

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование эффективности технологии ремонта нефтепроводов с применением полимерных композитных материалов

УДК 622.692.4-049.32-036.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Пастаева Алина Кирилловна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	Д.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К.К.	к.ф-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компет енции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) - 2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе

Код компетенции	Наименование компетенции
	методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Манабаев К.К.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Пастаева Алина Кирилловна

Тема работы:

Исследование эффективности технологии ремонта нефтепроводов с применением полимерных композитных материалов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-38/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(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.).</i></p>	<p>Объектом исследования данной дипломной работы является магистральный нефтепровод. Диаметр нефтепровода 1020 мм, толщина стенки 14 мм с внутренним давлением 5,5 МПа. Исследование эффективности современных композитных ремонтных конструкций на магистральных нефтепроводах. Эксплуатация нефтепроводов не должна приводить к загрязнению окружающей среды.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</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"> 1. Основные типы дефектов и технологии ремонта нефтепроводов с применением ремонтных конструкций; 2. Типы ремонтных конструкций; 3. Современные ремонтные конструкции из полимерных материалов; 4. Разработать модель нефтепровода с полимерной муфтой в программном комплексе Ansys; 5. Проанализировать изменение напряжения в стенках трубопровода, сравнить муфты из полимерного материала и стали; 6. Сделать выводы о технологической и экономической эффективности применения полимерных муфт при ремонте нефтепроводов
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, схемы, таблицы</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Шарф И.В., доцент ОНД, д.э.н</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.А., доцент ООД, к.т.н</p>
<p>Review of modern designs of sleeve fittings</p>	<p>Матвеев И.А., профессор ОИЯ, д.ф.н</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Реферат</p>	
<p>Современные ремонтные конструкции из полимерных материалов</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>31.01.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Профессор ОНД</p>	<p>Саруев Л.А.</p>	<p>д.т.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ05</p>	<p>Пастаева Алина Кирилловна</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Пастаева Алина Кирилловна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение ремонта нефтепровода с применением полимерных композитных материалов
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2; Сборник Е22; Сборник Е11
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности ремонта нефтепровода с применением муфты ГАРС
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении локального ремонта нефтепровода по композитно-муфтовой технологии и с применением муфты ГАРС
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности применения стеклопластиковой муфты при ремонте участка нефтепровода

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

1. Время на выполнение ремонтных работ по двум технологиям;
2. Расчет амортизационных отчислений для ремонта КМТ и с ГАРС;
3. Фонд оплаты труда работающих с КМТ и с технологией с ГАРС;
4. Расчет суммы страховых отчислений во внебюджетные фонды;
5. Материальные затраты на КМТ и на ГАРС;
6. Смета затрат на ремонт участка магистрального нефтепровода;
7. Техничко-экономические показатели для вариантов ремонта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Пастаева Алина Кирилловна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ05		ФИО Пастаева Алина Кирилловна	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Исследование эффективности технологии ремонта нефтепроводов с применением полимерных композитных материалов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> технология ремонта нефтепровода с применением полимерных муфт. <i>Область применения:</i> объекты трубопроводного транспорта нефти. <i>Рабочая зона:</i> полевые условия. <i>Климатическая зона:</i> умеренно холодная и холодная. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> бульдозер, экскаватор, автокран, трубоискатель, дробеструйная установка, компрессор, стягивающее устройство, электростанция, вахтовая машина, трал. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> разработка траншеи под ремонтируемым участком, зачистка поверхности нефтепровода, нанесение клеевой основы, стягивание полимерной муфты, фиксация муфты, засыпка траншеи.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022); 2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации; – Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция); – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся

	<p>изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы);</p> <p>– Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p> <p>Расчет: расчет устройства защитного заземления.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отходы производства.</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка вредных веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных паров веществ.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природные катастрофы (наводнения, экстремально пониженные температуры, метель);</p> <p>Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);</p> <p>Техногенные аварии (аварии с выбросом химически опасных веществ, разгерметизация линейной части нефтепровода, возгорание горюче-смазочных веществ)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: аварии с выбросом химически опасных веществ.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 31.01.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Пастаева Алина Кирилловна		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Магистратура
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2022	<i>Проведение анализа учебной литературы и нормативно-технической документации с целью систематизации информации о надежности нефтепроводов, способах и приборах их ремонта</i>	10
01.03.2022	<i>Введение</i>	5
15.03.2022	<i>Классификация дефектов нефтепровода</i>	5
26.03.2022	<i>Технологии и методы ремонта магистрального нефтепровода</i>	10
13.04.2022	<i>Обзор современных ремонтных конструкций</i>	15
20.04.2022	<i>Анализ эффективности ремонта с применением муфты из полимерного материала</i>	15
05.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	5
24.05.2022	<i>Types of sleeve fittings</i>	10
01.06.2022	<i>Заключение</i>	5
07.06.2022	<i>Презентация</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	д.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К.К.	к.ф-м.н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 27 рисунков, 28 таблиц, 47 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: нефтепровод, дефект, моделирование, ремонт, муфта, стеклопластик, композит, изоляция.

Объектом исследования являются конструкции муфт, применяемые для ремонта магистрального нефтепровода.

Цель работы – анализ эффективности локального ремонта нефтепроводов с применением муфт из полимерного материала.

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

В результате исследования был произведен сравнительный анализ ремонтных конструкций из стали и полимерных материалов. Была разработана модель нефтепровода с дефектом в программном комплексе Ansys, ремонт которого осуществлялся по двум технологиям. Было оценено напряженно-деформированное состояние нефтепровода до и после проведения ремонта с применением муфты из стали и полимерного материала.

На основании полученных результатов было выявлено, что применение композитных материалов для ремонта магистральных нефтепроводов имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации трубопровода.

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

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

Область применения: технологии ремонта объектов трубопроводного транспорта.

Экономическая эффективность/значимость работы: экономический расчет показал, что из представленных видов ремонта на снижение затрат на устранение дефектов оказывает влияние ремонт, с использованием муфты ГАРС. Также данный технологический эффект от данного способа ремонта сохраняется в течение более длительного времени, в отличие от технологии ремонта стальными приварными муфтами.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

адгезив: Вещество, способное соединять материалы путём поверхностного сцепления.

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

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

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

длина дефекта: Максимальная протяженность дефекта вдоль оси трубы.

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

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

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

линейная часть магистрального нефтепровода (ЛЧ или ЛЧМН):

Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

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

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

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

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

отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния оборудования.

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

Обозначения и сокращения:

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор.

ГАРС – гибкий анизотропный рулонированный стеклопластик.

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль.

Дефект ПОР – дефект первоочередного ремонта.

КМТ – композитно муфтовая технология.

КР – капитальный ремонт.

КРМ – композитная ремонтная муфта.

ЛЧ (МН) – линейная часть магистрального нефтепровода.

МДЭД – максимально допустимое эксплуатационное давление.

МН – магистральный нефтепровод.

НДС – напряженно-деформированное состояние.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ОШЗ – околошовная зона.

ПДК – предельно допустимая концентрация.

ППР – планово-предупредительный ремонт.

РД – руководящий документ.

РСМ – ремонтная стеклопластиковая муфта.

УКМ – универсальная конусная муфта.

УКМТ – усиливающая композиционная муфта трубопровода.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.104-79 Единая система защиты от коррозии и старения.

Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации.

ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения.

Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию.

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

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

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

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

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	17
1 КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ	19
1.1 Дефекты геометрии трубы	21
1.2 Дефекты стенки трубы.....	22
1.3 Дефекты коррозионного происхождения	24
1.4 Дефекты сварного шва.....	25
2 ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	26
3 ТИПЫ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ	32
3.1 Стальные ремонтные конструкции	32
3.2 Современные ремонтные конструкции.....	35
3.2.1 Ремонтная манжета Clock Spring.....	35
3.2.2 Муфты ИНТРА	38
3.2.3 Композитная обмотка Black Diamond.....	39
3.2.4 Муфты ГАРС	41
3.2.5 КОНУС	44
3.2.6 АНТИСВИЩ.....	45
3.2.7 Усиливающая композиционная муфта УКМТ.....	47
4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МУФТЫ ИЗ ПОЛИМЕРНОГО МАТЕРИАЛА	51
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
5.1 Расчет трудоемкости работ	60
5.2 Расчет затрат на оборудование	61
5.3 Расчет затрат на оплату труда.....	64
5.4 Затраты на страховые отчисления.....	65
5.5 Расчет материальных затрат	66
5.6 Сравнительный анализ технологий КМТ и ГАРС.....	67
5.7 Расчет экономического эффекта от перекачки нефти.....	68
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71

6.2 Производственная безопасность.....	72
6.3 Экологическая безопасность.....	80
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	87
Приложение А	92

ВВЕДЕНИЕ

Большинство трубопроводов страны находятся в эксплуатации в течение времени, превышающего расчетный срок эксплуатации. Актуальность работы заключается в необходимости обеспечения бесперебойного и надежного процесса перекачки нефти, в связи с чем особое внимание уделяется технологиям ремонтно-восстановительных работ.

Протяженность линейной части объектов транспорта более 55 000 км [1]. Фонд по большей части имеет значительный износ, который растет под действием технологических факторов, например, смены режима перекачки, остановок и запусков перекачки. Эти режимы сопровождаются переменными циклическими нагрузками на трубопровод ввиду изменения внутреннего давления.

Воздействия нагрузок приводят к снижению надежности нефтепровода, растет вероятность выхода оборудования из работоспособного состояния. Аварии на нефтепроводе сопровождаются значительным вредом экологии и приводят к экономическим потерям, поэтому важно снизить вероятность возникновения такой ситуации.

Согласно статистическим данным аварии на нефтепроводе напрямую связаны со сроком их эксплуатации [2]. Наиболее распространенными причинами аварий на сегодняшний день считаются коррозионный износ металла трубы и последствия усталостного разрушения.

История эксплуатации нефтепроводов показывает, что эффективной мерой для обеспечения безопасной и непрерывной перекачки является локальный ремонт трубопровода с учетом его технического состояния. При локальном ремонте широкое распространение получили ремонтные конструкции, называемые муфтами.

Целью работы является анализ эффективности локального ремонта нефтепроводов с применением муфт из полимерного материала.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Рассмотреть основные типы дефектов и технологии ремонта нефтепроводов с применением ремонтных конструкций;
2. Изучить рынок современных ремонтных конструкций;
3. Рассмотреть технологии ремонта нефтепроводов с применением ремонтных конструкций;
4. Разработать модель нефтепровода с полимерной муфтой в программном комплексе Ansys;
5. Проанализировать изменение напряжения в стенках трубопровода, сравнить муфты из полимерного материала и стали;
6. Сделать выводы о технологической и экономической эффективности применения полимерных муфт при ремонте нефтепроводов.

1 КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕФЕКТОВ

В настоящее время объемы газа, прокачиваемого по магистральным газопроводам, растут, а запас прочности используемых труб снижается из-за старения трубопровода. В процессе эксплуатации на магистральные трубопроводы действуют циклически изменяющиеся нагрузки, они работают в нестабильных условиях, что, по сути, и приводит к усталостным повреждениям. Нефтепроводы в процессе эксплуатации так или иначе подвергаются воздействиям, которые приводят к их выходу из строя. Для увеличения срока службы трубопровода должны соблюдаться условия эксплуатации, перекачка должна осуществляться на оптимальных режимах. Однако зачастую рабочие параметры отклоняются от нормативных значений, ввиду чего любой дефект становится причиной возможной аварии на нефтепроводе [3].

