❖ врыв или возгорание природного газа, паров нефти и нефтепродуктов;
- ❖ разрушение газонефтепровода;
- ❖ падение трубоукладчика в котлован;
- ❖ вылет герметизаторов или разрушение глиняной пробки.

В связи с этим, инженерно - технический персонал и рабочие, занятые на ремонте газонефтепроводов, 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.

### 8.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При производстве ремонтных работ на магистральных газонефтепроводах 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие газонефтепровода производят вскрышным экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- ❖ для исключения повреждений трубопровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм;

- ❖ запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа вскрышного экскаватора.

Для предохранения от повреждения тело трубы при проведении вскрышных работ одноковшовым экскаватором необходимо оборудовать ковш экскаватора профилированной режущей кромкой.

Машины и механизмы должно быть расположены около траншеи за призмой возможного обрушения грунта.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на трубопроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015-98 [38].

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 трубопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [46].

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

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

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 трубопровода, 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.

Планы ликвидации возможных аварий должны находиться у диспетчера управления, главного инженера управления, начальника аварийно восстановительной службы.

К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. Всем инженерно-техническими работникам и членам бригады аварийной службы необходимо тщательно изучить план ликвидации возможных аварий.

## **8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **8.4.1 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

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

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 трубопроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи спецобуви, одежды и других средств индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия [46].

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.

#### **8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами. Длину котлована определяют по расчёту:

$$L = l + (2 - 3), \text{ м} \quad (78)$$

где  $l$  - длина ремонтируемого участка трубопровода, но не меньше диаметра трубопровода.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

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 [38].

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

## **Заключение**

В данной работе были рассмотрены современные ремонтные конструкции выборочного ремонта дефектных участков трубопроводов. Рассмотрены основные типы дефектов, предложены способы борьбы с ними, в обязательных регламентируемых стандартах по безопасности в Российской Федерации, так и современные методы.

Установлено, что технологически процесс установки ремонтной стеклопластиковой муфты трубопровода значительно проще и в разы быстрее традиционных способов выборочного ремонта. Составлен порядок ведения ремонтных работ и требования к проведению ремонта с применением конкретных методов, как обязательных, так и рекомендуемых, в соответствии с требованиями стандартов РФ и отраслевых стандартов отдельных организаций. Приведен поэтапный порядок установки ремонтной стеклопластиковой муфты РСМ.

Определен коэффициент усиления, обеспечиваемый муфтой РСМ при эксплуатации трубопровода.

По результатам моделирования установлено, что современные стеклопластиковые ремонтные конструкции РСМ-1220 и ГАРС способны с необходимой прочностью ремонтировать дефектные участки.

В результате экономического расчёта установлено, что затраты на установку РСМ меньше на 44,7 %, чем при установки муфты П1

Таким образом, стеклопластиковые муфты могут являться альтернативой традиционным методам выборочного ремонта и позволяют осуществлять недорогой, достаточно простой, при этом оперативный и надежный ремонт магистральных трубопроводов.

## Список использованной литературы

1. Федеральной Службы Государственной Статистики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gks.ru/dbscripts/cbsd/dbinet.cgi> Дата обращения: 07.03.2017 г.
2. Романцов С.В. Разработка конструкций стеклопластиковых муфт и методов расчета их работоспособности при ремонте газопроводов: автореферат диссертации к.т.н.: 25.00.19. - М, 2006.
3. Юдин В.В. Прогрессивный способ ремонта трубопроводов/ В.В. Юдин, В.В. Лещенко, В.И. Винокуров // Сфера нефтегаз. – 2010. – №4. – с. 110-112.
4. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Учебник. – М.: Недра, Т.2 – 2004. – 621 с.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением правительства РФ от 13 ноября 2009 г. #715–Р.
6. РД–23.040.00–КТН–011–11 Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов – М.: ОАО «ВНИИСТ», 2013. – 94с.
7. Трубная муфта и способ ее изготовления. Патент Рос. Федерации № 2256841; заявл. 20.04.2004; опубл. 20.07.2005. – Бюлл. № – 20.
8. Композиционные муфты (PCM) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zaont.ru/category/122>. Дата обращения: 16.03.2017 г.
9. Муфты для ремонта трубопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.npo-ekloplastic.ru/production/composites/antocorrosion-materials/mufty>. Дата обращения: 25.03.2017 г.
10. Металло-стеклопластиковые муфты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.remneftegaz.ru/catalog/413>. Дата обращения: 29.03.2017 г.
11. Устройство ремонта трубопровода. Патент на полезную модель Рос. Федерации № 80530; заявл. 28.08.2008; опубл. 10.02.2009.– Бюлл. № – 20.
12. Ремонтные муфты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://psongd.com/mufty-ukmt/article\\_post/mufta-ukmt](http://psongd.com/mufty-ukmt/article_post/mufta-ukmt) . Дата обращения: 02.04.2017 г.

13. Усиливающая композиционная муфта УКМТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://cptr.ru/neftegazdiagnostika.html> Дата обращения: 09.04.2017 г.
14. Муфты УКМТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://xn--b1afmfhmcalkfhg.xn--p1ai/ukmt>. Дата обращения: 10.04.2017 г.
15. Clock Spring [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.clockspring.com>. Дата обращения: 13.04.2017 г.
16. Способ ремонта трубы. Патент Рос. Федерации № 2256841; заявл. 30.07.2000; опубл. 13.12.2001. – Бюлл. № – 36.
17. Муфты ГАРС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazmashina.narod.ru/gars1.htm> Дата обращения: 16.04.2017 г.
18. Ремонтные комплекты ГАРС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.remneftegaz.ru/catalog/413/430> Дата обращения: 24.04.2017 г.
19. ВРД 39–1.10–013–2000 Применение композитных материалов фирмы «Порсил» для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности с дополнением Оценка несущей способности трубопроводов диаметром 530 - 1420 мм – М.: ОАО «ВНИИСТ», 2000. – 40с.
20. ВСН 39–1.10–001–99 Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 85с.
21. Ремонтный комплект для трубопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.npo-stekloplastic.ru/production/composites/> Дата обращения: 25.04.2017 г.
22. РД–23.040.00–КТН–140–11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов – М.: ООО «НИИ ТНН», 2013. – 65с.
23. РД–23.040.00–КТН–386–09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа – М.: ООО «НИИ ТНН», 2011. – 221с.



24. Инструкция по применению [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zaont.ru/product/320> Дата обращения: 15.04.2017 г.

25. РД 23.040.00–КТН-073–15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ. – М.: ООО «НИИ ТНН», 2015. – 217с.

26. РД19.100.00–КТН-001–10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов – М.: ООО «НИИ ТНН», 2009. – 146 с.

27. СТО Газпром 2–2.3–335–2009 Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой – М.: ОАО «Газпром». – 2009. – 40 с.

28. СТО Газпром 2–2.3–112–2007 Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами – М.: ООО «ВНИИГАЗ». – 2007. – 140 с.

29. СП 36.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы – М.: ООО «ВНИИСТ». – 2013. – 109 с.

30. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2. Сборник Е11. Сборник Е22.

31. СТО Газпром 2–2.2–336–2009 Сметные нормативы на производство капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов и величины накладных расходов – М.: ОАО «Газпром». – 2009. – 131 с.

32. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР».

33. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.3. Производство общестроительных работ по прокладке магистральных трубопроводов, линий связи и линий электропередачи.

34. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы/Государственный комитет СССР по стандартам. – М., 1976.
35. РД 102–011–89 Охрана труда. Организационно–методические документы/Миннефтегазстрой. – М., 1990
36. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки – М., 1996
37. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
38. РД 39-00147105–015–98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов – М.: ОАО «Транснефть». – 2009. – 131 с.
39. ГОСТ 12.1.038–82\* Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
40. ГОСТ Р 50571.3–2009 Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током/ ВНИИНМАШ – М., 1994
41. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны/Гостехнадзор России – М., 2005
42. ПБ 10-382м00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов – М., 2001
43. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями – М., 1980
44. ГОСТ 17.5.3.05–84 Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию – М., 1985
45. ГОСТ 17.1.3.10–83 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировке по трубопроводу – М., 1984
46. ПБ 08-624–03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности/Гостехнадзор России – М., 2003

## Приложение А (обязательное)

### Раздел 1 «Classifications of pipeline defects»

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Афанасьев Р. Г.		22.05.17

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н, доцент		22.05.17

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т. В	к.ф.н, доцент		22.05.17

## Classification of pipeline defects

Gas and oil transmission pipelines have a good safety record. This is due to a combination of good design, operating practices and materials. However, like any engineering structure, pipelines do occasionally fail. The major causes of pipeline failures around the world are corrosion and external interference. Therefore, assessment methods are needed to determine the severity of such defects when they are detected in pipelines. Defects occurring during the fabrication of a pipeline are usually assessed against proven and recognized quality control (workmanship) limits. These workmanship limits are somewhat arbitrary, but they have been proven over time [6].

Defects of the linear part of main pipelines are subdivided into:

- ❖ defects of pipe;
- ❖ defects of insulating coatings;
- ❖ impermissible welding elements and structural details;;
- ❖ inadmissible adapters.
- ❖ defects that are associated with a change in the design position of pipeline, its stressed state and deformations.

Defects of the pipe are divided into two categories on the degree of danger:

- ❖ Defects which are subject to repair (DSR)
- ❖ Defects of prime repair (DPR).

The magnitude of the destructive pressure at the level of the test pressure and the geometrical parameters of the defect are taken as a criterion of danger.

The defects of the insulation coating according to the degree of danger are regulated by regulatory documents. The minimum value of the transitional insulation  $R_{\Pi} = 10^3 \text{ Om} \cdot \text{m}^2$ .resistance is used as an integral criterion for the limiting state of insulating coatings.

					<i>Совершенствование методов повышения эффективности выборочного ремонта магистральных газонефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Афанасьев Р.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>					108	124
<i>Консульт.</i>					<i>НИ ТПУ эр. 2БМ5А</i>		
<i>И.о.Зав.</i>	<i>Бурков П. В.</i>						
					<i>Classification of pipeline defects</i>		

By the type of pipe damage defects of the pipeline are divided into the defects of the wall of pipe, geometry of pipe and defects of welded seams.

Defects of the geometry of pipe — the defects associated with a reduction in the pipeline cross-section due to a change in its shape. They are divided into the following groups:

❖ Corrugation — reducing the flow cross section of the pipe, accompanied by transverse alternating convex and concave walls, as a result there is loss of stability on the transverse bend with the fracture of the axis of pipeline. Corrugations on the body of the pipeline are represented in figure 1;

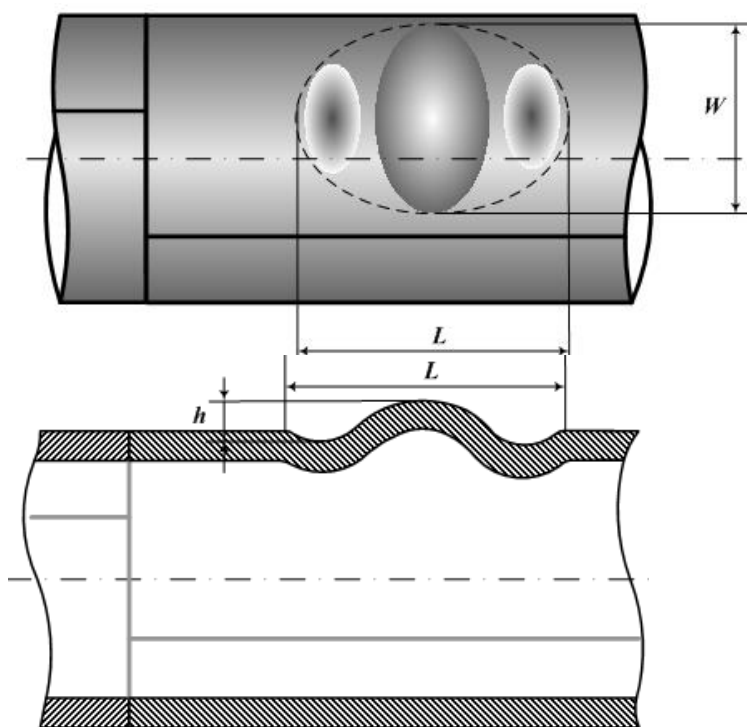


Figure 1 — Corrugations on the body of the pipeline[6]

$L$ ,  $W$  — corrugation sizes respectively along forming and on a pipeline circle,  $h$  — corrugation top height

❖ Dent - local reduction of the pipeline cross-section without a fracture of the axis, caused by a transverse mechanical action. Dent on the body of the pipeline is represented in figure 2;

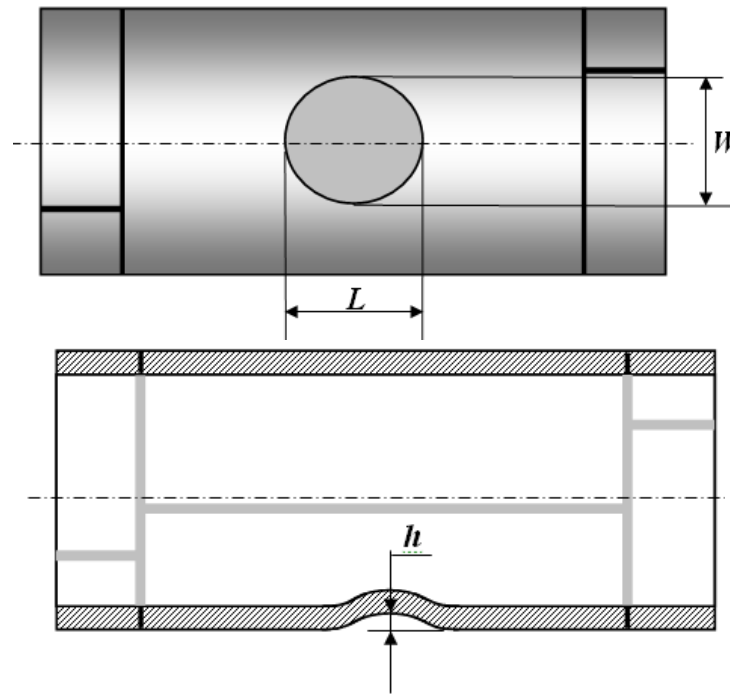


Figure 2 — Dent on the body of the pipeline[6]