Классификация дефектов в зависимости от причин их появления представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Классификация дефектов

Нарушение технологии изготовления труб зачастую приводит к образованию дефектов, поэтому важно осуществлять входной контроль и соблюдать правила приемки. Дефекты, образованные в ходе эксплуатации, определяются путем регулярного технического обслуживания нефтепровода, которое позволяет на ранних этапах выявить и устранить дефекты способные привести к аварийной остановке перекачки. Согласно данным Росстата наибольшую долю причин возможных аварий составляют причины, представленные на рисунке 1.2 [4].

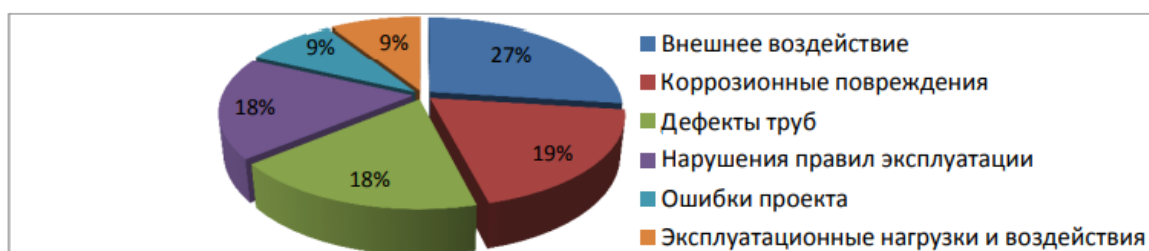


Рисунок 1.2 – Распределение аварий на нефтепроводном транспорте

На рисунке 1.3 показано процентное соотношение происхождения наибольшего количества дефектов.

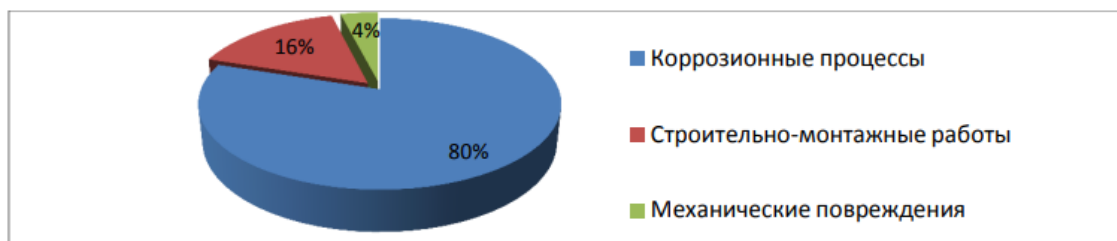


Рисунок 1.3 – Классификация дефектов трубопроводов

Анализ причин аварий на линейной части нефтепровода показал, что основной и наиболее серьезной причиной аварийных ситуаций является коррозия. По статистике именно по этой причине происходит большинство (до 80%). Из них 90% приходится на продольное коррозионное растрескивание под напряжением, то есть на нарушения целостности нефтепровода за счет медленного распространения трещин при длительной эксплуатации трубопроводов. Обычно такого рода разрушения возникают на наружной поверхности трубы в результате воздействия условий внешней

среды, возникающих при эксплуатации трубопроводов и трубного производства.

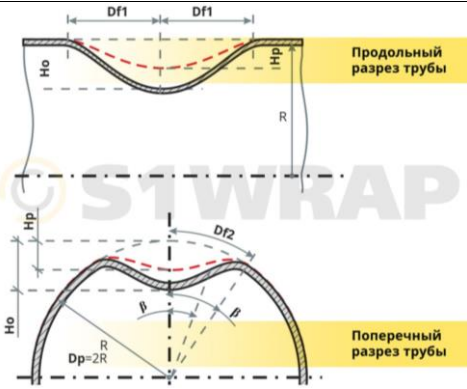
Оценка рисков при эксплуатации нефтепровода с наличием дефектов осуществляется с учетом режима эксплуатации, типа и размера дефектов, максимальные напряжения в металле трубы, в особенности в области дефекта и т.д.

Далее описаны основные типы дефектов нефтепровода, помимо перечисленных дефектов возможны проявления дефектов изоляции. Нарушение целостности изоляции приводит к росту вероятности образования коррозии и преждевременного выхода участка из работоспособного состояния [5].

1.1 Дефекты геометрии трубы

Дефекты геометрии трубы – это дефекты, связанные формой и положением оси нефтепровода. Могут образовываться как в процессе эксплуатации, так и при нарушении технологии изготовления. В таблице 1.1 перечислены типы дефектов геометрии.

Таблица 1.1 – Дефекты геометрии трубы

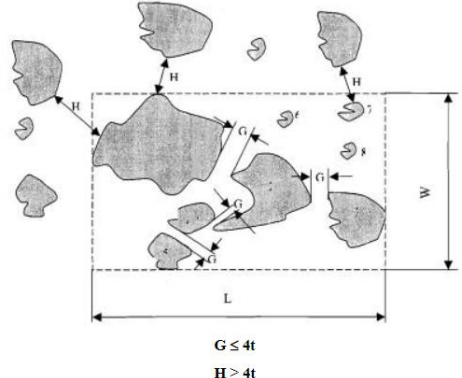
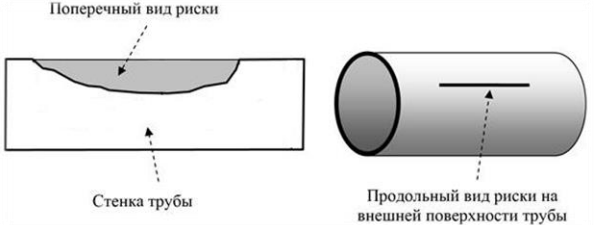
Дефекты	Описание	Изображение
Вмятина	Вмятина вызывает локальную концентрацию напряжений и деформаций, а также локальное уменьшение диаметра трубы. Максимальное напряжение и деформация в длинной вмятине возникает в основании вмятины, тогда как в короткой вмятине - на боковых сторонах вмятины	 <p>Продольный разрез трубы</p> <p>Поперечный разрез трубы</p>

Гофр	Чередование в поперечной плоскости выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящее к излому оси и уменьшению проходного сечения.	
Овальность	Дефект геометрии, при котором сечение нефтепровода отклоняется от правильной формы и приобретает вид овала или эллипса.	

1.2 Дефекты стенки трубы

Дефекты стенки трубы – это дефекты, не приводящие к изменению проходного сечения трубы (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Дефекты стенки трубы

Дефекты	Описание	Изображение
Потеря металла	Изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.	 <p style="text-align: center;">$G \leq 4t$ $H > 4t$</p>
Риска (царапина, задир)	Потеря металла стенки трубы, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении.	

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

1.3 Дефекты коррозионного происхождения

Наиболее распространенные дефекты нефтепровода, вызванные коррозией:

- сплошная коррозия охватывает обширную площадь поверхности трубопровода;
- местная коррозия – разрушения на отдельных участках металлических поверхностей;
- межкристаллическая коррозия – коррозия, распространяющаяся по границам кристаллов (зерен) металла;
- стресс-коррозия представляет собой преимущественно продольное коррозионное растрескивание под напряжением.

Стресс-коррозия возникает, когда материал находится в относительно инертной среде, но подвергается коррозии из-за приложенного напряжения. Напряжение может быть внешним или остаточным. Эта форма коррозии особенно опасна, поскольку она может не проявлять себя при определенных условиях до тех пор, пока не будет приложено определенное напряжение. Коррозия плохо видна до разрушения и может привести к аварии.

На рисунке 1.4 представлены некоторые виды дефектов, вызванных коррозией.

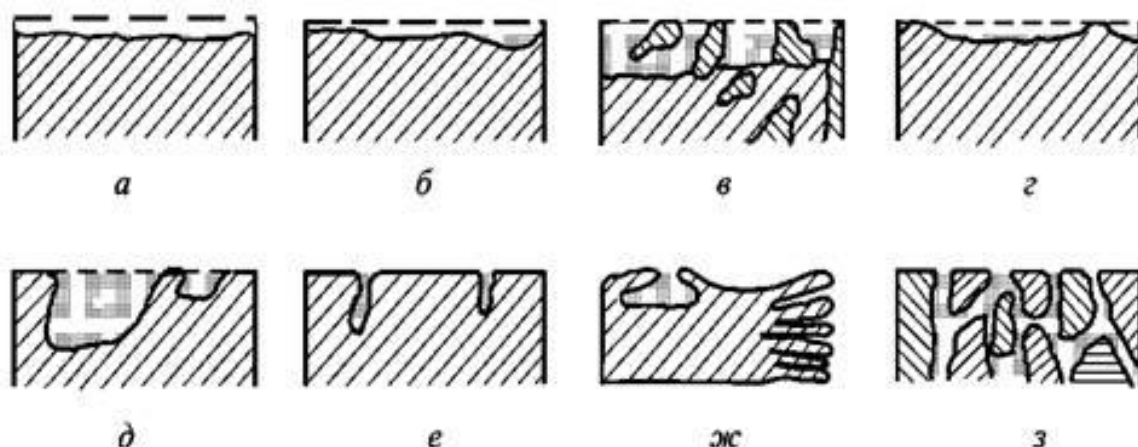


Рисунок 1.4 – Виды коррозии: а – сплошная равномерная; б – сплошная неравномерная; в – структурно-избирательная; г – пятнами; д – язвами; е – питтинговая; ж – подповерхностная, з – межкристаллическая

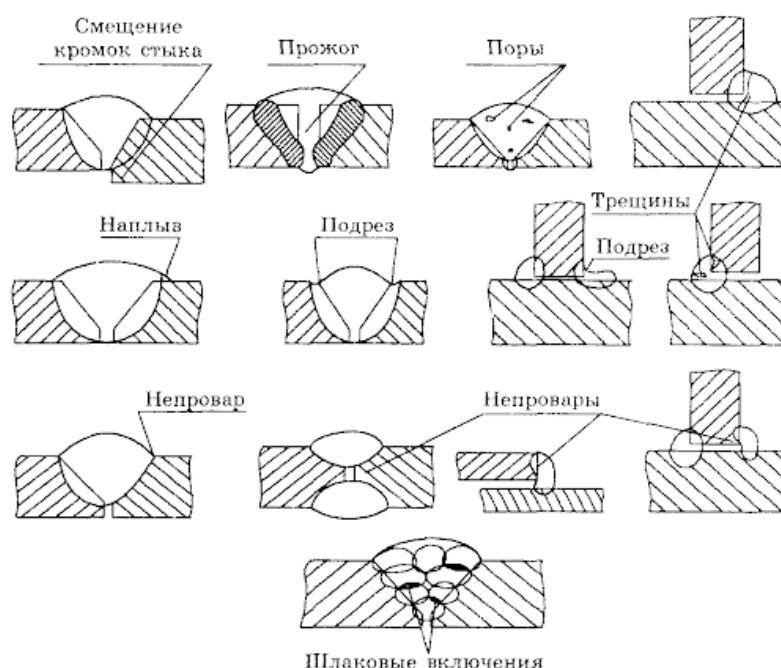
1.4 Дефекты сварного шва

Дефекты сварки – это несплошности, образовавшиеся в металле сварного шва из-за неправильного процесса сварки, неправильных схем сварки, влажных электродов и т. д. Дефекты сварки могут возникать как снаружи, так и внутри металла шва. Классификация дефектов в зависимости от типа и параметров представлена в руководящих документах (СНиП III–42–80, ВСН 012–88, СП 34–101–98). Диагностика таких дефектов осуществляется с помощью методов неразрушающего контроля такими как визуально-измерительный, ультразвуковой, радиографический и т.д.

Различные типы внешних дефектов: трещина сварки (самый нежелательный дефект из всех остальных дефектов сварки. Сварочные трещины могут быть на поверхности, внутри свариваемого материала или в зонах термического влияния), подрезы, брызги, наплывы и т.д. Зачастую для их установления достаточно визуально-измерительного контроля.

К внутренним дефектам относятся включения шлака, растрескивание, пористость, непровары и несплавления. Шлаковые включения влияют на ударную вязкость и свариваемость, снижая структурные характеристики материала сварного шва.

Виды дефектов сварного шва представлены на рисунке 1.5.



2 ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Большинство трубопроводных компаний имеют слаженную систему технического обслуживания и ремонта. Своевременное техническое обслуживание позволяет компаниям обнаруживать небольшие проблемы до того, как они станут перерастут в аварии. Кроме того, оборудование при этом работает более эффективно. Отсутствие программы профилактического обслуживания и ремонта может привести к серьезным последствиям.

В зависимости от типа, положения и параметров дефекта выбираются методы локального ремонта нефтепровода, которые включают:

- полное или частичное удаление трубы и замена его на новую;
- шлифование области дефекта для значительного уменьшения ее влияния как концентратора напряжений или места образования трещины;
- армирование дефектного отрезка трубы охватывающей муфтой;
- наложение герметизирующего устройства (хомута или муфты) на дефектный участок;
- нанесение композитной оболочки на дефекты коррозии и потерь толщины металла.

Иногда проще удалить дефектный участок трубы и заменить его новой трубой, а не пытаться выполнить какой-либо ремонт. Удаление требует отключения или изоляции участка нефтепровода, а также сброса давления. Дефектный участок обычно заменяется предварительно испытанным участком исправной трубы, осуществляется сварка со строгим контролем качества сварных швов, и трубопровод возвращается в нормальную эксплуатацию.

Если монтируется не испытанная труба, нефтепровод должен быть подвергнут гидростатическим испытаниям в соответствии с требованиями

правил приемки результатов ремонтных работ, прежде чем участок будет возвращен в эксплуатацию.

Техническое обслуживание нефтепроводов выражается в патрулировании трассы нефтепровода, заключающейся в выезде и осмотре участков нефтепровода с целью обнаружения дефектов на ранней стадии их проявления, а также диагностики целостности линейной части трубопровода согласно графику с применением методов неразрушающего контроля [6].

В связи с характером эксплуатации трубопровода, экономическими и экологическими последствиями в случае отказа своевременное техническое обслуживание является наиболее приоритетным направлением политики предприятия.

Выделяют текущий и капитальный ремонт в зависимости от:

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

Текущий или плановый ремонт включает устранение дефектов, частичную замену технологических единиц и восстановление работоспособного состояния в общем. Для текущего ремонта составляется график производства работ, утвержденный на предприятии [8].

Капитальный ремонт включает большой объем работ и подразумевает практически полное восстановление или полную замену трубопровода или его составляющих. Данный вид ремонта также осуществляется согласно графику и относится к планово-предупредительному ремонту. План проведения ремонта на линейной части разрабатывается проектной организацией с учетом конструктивных и геометрических параметров трубопровода, свойств транспортируемой нефти и режима эксплуатации, и затем утверждается эксплуатирующей организацией [9].

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

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

Классификация основных методов ремонта представлена на рисунке

2.1.



Рисунок 2.1 – Классификация основных методов ремонта

Методы постоянного ремонта секций, содержащих дефекты, и отдельных дефектов линейной части МН определяются согласно РД 23.040.00-КТН-090-07.

Организация ремонтных работ на предприятии осуществляется в следующем порядке.

При обнаружении дефектов оформляется:

атлас дефектов с указанием местоположения, типа и параметров дефекта;

- заявка на проведение ремонта;
- технологическая карта с точным описанием этапов проведения работ;
- наряд-допуск на проведение газоопасных работ при подготовке объекта к ремонту;
- акт на проведение ремонта.

Завершающим этапом согласования плана проведения ремонтных работ является подписание наряда-допуска лицом, назначенным ответственным за подготовительные этапы, ремонт и сдачу ремонта эксплуатирующей компании.

Акт на проведение ремонта включает инструктаж, обязательный для ремонтной бригады перед проведением подготовительных и ремонтных работ. Также по окончании работ туда вносятся сведения о качестве и приемке проведенных работ.

После окончания ремонта в акт вносится запись о разрешении на подъем давления.

Допустимые размеры дефектов при ремонте труб и фитингов на трубопроводах приведены в таблицах 2.1-2.3.

Таблица 2.1 – Допустимые размеры ремонтируемых дефектов на трубах и фитингах трубопроводов низкого давления

Типы дефектов	Ноет на ремонтируемом участке после зачистки, %	Допустимая к ремонту площадь единичного (совокупного) дефекта, мм ²	Примечание
Сквозной плоскостной дефект	0	0,1DN, но не более 150 мм ²	Расстояние между соседними единичными дефектами ≥1000 мм
Несквозные дефекты	≥90	≤300000 мм ²	
	90≥H _{ост} ≥80	≤200 000 мм ²	
	80≥H _{ост} ≥70	≤150000 мм ²	
	70≥H _{ост} ≥60	≤100000 мм ²	ΣΠD* ≤0,5 м ²
	60≥H _{ост} ≥50	≤50000 мм ²	ΣΠD* ≤0,5 м ²
	<50	Размеры дефектов и технология ремонта аналогичны соответствующему типу сквозного дефекта	

Таблица 2.2 – Допустимые размеры ремонтируемых дефектов на трубах и фитингах трубопроводов среднего давления

Типы дефектов	Ноет на ремонтируемом участке после зачистки, %	Допустимая к ремонту площадь единичного (совокупного) дефекта, мм ²	Примечание
Сквозной плоскостной дефект	0	0,1DN, но не более 150 мм ²	Расстояние между соседними единичными дефектами ≥1000 мм
Несквозные дефекты	≥90	≤300000 мм ²	
	90≥H _{ост} ≥80	≤200 000 мм ²	
	80≥H _{ост} ≥70	≤150000 мм ²	
	70≥H _{ост} ≥60	≤100000 мм ²	ΣΠD* ≤0,5 м ²
	60≥H _{ост} ≥50	≤50000 мм ²	ΣΠD* ≤0,5 м ²
	<50	Размеры дефектов и технология ремонта аналогичны соответствующему типу сквозного дефекта	

Таблица 2.3 – Допустимые размеры ремонтируемых дефектов на трубах и фитингах трубопроводов высокого давления

Типы дефектов	Группы диаметров труб, мм	$H_{\text{ост}}$ на ремонтируемом участке после зачистки, %	Допустимая к ремонту площадь единичного (совокупного) дефекта, мм	Примечание
1	2	3	4	5
Сквозные плоскостные дефекты		0	0,1DN, но не более 25	Общее количество единичных дефектов на одной трубе ≤ 5 . Расстояние между соседними дефектами ≥ 1000 мм
Несквозные дефекты**	1020 - 1420	≥ 90	≤ 450000	
		$90 \geq H_{\text{ост}} \geq 80$	≤ 250000	
		$80 \geq H_{\text{ост}} \geq 70$	≤ 150000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 1,0 \text{ м}^2$
		$70 \geq H_{\text{ост}} \geq 60$	≤ 100000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,5 \text{ м}^2$
		$60 \geq H_{\text{ост}} \geq 50$	≤ 50000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,5 \text{ м}^2$
		< 50	Размеры дефектов и технология ремонта аналогичны соответствующему типу сквозного дефекта	
	426 - 820	≥ 90	≤ 400000	
		$90 \geq H_{\text{ост}} \geq 80$	≤ 200000	
		$80 \geq H_{\text{ост}} \geq 70$	≤ 100000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,75 \text{ м}^2$
		$70 \geq H_{\text{ост}} \geq 60$	≤ 50000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,35 \text{ м}^2$
		$60 \geq H_{\text{ост}} \geq 50$	≤ 25000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,35 \text{ м}^2$
		< 50	Размеры дефектов и технология ремонта аналогичны соответствующему типу сквозного дефекта	
	219 - 377	≥ 90	≤ 200000	
		$90 \geq H_{\text{ост}} \geq 80$	≤ 100000	
		$80 \geq H_{\text{ост}} \geq 70$	≤ 50000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,50 \text{ м}^2$
		$70 \geq H_{\text{ост}} \geq 60$	≤ 30000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,25 \text{ м}^2$
		$60 \geq H_{\text{ост}} \geq 50$	≤ 15000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,25 \text{ м}^2$
		< 50	Размеры дефектов и технология ремонта аналогичны соответствующему типу сквозного дефекта	
	<219	≥ 90	≤ 100000	
		$90 \geq H_{\text{ост}} \geq 80$	≤ 50000	
$80 \geq H_{\text{ост}} \geq 70$		≤ 25000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,30 \text{ м}^2$	
$70 \geq H_{\text{ост}} \geq 60$		≤ 20000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,15 \text{ м}^2$	
$60 \geq H_{\text{ост}} \geq 50$		≤ 10000	$\Sigma \text{ПДОТ}^* \leq 0,15 \text{ м}^2$	
	< 50	Размеры дефектов и технология ремонта аналогичны соответствующему типу сквозного дефекта		

При ремонте сквозных отверстий с использованием усиливающих элементов выполняют следующие операции:

- 1) оценку параметров дефекта и остаточной толщины материала трубы;
- 2) подготовку дефекта к ремонту;
- 3) разметку ремонтируемого участка;
- 4) грунтование композитным материалом ремонтируемого участка и усиливающих элементов;
- 5) нанесение слоя композитного материала на усиливающие элементы;
- 6) установку усиливающих элементов на ремонтируемом участке и формирование заделки в соответствии со схемой;

7) при температуре окружающего воздуха ниже плюс 5°C проводятся дополнительные мероприятия по поддержанию необходимой температуры и влажности в процессе отверждения материала.

При ремонте несквозных дефектов выполняют пункты 1-4 как при ремонте сквозных, далее последовательность включает следующие операции:

1) послойное заполнение полости дефекта композитным материалом;

2) формирование заделки на ремонтируемом участке в соответствии с разметкой;

3) при температуре окружающего воздуха ниже плюс 5°C проводятся дополнительные мероприятия по поддержанию необходимой температуры и влажности в процессе отверждения материала.