$L, W$  — sizes respectively along forming and on a pipeline circle;

$h$  — depth of the dent

❖ Narrowing (ovality) — reduction of the pipe cross-section with a deviation of the pipe section from the circle. Ovality on the body of the pipeline is represented in figure 3;

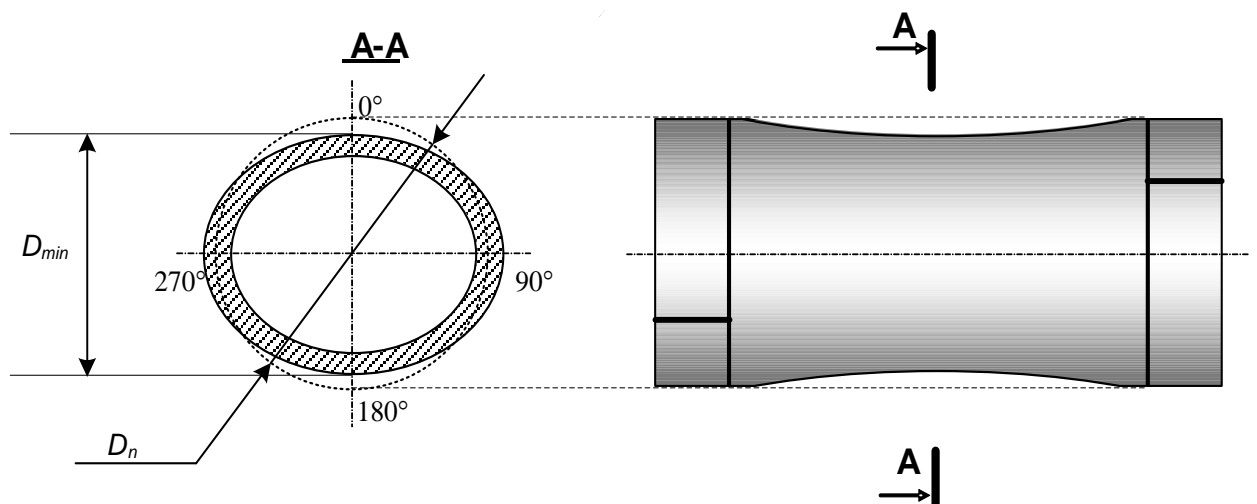


Figure 3 — Ovality on the body of the pipeline[6]

$D_n, D_{min}$  — respectively the nominal and the minimum diameter of the pipeline

Defects of pipe wall are the defects which do not change the cross-section of pipes. They are divided into the following groups:

❖ Loss of metal (continuous uniform corrosion, continuous uneven corrosion, local pitting corrosion, local spotty corrosion, local ulcerative corrosion, rib corrosion, erosion, dents in the manufacture, nicks, scuffing, flaw) — local reduction in the wall thickness of the pipe as a result of corrosion damage;

The loss of metal is divided into united and single.

United loss of metal is a group of two or more corrosion defects combined into a single defect when the distance between neighboring defects is less than or equal to the value of the four wall thicknesses of the pipeline in location of defects. United loss of metal is characterized by the overall area determined by the extreme points of defects from the composition of the group. It is equal to multiplication of width of the united defect  $W$  of the pipe circumference and the length of the united defect  $L$  along the axis of the pipeline. The united loss of metal is represented in figure 4. Defects are grouped according to the parameters in the database "Defect", technical reports on the diagnosis and acts of additional control are designated as "united loss of metal."

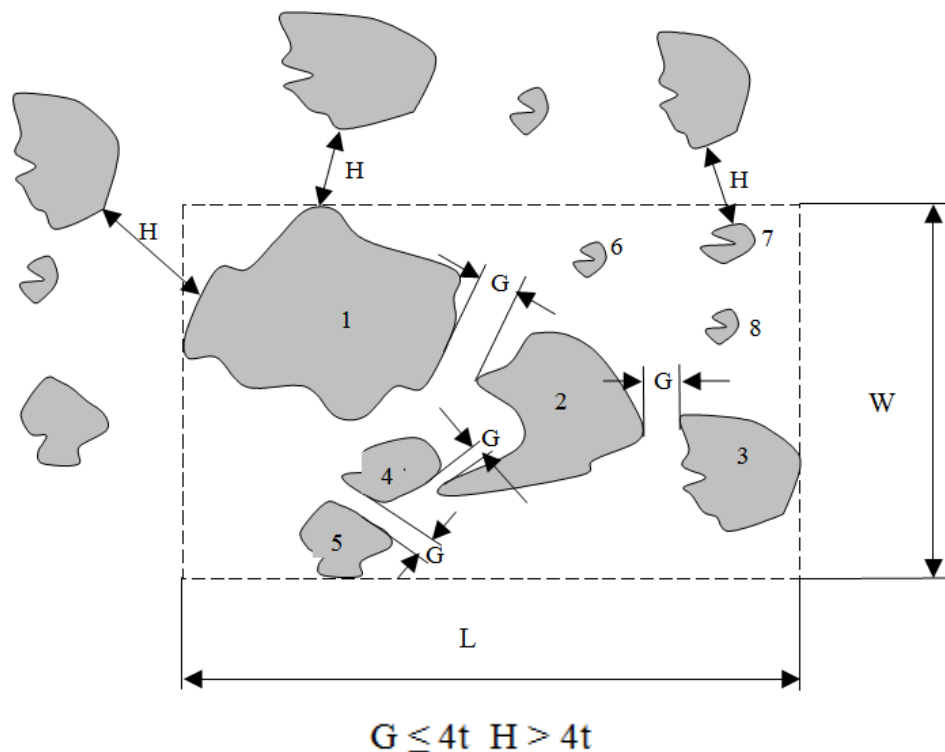


Figure 4 — United loss of metal and dimensional area [6]

					Classification of pipeline defects	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

Single loss of metal is a defect of the metal loss when the distance to the next metal loss is greater than the value of four thicknesses of pipe wall in the defect area. Single loss of metal is represented in figure 5.