При ремонте две половины стальной муфты прижимаются к несущей трубе и стягиваются для сварки с помощью механических средств, таких как на рисунке 2.2. Они могут состоять из цепей и домкратов или специального устройства.



Рисунок 2.2 – Стягивание полумуфт

3 ТИПЫ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

3.1 Стальные ремонтные конструкции

Стальные муфты являются наиболее распространенными ремонтными конструкциями с достаточно высокой эффективностью. Они обеспечивают усиление дефектного участка и имеют несложную технологию монтажа. Муфта состоит из двух частей, представляющих собой половины трубы или двух соответствующим образом изогнутых листов металла, которые накладываются вокруг несущей трубы в месте повреждения и после позиционирования соединяются сваркой боковых швов.

Размер полумуфт должен обеспечивать наличие зазора между трубопроводом и муфтой для заполнения полости герметизирующим составом. Зазор должен быть минимальным, чтобы конструкция плотно прилегала к нефтепроводу, однако должен позволять укрепление конструкции с помощью фиксации герметиком.

Типы и параметры ремонтируемых дефектов определяются в соответствии с РД-23.040.00-КТН-090-07. В соответствии с РД-23.040.00-КТН-090-07 ремонтные конструкции делятся на постоянные и временные (рисунок 3.1) [11].

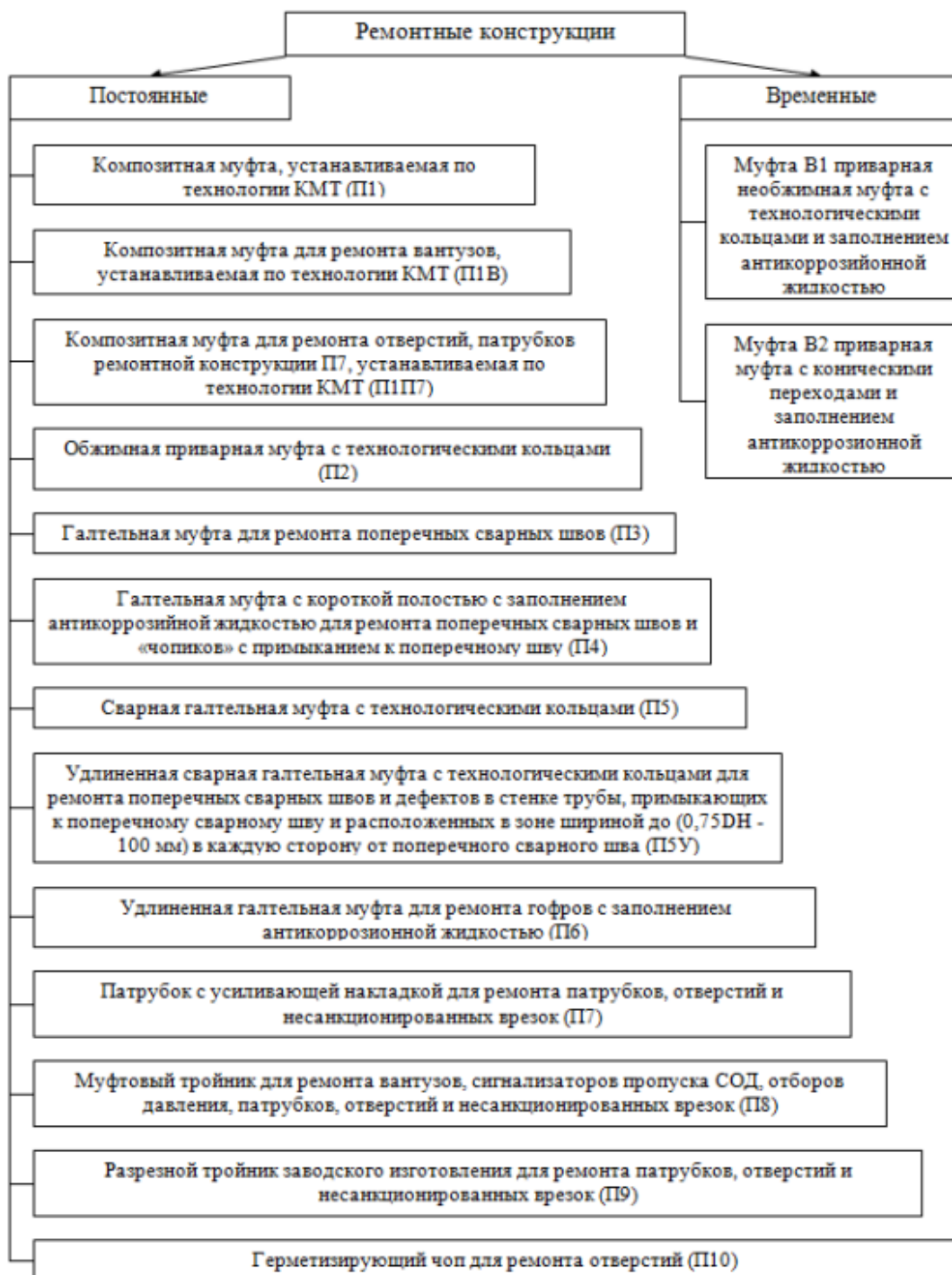


Рисунок 3.1 – Постоянные и временные ремонтные конструкции

Конструкции для постоянного ремонта позволяют восстановить трубопровод на все время его дальнейшей эксплуатации. К этому виду относятся, например, композитные муфты и обжимная приварная муфта.

Временный ремонт осуществляется при помощи приварной необжимной муфты и муфты с коническими переходами. Зачастую они

применяются для аварийного ремонта с последующей заменой на обжимную муфту [12].

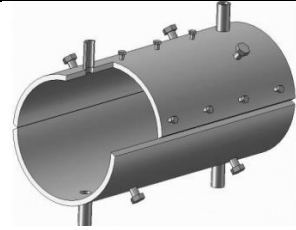
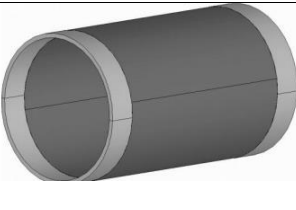
На рисунке 3.2 представлена классификация рассмотренных устройств в зависимости от их функционального назначения.





Рисунок 3.2 – Классификация муфтовых конструкций

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

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

Вид ремонтной конструкции	Изображение
Муфта П1 – муфта изготавливаемая по композитно-муфтовой технологии (КМТ). Муфта служит для ремонта дефектов сварных швов, дефектов геометрии трубы и дефектов стенки трубы.	
Муфта П2 – обжимная приварная с технологическими кольцами устанавливается без технологического зазора между муфтой и трубой. Муфта применяется для ремонта дефектов стенки нефтепровода, коррозионных дефектов и вмятин.	

Муфта ПЗ – галтельная приварная предназначена для ремонта кольцевых сварных швов.	
Муфта П4 – галтельная с короткой полостью, приварная, предназначена для ремонта кольцевых сварных швов, дефектов в ОШЗ	

Для ремонта ненормативных деталей существуют такие ремонтные конструкции как муфтовый тройник, патрубок с усиливающей накладкой, муфты типа П1В, П1П7 и пр. Некоторые конструкции представлены на рисунке 3.3.

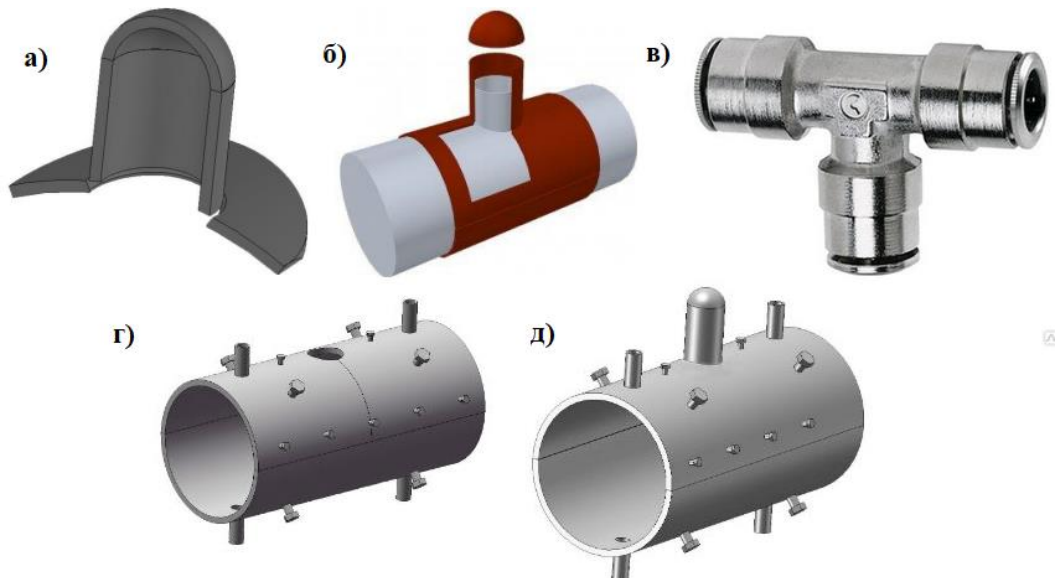


Рисунок 3.3 – Ремонтные конструкции: а – патрубок с усиливающей накладкой П7, б – муфтовый тройник, в – разрезной тройник, г – муфта П1В, д – муфта П1П7

3.2 Современные ремонтные конструкции

3.2.1 Ремонтная манжета Clock Spring

Композитная ремонтная муфта Clock Spring зачастую применяется на трубопроводах высокого давления. Состоящая из предварительно натянутой однонаправленной композитной катушки из стеклопластика,

высокомодульного наполнителя и метилметакрилатного клея с высокой прочностью на сдвиг, она выдерживает достаточно высокое давление благодаря чему их относят к методам постоянного ремонта.

Каждый виток Clock Spring состоит из 8 слоев, что обеспечивает высокое предельное напряжение манжеты. Разработанная для структурного усиления и восстановления работоспособного состояния нефтепровода, Clock Spring может применяться при различных типах и параметрах дефектов, а также может восстановить полную прочность трубопровода с потерей стенки до 80% [9].

Муфта Clock Spring получила широкое применение и эксплуатируется в 75 странах в различных отраслях производства.

Преимуществами муфты является возможность ремонта без остановки процесса перекачки, быстрый монтаж, не оказывает вреда экологии, не требует сварочных и грузо-подъемных работ.

Для надежной фиксации муфты на трубопроводе его поверхность обрабатывается мастикой с высоким сопротивлением сжатию. Мастика позволяет равномерно перераспределить нагрузки по муфте. Монтируется Clock Spring путем нанесения витков и их фиксации быстросохнущим адгезивом. По окончании работ нанесенная конструкция представляет собой высокопрочную жесткую систему (рисунок 3.4).

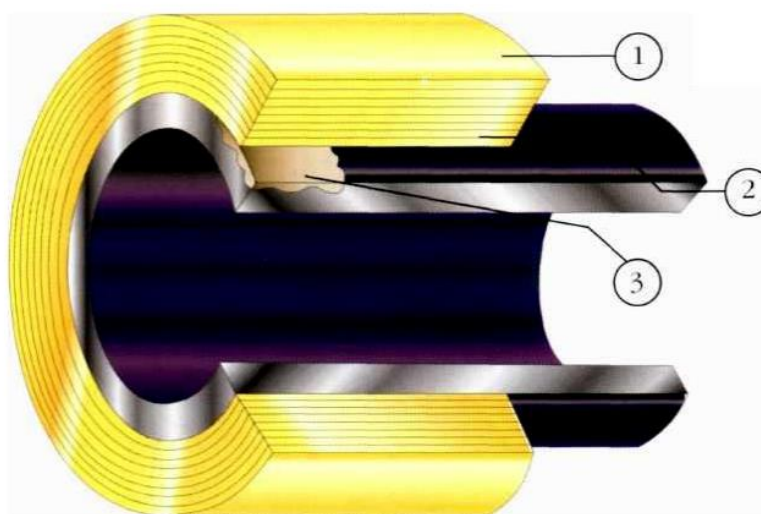


Рисунок 3.4 – Установка манжеты Clock Spring

На рисунке 3.4 под цифрой 1 обозначена полоса однонаправленного композитного материала, обладающего высокой прочностью и сцеплением с адгезивом 2. Адгезив состоит из двух компонентов, которые в комбинации обеспечивают высокое сцепление и прочность. Под цифрой 3 обозначена мастика, позволяющая эффективно перераспределять нагрузки между трубопроводом и муфтой.

Матричная память и строгое соответствие диаметров манжеты и трубы исключают сколько-нибудь существенное давление манжеты на трубу [9]. В таблице 3.2 представлены технические характеристики манжеты Clock Spring.

Таблица 3.2 – Технические характеристики Clock Spring

Характеристика	Значение
Толщина слоя	1,5 мм
Содержание волокон стекломассы	65–75% веса, т. е. 45–55% объёма (остальное – полиэфирная смола)
Поведение под нагрузкой (вплоть до точки разрыва)	линейной упругое удлинение на 1,5–2% длины волокна
Типичное значение модуля упругости в направлении по окружности трубы	41,3–44,8 ГПа
Предел прочности на растяжение (жёсткость)	517–689,5 МПа
Предел внутрислойной прочности на сдвиг	69 МПа
Коэффициент термического расширения – в направлении волокон – в направлении, перпендикулярном волокну	$3,3 \times 10^{-6}$ см/см/°С $1,8 \times 10^{-6}$ см/см/°С
Предел прочности на сдвиг слоя адгезива	8,27 МПа
Предел прочности мастики на сжатие	55 МПа
Вес установленной на трубу ремонтной системы для диаметра 1420 мм	49 кг

Существует ремонтный состав «КЛР-СТ» производства ООО «ДИАФОР», который является отечественным аналогом Clock Spring. Манжета обеспечивает такие же высокие эксплуатационные показатели и

эффективно распределяет напряжения между областью дефекта и муфтой. С применением Clock Spring восстанавливаются эксплуатационные характеристики трубопровода.

Расчетная ширина манжеты после установки должна составлять 30 см, а толщина – 12,7 мм. Весь процесс монтажа муфты в среднем занимает 20 минут, а двухкомпонентный адгезив благодаря высокой скорости высыхания позволяет возобновить эксплуатацию нефтепровода уже через 2 часа после его нанесения. Предварительно необходимо осуществить пробный запуск.

3.2.2 Муфты ИНТРА

Муфты ИНТРА КРМ представляют собой плотную ткань из композитного материала. Изготавливается зачастую из стекловолокна или углеродного волокна различных размеров в зависимости от необходимости устранения [10]:

- последствий наружной коррозии;
- механических повреждений или дефектов сварных швов;
- действующих утечек на остановленных и работающих трубопроводах.

ИНТРА КРМ муфт обладает довольно высокими эксплуатационными характеристиками, долговечностью, химической стойкостью и высокой адгезией к стали. Технология ремонта с муфтой ИНТРА КРМ применима в условиях сложной геометрии ремонтируемого участка (тройники, отводы).

На рисунке 3.5 представлен отвод до и после проведения ремонта композитной муфтой ИНТРА КРМ.



Рисунок 3.5 – Технология ремонта с применением композитной муфты
ИНТРА КРМ

Существует две модификации конструкции муфты: ИНТРА КРМ-С и ИНТРА КРМ-У.

КРМ-С представляет собой стандартную компоновку на основе полиуретановой пропитки.

КРМ-У – усиленная компоновка армирующей ткани с эпоксидной пропиткой, которая обладает более высокими эксплуатационными характеристиками по сравнению с КРМ-С.

3.2.3 Композитная обмотка Black Diamond

Black Diamond представляет собой структурную графито-эпоксидную восстановительную систему для предотвращения коррозии систем трубопроводов и их ремонта.

В основе обмотки лежит углеродное волокно, которое позволяет восстановить изначальное функциональное состояние нефтепровода. Применимо при ремонте трубопровода с различными видами дефектов. Обеспечивает высокую эффективность восстановления эксплуатационных свойств.

В комплектацию Black Diamond входит эпоксидный грунт, углеродное волокно и полимерная эпоксидная смола. Первый компонент обеспечивает фиксацию муфты на ремонтируемом участке и передает

напряжения с области дефекта телу муфты. Основная нагрузка приходится на углеродное волокно, которое укрепляет конструкцию в направлении обода и в осевом направлении. Эпоксидная смола обеспечивает равномерную нагрузку. Подготовка поверхности к ремонту с Black Diamond зачастую включает полировку высокомодульным составом (рисунок 3.6).

Для технической оценки применимости обмотки компанией была разработана программа Black Diamond Wizard от фирмы Citadel, которая на основании сведений о трубопроводе, толщине стенки, режимах эксплуатации и дефектах выдает рекомендации по числу обмоток.



Рисунок 3.6 – Конструкции отремонтированные системой Black Diamond [16]

Область применения Black Diamond включает горизонтальные и вертикальные трубопроводы, а также места их изгибов, отводы, тройники. Кроме того, обмотка имеет широкий температурный диапазон $t = -10..85^{\circ}\text{C}$ и применяется при влажности до 100%. При значительной потере металла трубы производитель Black Diamond рекомендует применение эпоксидного заполнителя, который способствует эффективному распределению напряжений по обмотке [16].

Компанией ООО «ДИАФОР» был разработан отечественный аналог – ремонтный состав «БЛ-РТ». Состав используется для окончательного ремонта трубопроводов с целью восстановления максимального рабочего давления на дефектных или имеющих коррозионные повреждения участках.

Возможность применения зависит от внешнего диаметра трубы, длины дефекта и остаточной толщины стенки трубопровода. Ограничений по давлению нет.

Технические характеристики композитной обмотки представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технические характеристики и условия ремонтного состава «БЛ-РТ»

Характеристика	Значение
Модуль упругости в поперечном направлении	67 ГПа
Модуль упругости в продольном направлении	14,6 ГПа
Предел прочности в поперечном направлении	750 МПа
Предел прочности в продольном направлении	190 МПа
Прочность на отрыв (адгезионная прочность)	8,5 МПа
Напряжение сжатия эпоксидного наполнителя	61 МПа
Относительное удлинение	1,2 %
Время затвердевания (типовое)	3 ч
Максимальная рабочая температура для стандартного композита	80 °С
Максимальная рабочая температура для высокотемпературного композита	177 °С
Минимальная температура застывания	5 °С
Минимальная температура установки на трубу	-20 °С

3.2.4 Муфты ГАРС

Использование муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика (ГАРС) значительно сокращает материальные затраты при ремонтно-восстановительных работах на трубопроводах.

Муфта ГАРС как и Clock Spring наносится на ремонтируемый участок нефтепровода путем послойной обмотки единого рулона в количестве, необходимом для обеспечения надежности участка при наличии дефектов и способствует распределению и снижению тангенциальных напряжений в дефектной области (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 – Ремонтные муфты ГАРС [11]

Испытания трубопровода с продольной трещиной, на который была установлена муфта ГАРС доказали высокую эффективность и надежность муфты. Испытательное давление составило 1,96 МПа и последующим наращиванием до 7,35 МПа. Давление применялось таким образом, чтобы нефтепровод испытывал переменнo-циклические нагрузки. Спустя 20 тыс. циклов муфта сохранила несущую способность.

Таблица 3.4 – Технические характеристики ГАРС

Характеристика	Значение
Предел прочности при, МПа	
– растяжении	950
– изгибе	1050
– сжатии	700
– сдвиге	50
E_y при растяжении, МПа	52 000

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

- муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика;
- клеевая композиция для склеивания слоев муфты и ремонта каверн трубопроводов;
- паста для герметизации торцов муфты;

– инструмент для смешивания и нанесения клеевого состава и пасты (рисунок 3.8).

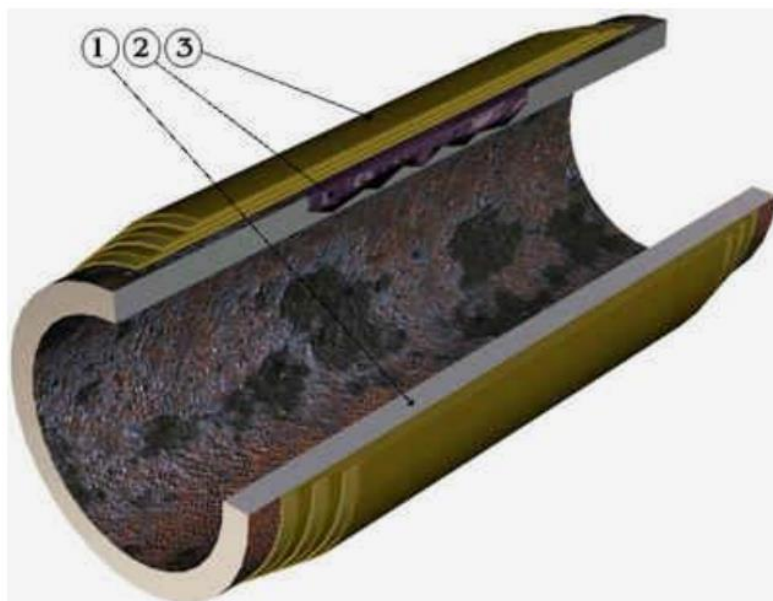


Рисунок 3.8 – Приспособление ремонтное ГАРС

На рисунке 3.8 под цифрой 1 обозначено тело трубы. Цифрой 2 представлен дефект, который подлежит подготовке (обработке, шлифовке), и заполняется специальной пастой с металлополимерным составом. Цифрой 3 обозначена клеевая основа, благодаря которой формируется конечная конструкция муфты ГАРС [11].

Согласно ТУ 2296 – 152 – 05786904 – 99 [12] изготавливается композитный состав «Монолит +», включающий пасту (состав А) и клей (состав Б). Технические характеристики пасты и клея представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технические характеристики «Монолит +»

Характеристика	Паста (состав А)	Клей (состав Б)
Адгезионная прочность, МПа		
– к стальной поверхности	20	-
– к стеклопластику	-	10
Предел прочности, МПа		
– при растяжении	46	38
– при изгибе	105	85
– при сжатии	120	95

Модуль упругости, МПа		
– при растяжении	4000	1300
– при изгибе	6500	2100
– при сжатии	2100	800
Время гелеобразования при 20°С, мин	45±15	60±15

Предел прочности при растяжении ленты ГАРС составляет более 950 МПа, модуль упругости более 45 ГПа.