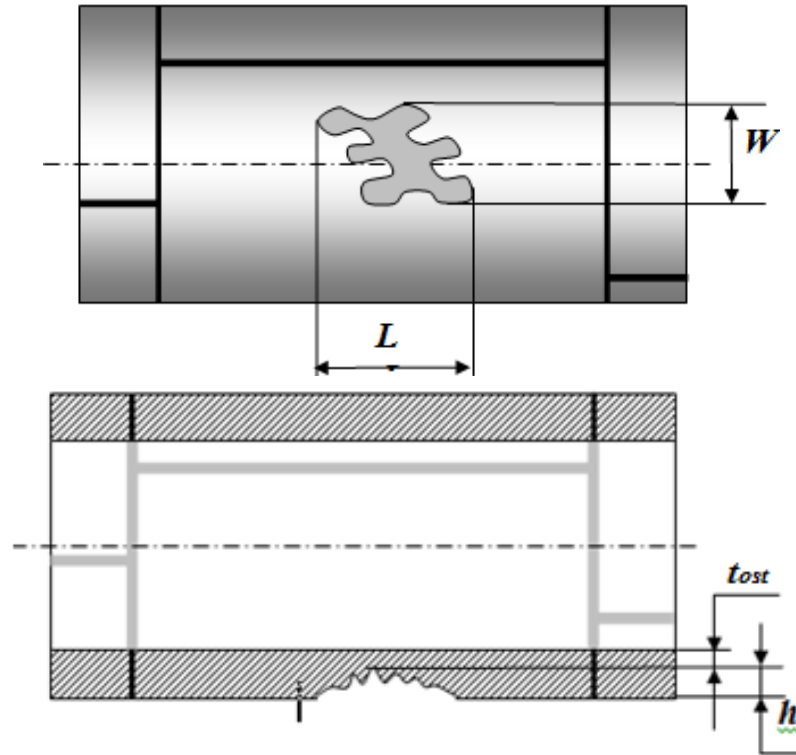


Figure 5 — Loss of the metal[6]

$L$ ,  $W$  — sizes of metal loss respectively along forming and on the pipeline circle,  
 $h$  — depth of the loss of metal;  $t_{ost}$  — residual wall thickness of the pipeline

❖ Rupture — mechanical damage to the wall of the pipe in the form of deepening with reduction of thickness of the wall of the pipe formed by the solid body moving on the pipe surface. Rupture is represented in figure 6;



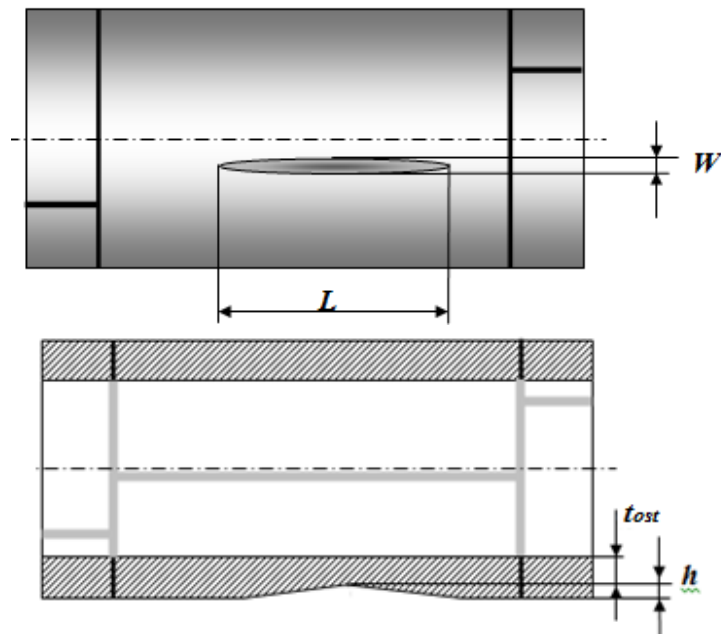


Figure 6 — Rupture on the wall of the pipeline[6]

$L, W$ — scratches sizes respectively along forming and on the pipeline circle;  
 $h$ — maximum depth of scratches;  $t_{ost}$ — residual wall thickness of the pipeline

❖ Stratification — internal discontinuity of the pipeline metal in transverse and longitudinal direction, which separates the metal of the pipe wall into layers of technological origin. Stratification is represented in figure 7;

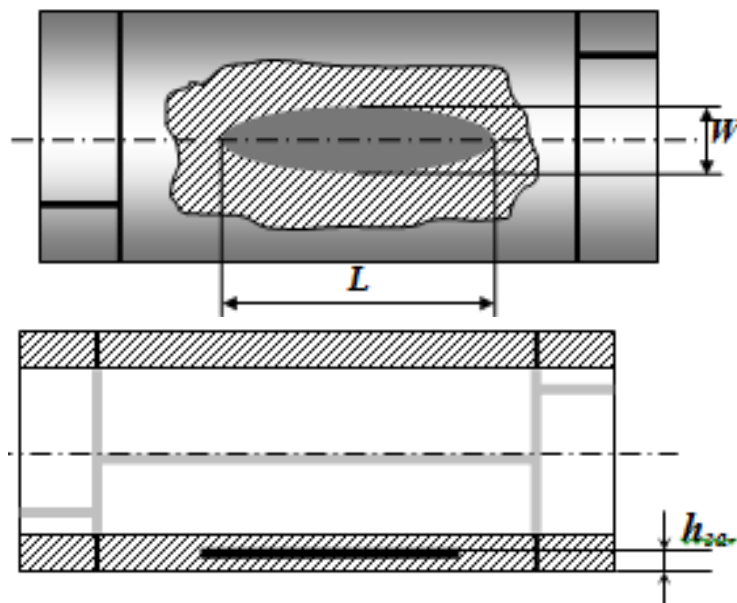


Figure 7 — Stratification of the metal of the pipeline wall without reaching the surface[6]

$L, W$  — stratification sizes respectively along forming and on the pipeline circle;  $h_{ra}$  — maximum depth of stratification

❖ Stratification with the exit to the surface (membrane rolling) — stratification that extends to the inner or outer surface of the pipeline. Stratification with the exit to the surface is represented in figure 8;

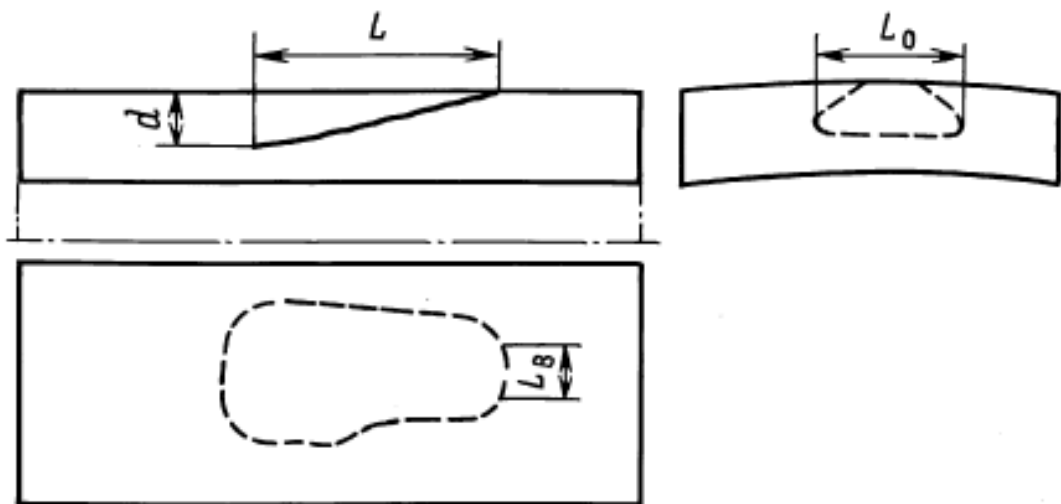


Figure 8 — Stratification with the exit to the surface[4]