3.2.5 КОНУС

Компанией ПСО «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА» была разработана универсальная конусная муфта серии КОНУС (рисунок 3.9).



Рисунок 3.9 – Ремонтная муфта КОНУС

КОНУС позволяет осуществить ремонт на нефтепроводах с такими дефектами как коррозия, стресс-коррозия, трещина, дефекты при изготовлении и т.д. Область применения муфты включает магистральные, внутрипромысловые и другие нефтепроводы, в том числе подводные. Ограничений применения по климатическим поясам нет. Применяется как вторичный ремонт для усиления металла на участках трубопроводов с ранее устранёнными дефектами.

УКМ КОНУС относится к постоянному ремонту и представляет собой композиционную муфту из двух половин. Кроме того, имеется металлическая обечайка благодаря которой осуществляется ее крепление к нефтепроводу. Обечайка также состоит из двух половин, которые свариваются между собой (рисунок 3.10).

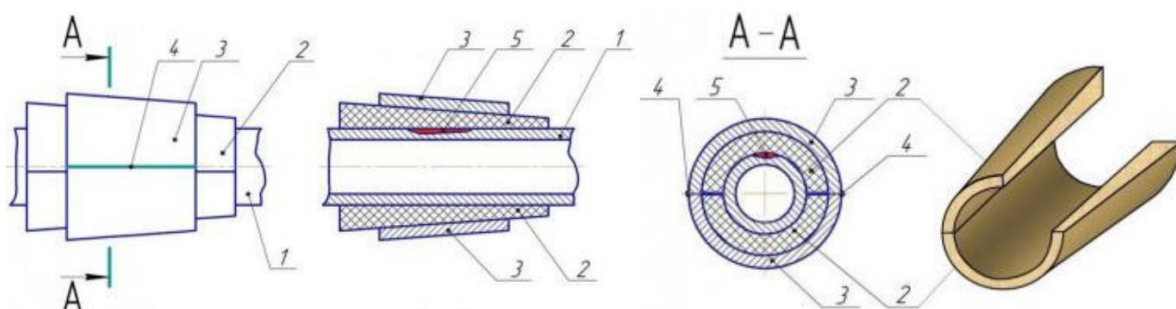


Рисунок 3.10 – Конструкция муфты КОНУС 1 – трубопровод; 2 – композиционная муфта; 3 – стальная обечайка; 4 – сварной шов; 5 – несквозной дефект [12]

В таблице 3.6 представлены технические характеристики муфты КОНУС.

Таблица 3.6 – Технические характеристики муфты КОНУС

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

3.2.6 АНТИСВИЦ

Область применения муфты «АНТИСВИЦ» можно определить исходя из названия – она применяется для борьбы со сквозными дефектами, называемыми свищами. Ограничением к применению являются трубопроводы с рабочим давлением более 6,5 МПа (рисунок 3.12).

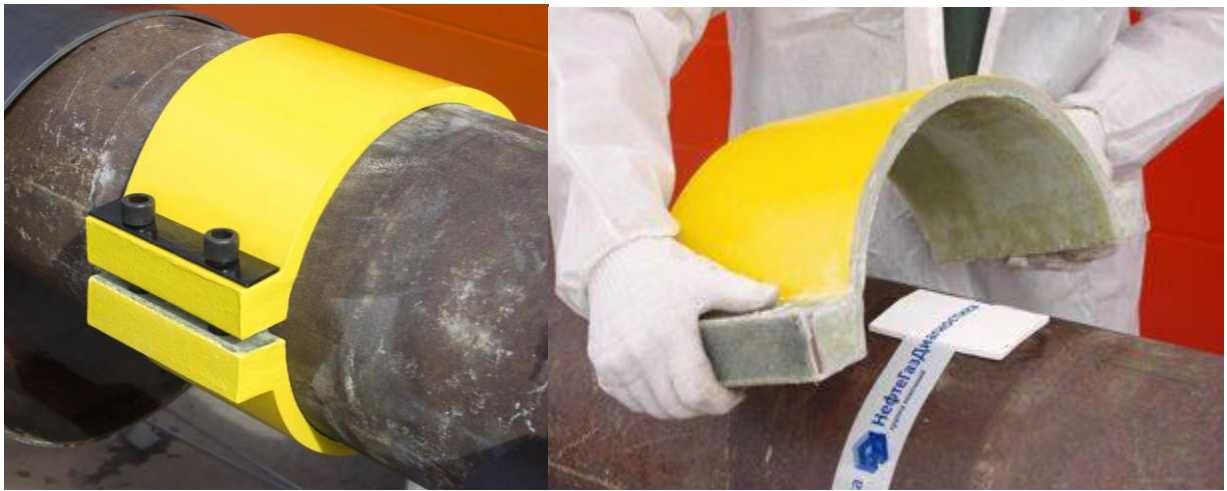


Рисунок 3.12 – Ремонтная муфта «АНТИСВИЦ» [13]

АНТИСВИЦ представлен двумя полумуфтами из стеклопластика, которые крепятся друг к другу фланцевыми соединениями. Сверху наносится защитное покрытие и антикоррозионное покрытие.

Прочностные свойства стеклопластика, из которого изготавливаются композитные полумуфты соответствуют ГОСТ 9.104-79 [14].

Существует также муфта КОНУС ПЛЮС, которая представляет собой комбинацию муфт «Антисвиц» и УКМ «КОНУС». При этом муфта КОНУС монтируется поверх первой (рисунок 3.13). Пространство между составными частями заполняется клеящей мастикой и композитным составом.



Рисунок 3.13 – Муфта КОНУС ПЛЮС

3.2.7 Усиливающая композиционная муфта УКМТ

УКМТ – усиливающая композиционная муфта, созданная в ПСО «Нефтегаздиагностика» состоит из полумуфт, скрепляющихся композиционными кольцами с одного конца и нержавеющей болтами – с другого. Благодаря плотному креплению и моменту затяжки происходит компенсация напряжений и они распределяются равномерно по муфте. Муфта УКМТ изображена на рисунке 3.14-3.15.



Рисунок 3.14 – Внешний вид муфты УКМТ

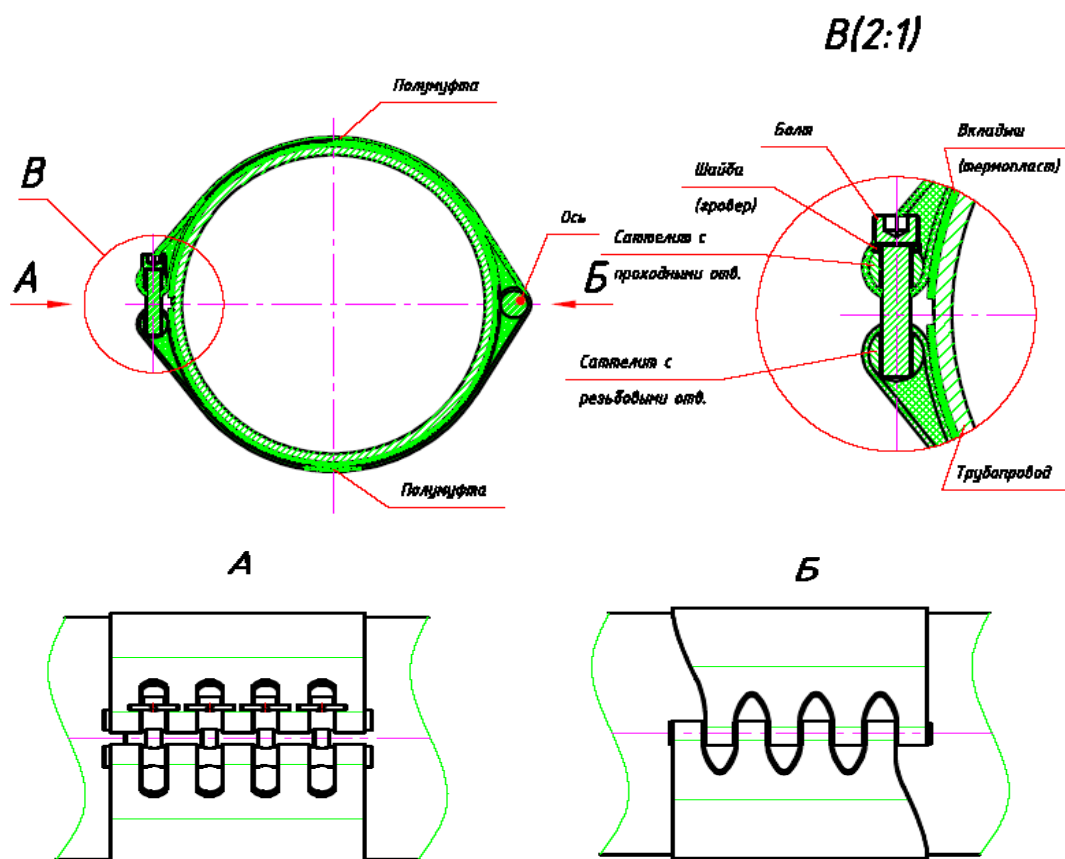


Рисунок 3.15 – Чертеж муфты УКМТ

Областью применения муфты УКМТ являются внутренние и наружные коррозионные, эрозионные и механические сквозные и несквозные дефекты.

Метод позволяет осуществить ремонт не только без остановки перекачки транспортируемого сырья, но и без сброса давления. Модуль упругости муфты УКМТ после затяжки приближается к модулю упругости стали. Поэтому, в случае изменения давления в магистрали, муфта меняет свой диаметр, «дышит» вместе с трубой. В результате муфта становится монолитной конструкцией из стеклопластика, которая армирована деталями из нержавеющей стали.

Муфта применима на нефтепроводах с диаметром от 89 до 1420 мм. Применяемый клей сохраняет свои свойства при влажности до 100 % и температуре стенки трубы до минус 7 °С.

Для стягивания муфты используются серийно выпускаемые болты, для надежности крепления которых используются специальные устройства, например, гровер.

Ремонт с УКМТ осуществляется без остановки перекачки и не требует проведения сварочных работ. Отличается высокой скоростью установки (10-15 минут) и минимальными земляными работами [25].

Срок гарантии эксплуатации объекта, отремонтированного муфтой УКМТ составляет более 50 лет.

Испытания муфты показали высокую эффективность на трубопроводах множества крупных предприятий страны, таких как ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», «Сибур» и т.д.