$L, L_0$  — stratification sizes respectively along forming and on the pipeline circle;  $L_B$  — extent of border of an exit of stratification of metal to the surface of the pipeline;  $d$  — maximum depth of the stratification

❖ Stratification in the near-weld zone — stratification adjacent to the weld (at a distance from the seam transition line to the base metal to the edge of the stratification is less than or equal to the value of the four wall thicknesses of the pipe). Stratification in the near-weld zone is represented in figure 9;

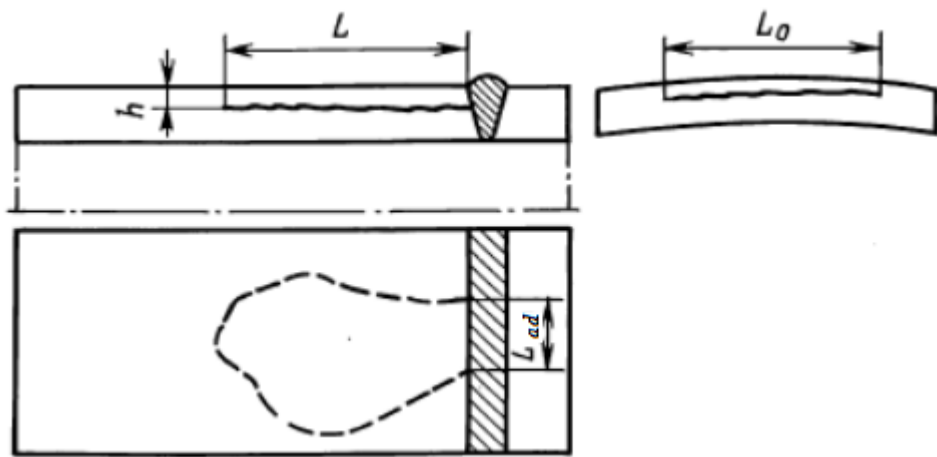


Figure 9 — Stratification in the near-weld zone[4]

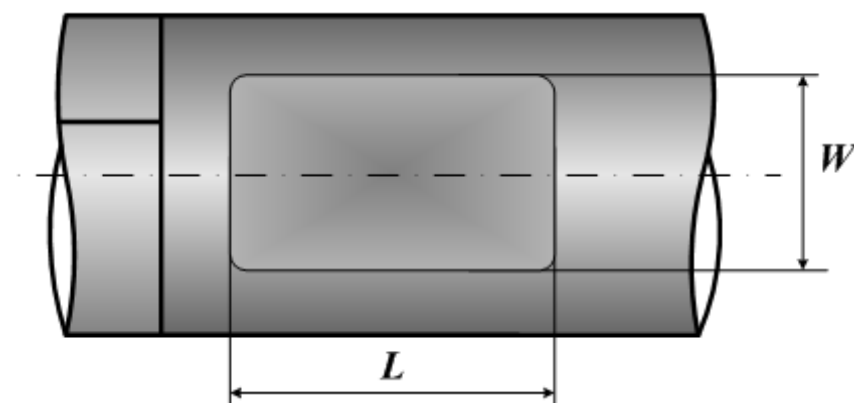
$L, L_0$  — stratification sizes respectively along forming and on the pipeline circle;

$h$  — depth of occurrence of the stratification from the outer surface of the pipe wall;

$L_{ad}$  — length of the adjunction bundles to the weld seam

There is an additional danger associated with the possible presence in the weld of a crack formed during the application of the weld seam under the influence of delamination.

❖ Change of wall thickness is gradual thinning of the pipe wall formed in the manufacturing process of sheet metal or pipe. Change of wall thickness is represented in figure 10;



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

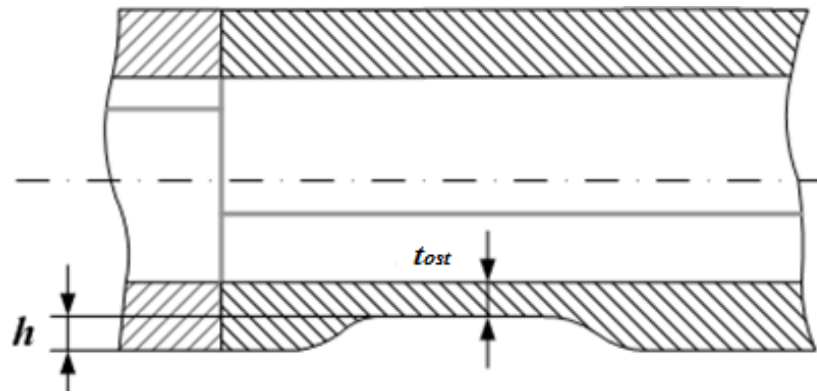


Figure 10 — Change of wall thickness[6]

$L, W$  — sizes of change of wall thickness respectively along forming and on the pipeline circle;  $h$  — depth of the decrease of thickness;  $t_{ost}$  — residual wall thickness of the pipeline

❖ Crack — defect in the form of discontinuity of metal, the geometry of which is determined by two dimensions (depth, extent). Crack is represented in figure 11;