Технические характеристики сборочных единиц отражены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Сборочные единицы муфты УКМТ

Сборочная единица	Характеристики	Значение
Обечайка из стали	Предел текучести при растяжении	355 МПа
	Максимальное эксплуатационное давление ТП	10 МПа
Композиционная муфта из стеклопластика	Прочность на сжатие	≥ 120 МПа
	Средняя плотность	1700 кг/м ³
	Водопоглощение за 24 часа	не более 0,2%
	Максимальное эксплуатационное давление ТП	10 МПа
Двухкомпонентная композитная паста	Прочность при сжатии в отверждённом состоянии	≥ 100 МПа
	Адгезионная прочность к стальной поверхности	≥ 20 МПа
	Время гелеобразования при 20°С	45±15 мин

Прочностные характеристики УКМТ отображены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Прочностные характеристики УКМТ

Характеристика	Значение
Прочность при разрыве, МПа, не менее	800
Изгибающее напряжение при разрушении, МПа, не менее	200
Модуль упругости в окружном направлении, МПа, не менее	30000
Средняя плотность, кг/м ³	1700
Влагоемкость за 24 часа, %, не более	0,2

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МУФТЫ ИЗ ПОЛИМЕРНОГО МАТЕРИАЛА

Преимуществом полимерных ремонтных конструкций является высокий модуль упругости материала, способствующий перераспределению нагрузки, легкость, простота в монтаже, обслуживании и эксплуатации. Материал не подвергается воздействию коррозии, что является значительным преимуществом перед стальными муфтами.

В таблице 4.1 представлена сравнительная характеристика ремонтных муфт из стали и полимерных материалов.

Таблица 4.1 – Технические характеристики стальных и полимерных муфт

Показатель	Муфты из ГАРС	Муфта П2 (сталь 09Г2С)
Предел прочности		
– при растяжении, МПа	<950	<490
– при изгибе, МПа	<1050	
Модуль упругости при растяжении, МПа	52 000	200 000

С целью оценки эффективности применения полимерных муфт была построена модель участка трубопровода с дефектом в виде трещины, к которому монтировалась ремонтная конструкция из стали и полимерного материала. Оценка эффективности осуществлялась на основе анализа распределения нагрузок и степени их перераспределения с применением муфты.

Для моделирования напряженного состояния использовался метод конечных элементов в программном комплексе ANSYS. Для моделирования выбрана муфта из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС.

В качестве исходных данных для анализа принято:

- параметры дефекта: 4x200x8 мм;
- наружный диаметр трубы – 1020 мм;
- толщина стенки – 14 мм;
- длина участка трубы $L = 4000$ мм;

- материал трубы – сталь К60 ($\sigma_b = 590$ МПа; $\sigma_{т.} = 460$ МПа; модуль упругости $E = 2,08 \cdot 10^5$ МПа) [15];
- материал муфты – сталь К60;
- длина муфты – 1500 мм;
- толщина стенки муфты – 14 мм;
- толщина композитной прослойки – 14 мм;
- материал ГАРС ($\sigma_b = 950$ МПа; модуль упругости $E = 5,2 \cdot 10^4$ МПа; $\delta_5 = 4$ %) [16];
- толщина слоя полимерной ленты – 14 мм;
- толщина прослойки – 14 мм.

При ремонте нефтепровода по композитно-муфтовой технологии пространство между стальной муфтой и трубопроводом заполняется герметиком ПЭКМ-гермет. При использовании муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика монтаж осуществляется с помощью пасты и клея «Монолит+». Технические характеристики материала прослойки представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики

Характеристика	Монолит +	ПЭКМ-гермет
Адгезионная прочность, МПа	20	13
Предел прочности при растяжении, МПа	120	50
Модуль упругости, МПа	4000	1710
Время затвердевания при 20°C, мин	45±15	70±15

В программном комплексе задаем характеристики стали К60, ГАРС, а также композитных составов ПЭКМ-гермет и «Монолит +».

Для начала проведем анализ напряжений в нефтепроводе с дефектом без ремонтных конструкций.

На рисунке 4.1 представлено распределение напряжения при внутреннем давлении в трубопроводе $P = 5,5$ МПа, сварные соединения для анализа жестко закреплены.

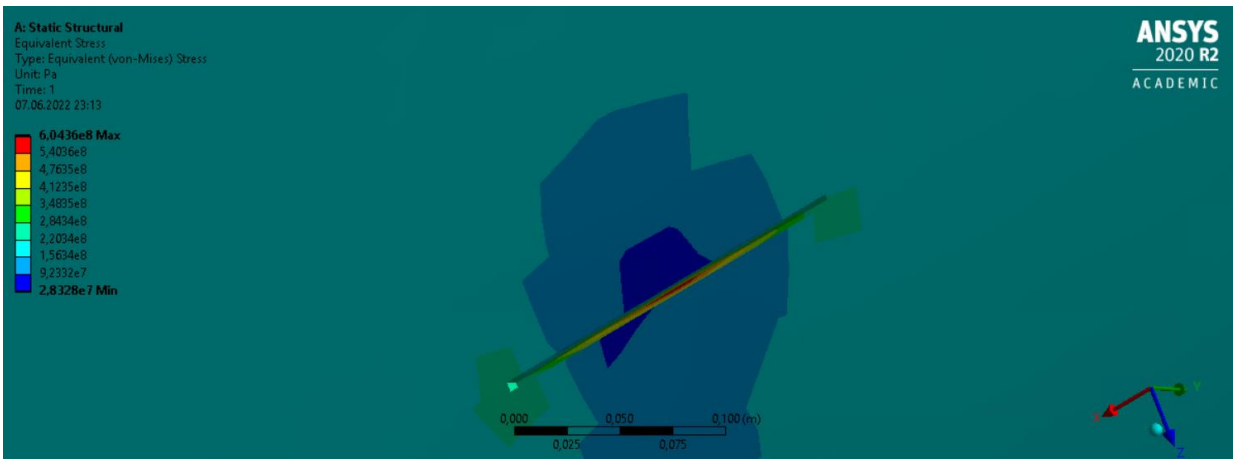
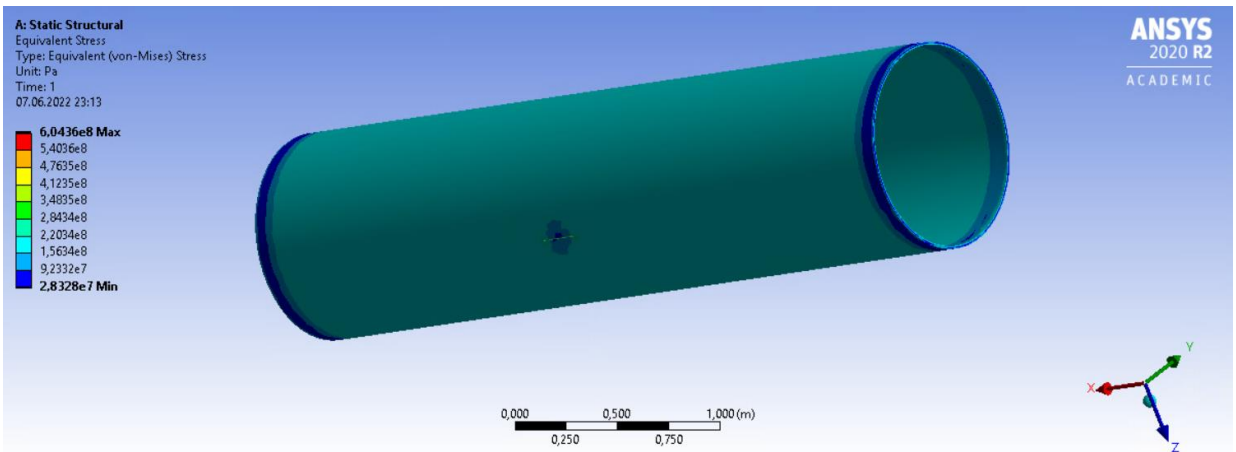
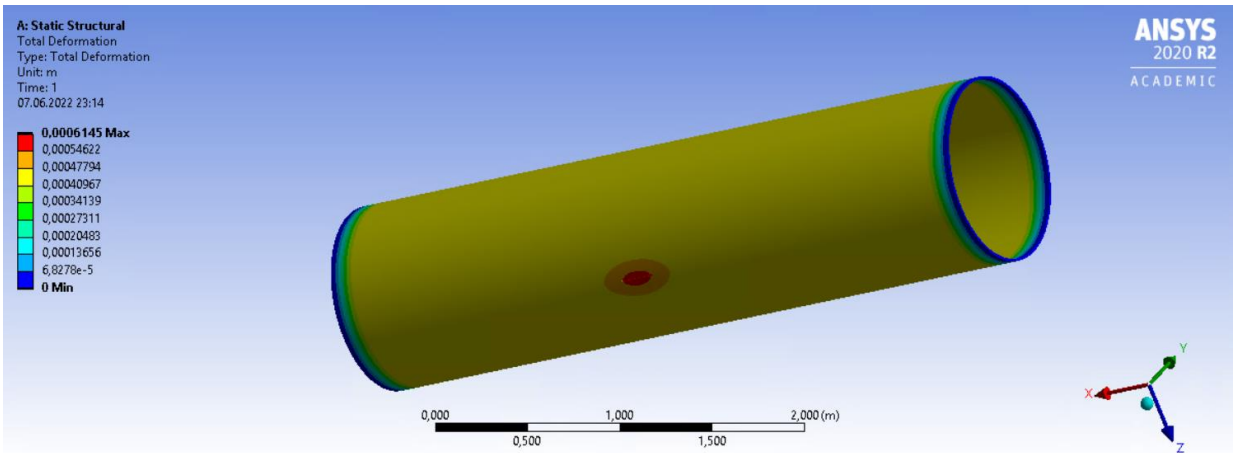