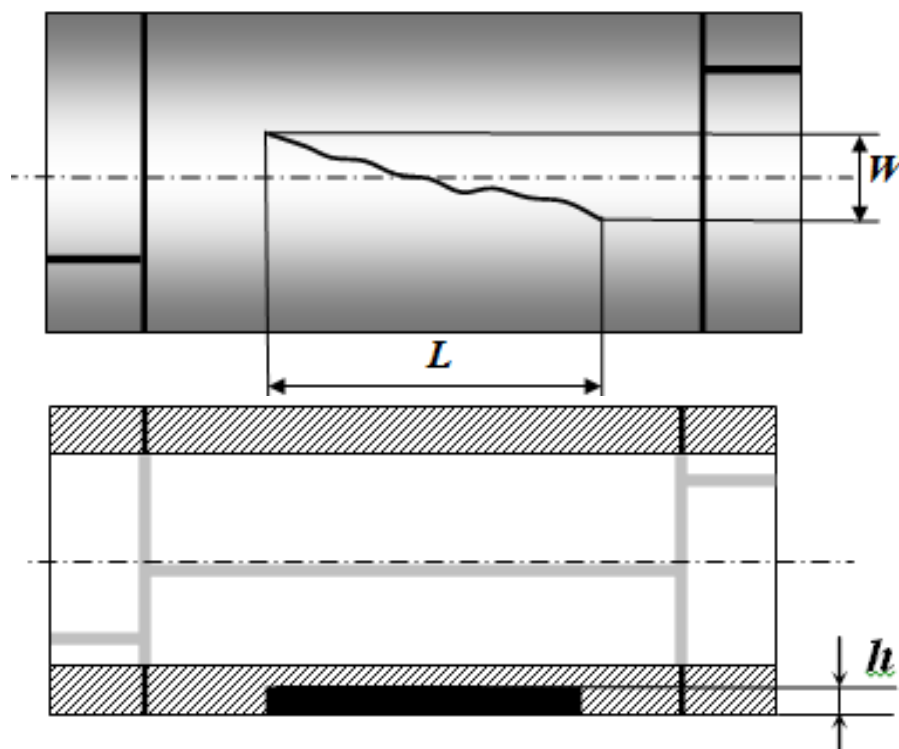


Figure 11 — Crack in the pipe wall of the pipeline[6]

$L, W$  — crack sizes respectively along forming and on the pipeline circle;  
 $h$  — depth of crack

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Defect of a welded seam (pore, crack of the weld, undercut, slag inclusion, faulty fusion) — the ring welded seam containing one and more defects:

❖ Non-fusion, crack — defects in the form of metal discontinuity along the weld, which according to the data of in-line inspection device (INID), are identified as a "discontinuity of planar type" of a spiral welded, longitudinal, transverse seam. Non-fusion is represented in figure 12;

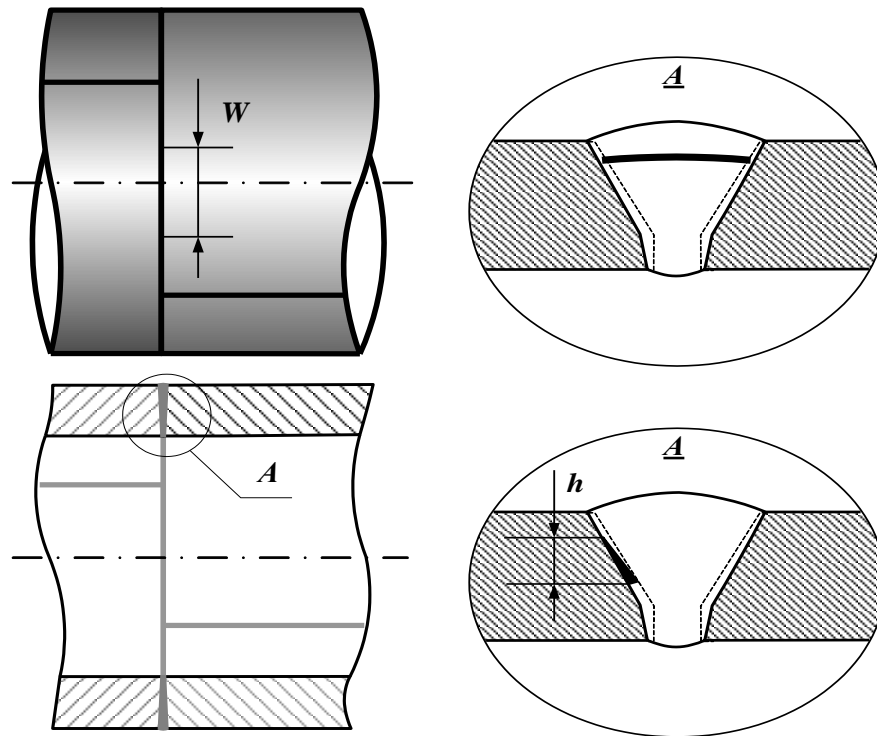


Figure 12 — Non-fusion[6]

$W$  — length of the defect in the circumferential direction;  $h$  — defect height;

❖ Slag inclusions, pores, undercut, deviation of the seam dimensions from the requirements of normative documents, flaking, which according to the INID data are identified as an "anomaly" of a spiral weld, longitudinal, transverse seam. Pores are represented in figure 13; Deviation of the seam dimensions from the requirements of normative documents is represented in figure 14.

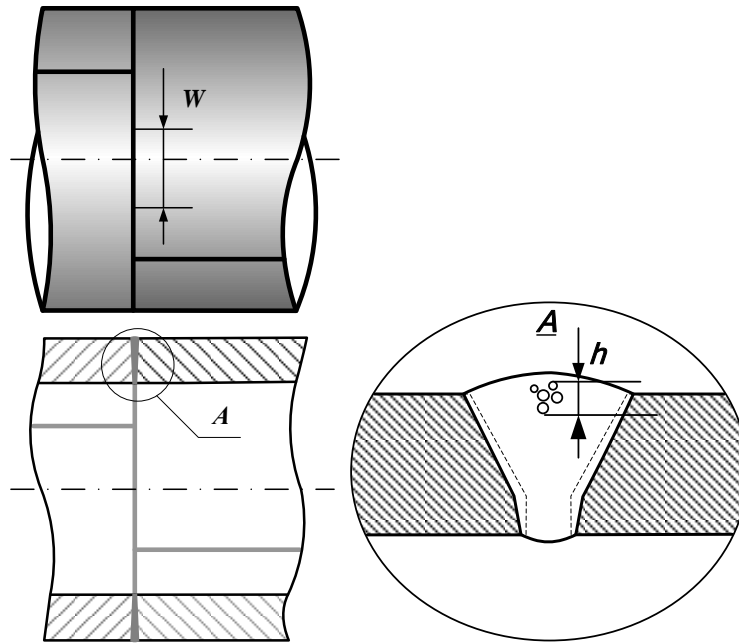


Figure 13 — Pores[6]

$W$ — length of the defect in the circumferential direction;  $h$ — defect height;

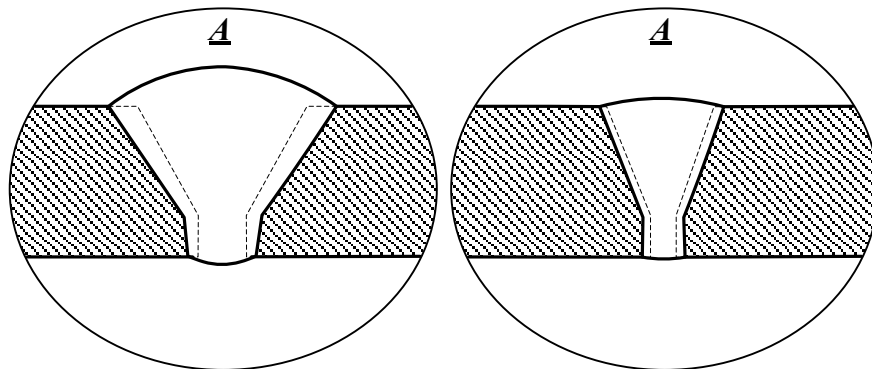


Figure 14 — Deviation of the seam dimensions from the requirements of normative documents[6]

❖ Edge displacement — discrepancy of levels of sheets (for longitudinal and spiral seams) in butt welded connections or arrangements of external and internal surfaces of walls of the welded (welded) pipes (for a cross welded seam) which by data the INID is identified as "shift" of a longitudinal, spiral welded, cross seam. Shift of edges is represented in figure 15;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

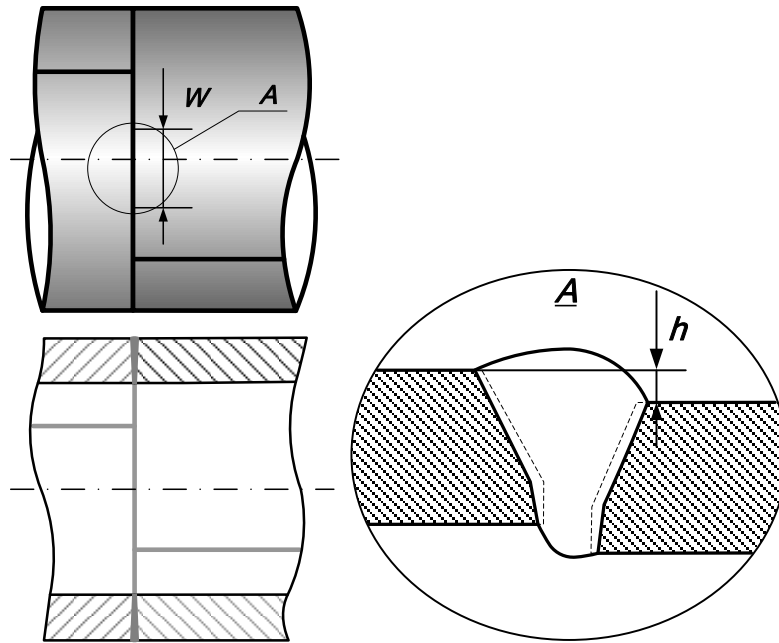


Figure 15 - Edge displacement[6]

$W$ — length of the defect in the circumferential direction;  $h$ — Edge offset depth;

❖ Angle error- welded butt joint of a pipe to a pipe (with a connecting part, with a coil), in which the longitudinal axis of the tubes are located at an angle of more than 3 degrees to each other. Oblique joint is represented in figure 16;

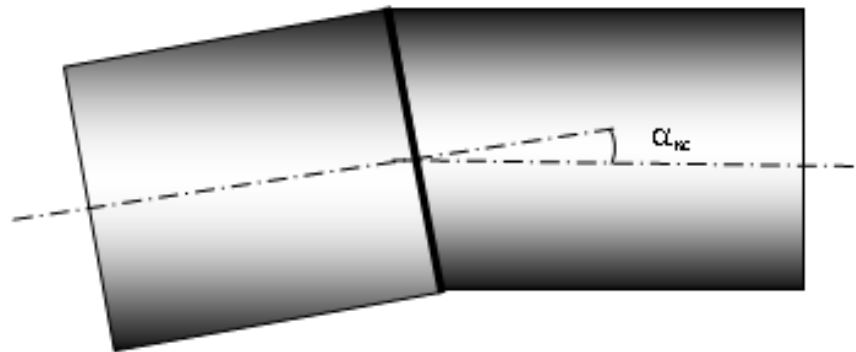


Figure 16 — Angle error[6]

$\alpha_k$  — angle of displacement of longitudinal pipe axes

❖ Variable thickness of the abutting pipes with respect to the wall thickness of more than 1.5 is a defect (with the exception of joints, made according to special technical conditions, with the corresponding entry in the welding log as part of the executive documentation). Variable thickness of the abutting pipes is represented in the figure 17;

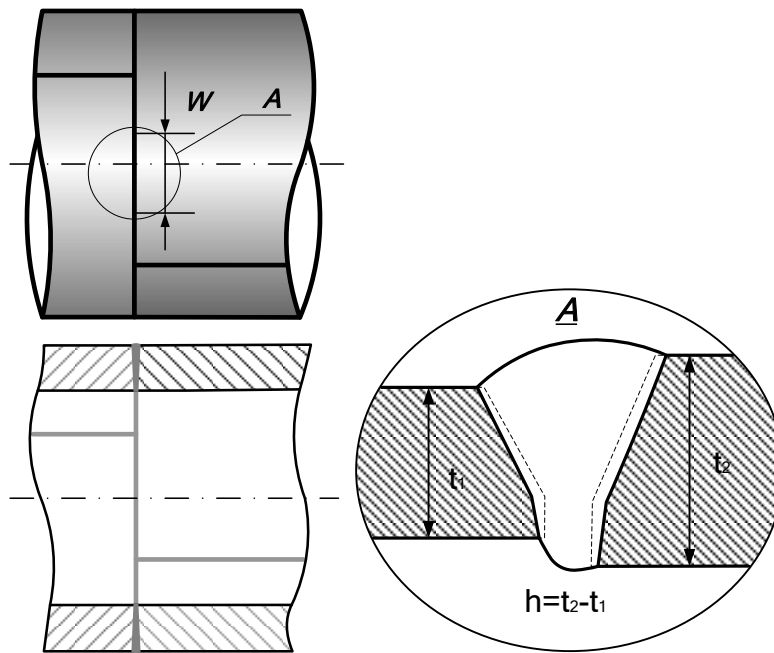


Figure 17 — Variable thickness of the abutting pipes[6]

$t_1$  – Pipe wall thickness No. 1;  $t_2$  – Pipe wall thickness No. 2;

The components of the non-industrial production carry to the inadmissible connecting parts: cover, adapters, and tees.

Welded elements and unacceptable structural details of the oil pipeline are as follows:

- ❖ Repair structures, under which an increase in the defect parameters was found to be more than 10%;
- ❖ Repair structures not authorized for use by the Leading Document 23.040.00-KTN-011-11 or regulatory documents in force at the time of installation;
- ❖ Covers that touch the pipe wall;
- ❖ Overhead and welded patches of all sizes and types;
- ❖ Overhead parts from pipe parts;
- ❖ Temporary repair structures with the end of the service life specified in the Leading Document 23.040.00-KTN-011-11;
- ❖ Selections of pressure, welding points for contacts of control equipment, lugs, mechanical signaling devices for skipping diagnostic and cleaning tools with the expired service life according in the Leading Document 23.040.00-KTN-011-11;



❖ Welded connections, do not comply with the normative document.

The welded elements and structural details, which are not specified in the technical specification for in-pipe diagnostics of the pipeline section, but have been detected by INID, are subjected to additional control and regarded as defects.

Based on the results of the additional control, the classification of parts and the maximum period of their operation are established according to the Leading Document 23.040.00-KTN-011-11.

By the degree of influence on the bearing capacity of the pipeline, defects are classified as non-hazardous and dangerous.

Defects are non-hazardous when the estimated failure pressure of a defective pipe is not lower than the factory test pressure. The operation of the pipeline in the presence of non-hazardous defects is allowed without restrictions on the pumping modes during the inter-inspection period.

Dangerous defects include:

❖ Defects of geometry located directly on the seams or adjacent to the welds, if their measured depth exceeds 3% of the nominal outer diameter of the pipe;

❖ Defects that are dangerous according to the calculation results for static strength (the design pressure of failure of the defective pipe is lower than the factory test pressure);

❖ Wall defects associated with the loss of metal, with the residual wall thickness of the pipe at the level of the technically possible minimum limit for measuring the flaw detector.

The operation of the pipeline in the presence of hazardous defects is permitted when restrictions on pumping modes are imposed.

Dangerous defects are subjected to selective repair in accordance with established methods of repairing.

By the criterion of the need for additional control, defects are divided into those requiring and not requiring additional control [6].

The choice of methods for repairing defects that do not require additional control is carried out according to the data of in-tube projectiles.

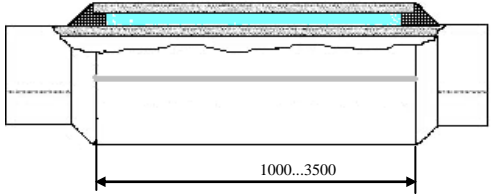
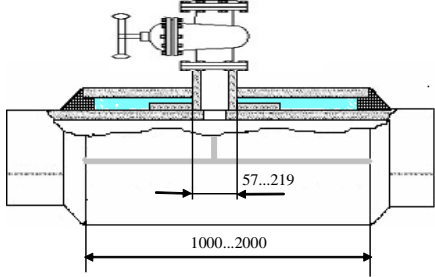
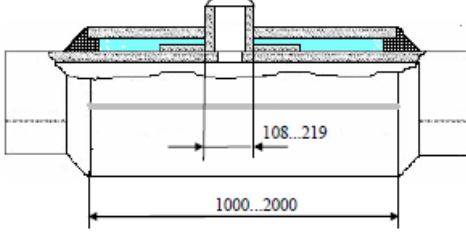
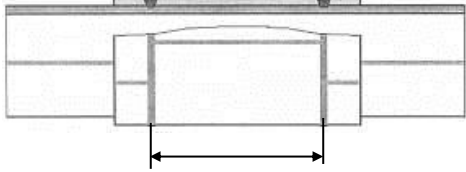
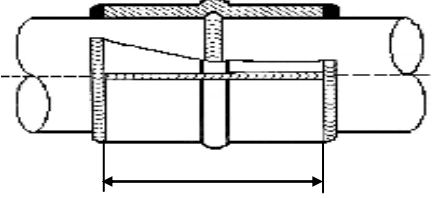
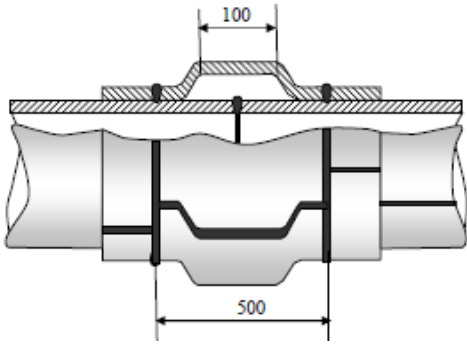
					Classification of pipeline defects	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

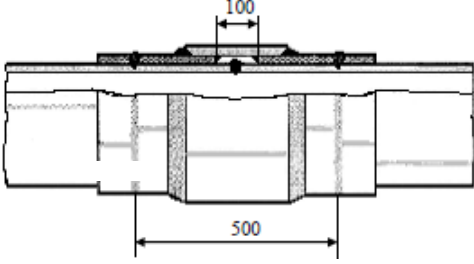
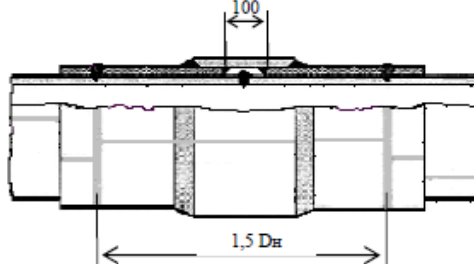
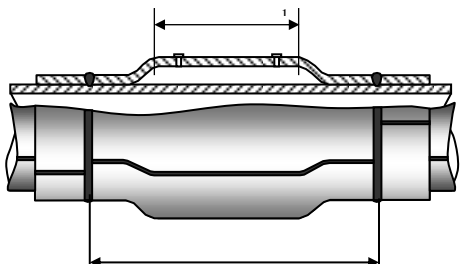
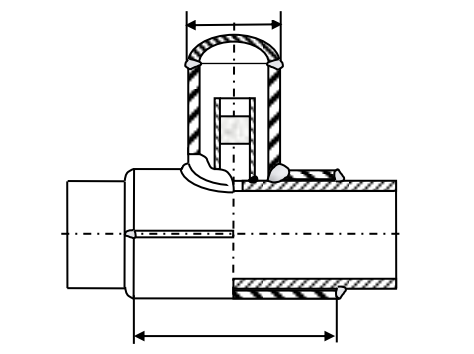
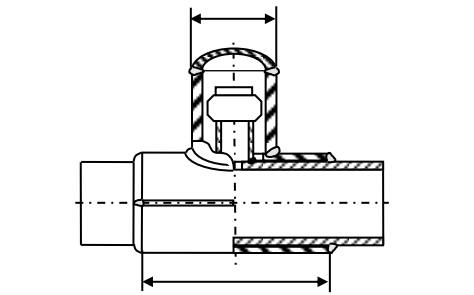
The appointment of repair methods for defects requiring additional control is carried out according to the data of additional control. If necessary, based on the results of additional control by calculation for strength, it is possible to specify the danger of the defect.

					Classification of pipeline defects	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Ремонтные конструкции для постоянного ремонта

Обозначение	Ремонтная конструкция, метод ремонта	Описание ремонтной конструкции, метода ремонта
П1		Композитная муфта, устанавливаемая по композитно-муфтовой технологии (КМТ)
П1В		Композитная муфта для ремонта вантузов, устанавливаемая по технологии КМТ
П1П7		Композитная муфта для ремонта отверстий, патрубков ремонтной конструкции П7, устанавливаемая по технологии КМТ
П2		Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами
П3		Галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов
П4		Галтельная муфта с короткой полостью с заполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта поперечных сварных швов и «чопиков» с примыканием к поперечному шву

П5		Сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов
П5У		Удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов и дефектов в стенке трубы, примыкающих к поперечному сварному шву и расположенных в зоне шириной до $(0,75D_n - 100 \text{ мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва
		Удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью
П8		Муфтовый тройник для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностики, отборов давления, патрубков, отверстий
П9		Разрезной тройник заводского изготовления (патрубок приварен к полумуфте тройника в заводских условиях) для ремонта патрубков, отверстий