Рисунок 4.1 – Напряжения в трубопроводе с дефектом



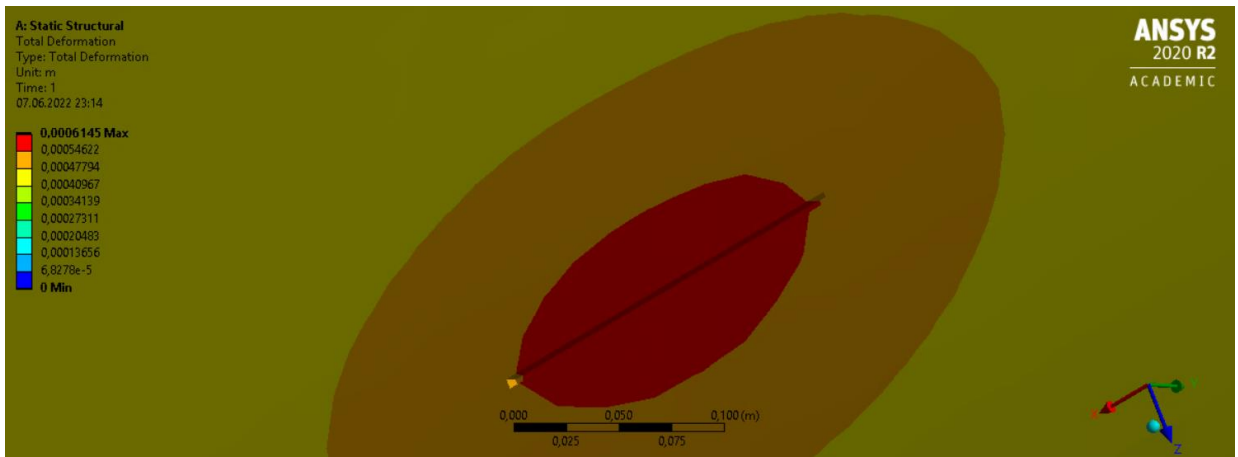
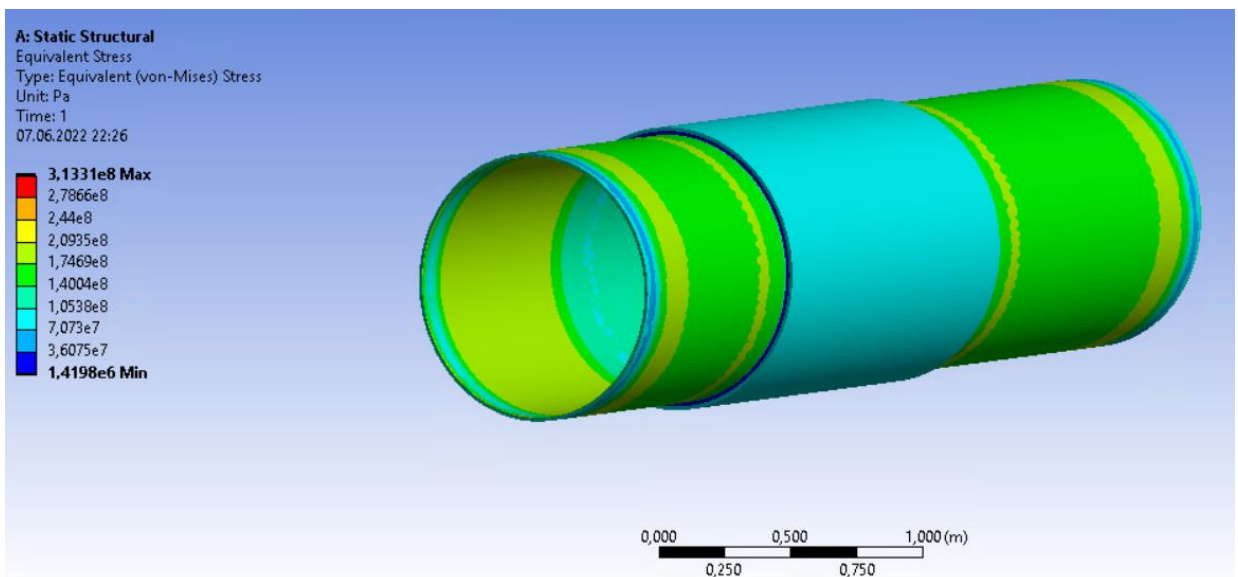


Рисунок 4.2 – Перемещения в модели нефтепровода с дефектом

Можно отметить, что максимальные напряжения по Мизесу приходятся на место дефекта и составляют $P = 6,04 \cdot 10^8$ Па, максимальные перемещения составляют $x = 0,6$ мм.

Построим модель нефтепровода со стальной обжимной муфтой П2. Между муфтой и нефтепроводом находится прослойка композитного состава ПЭКМ-гермет.



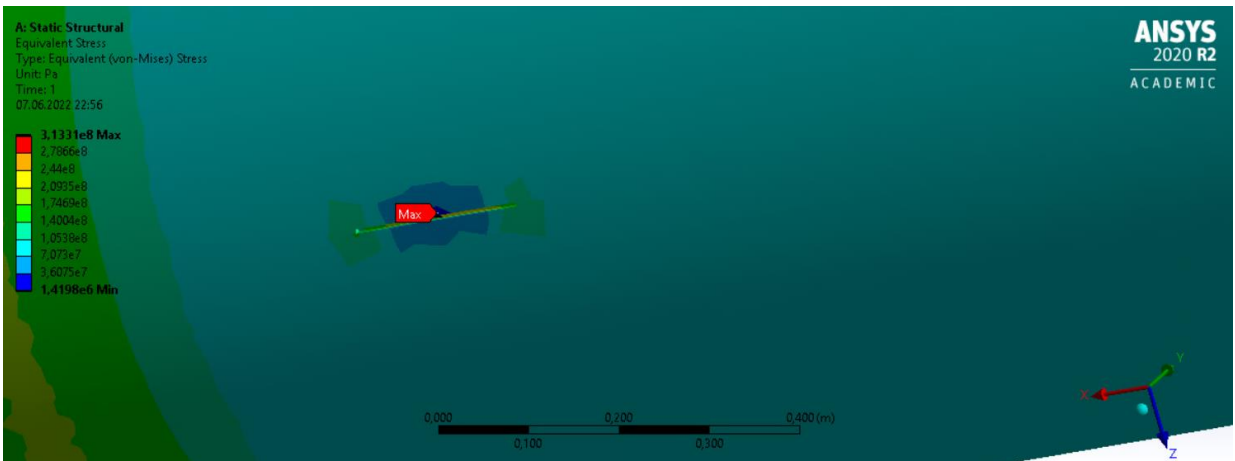
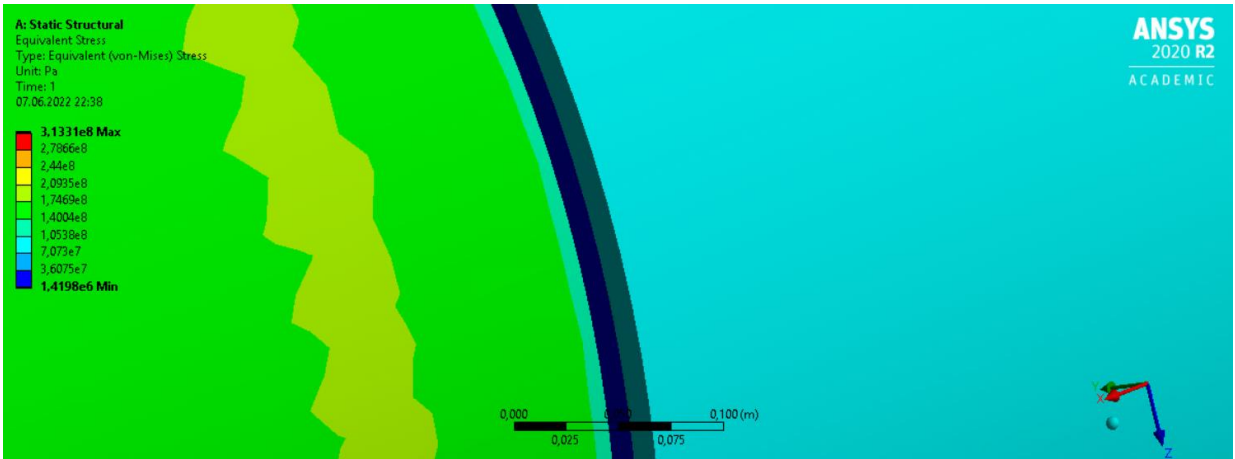
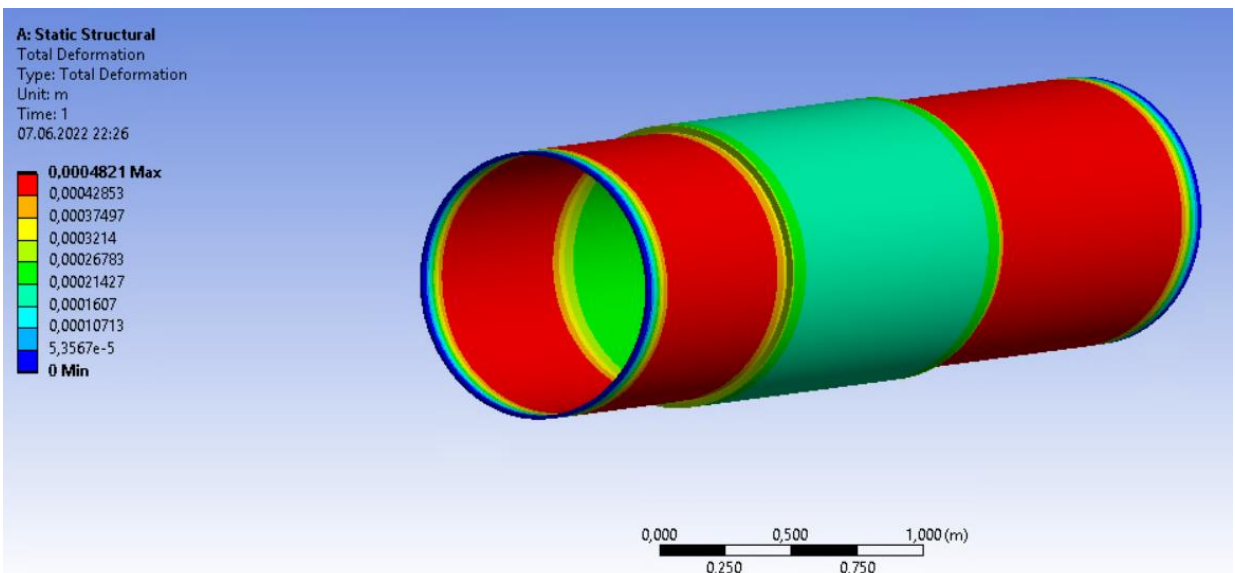


Рисунок 4.3 – Напряжения в трубопроводе с муфтой из стали

Наибольшее напряжение также приходится на место дефекта, однако величина напряжения снизилась до $P = 3,1 \cdot 10^8$ Па (на 48%).



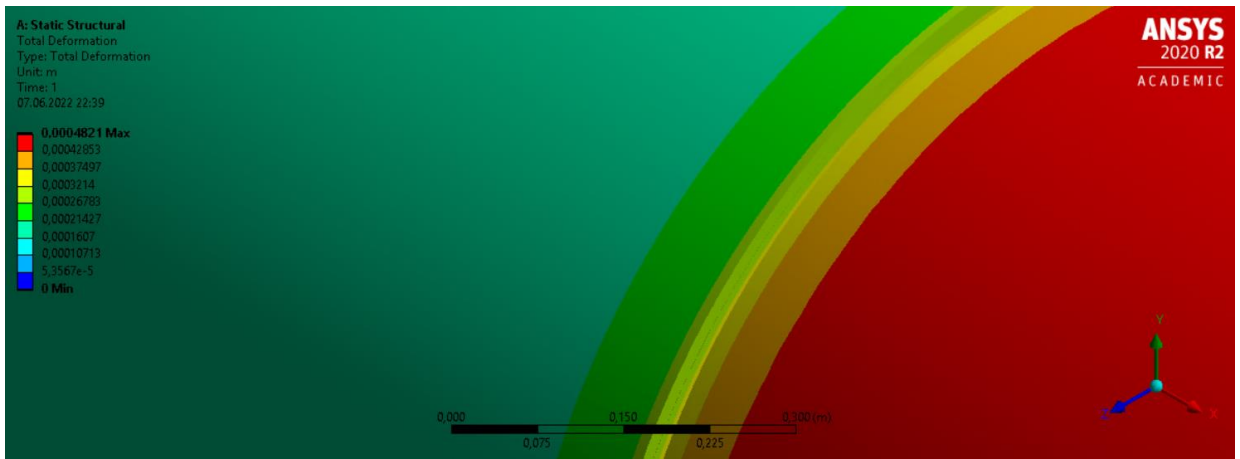
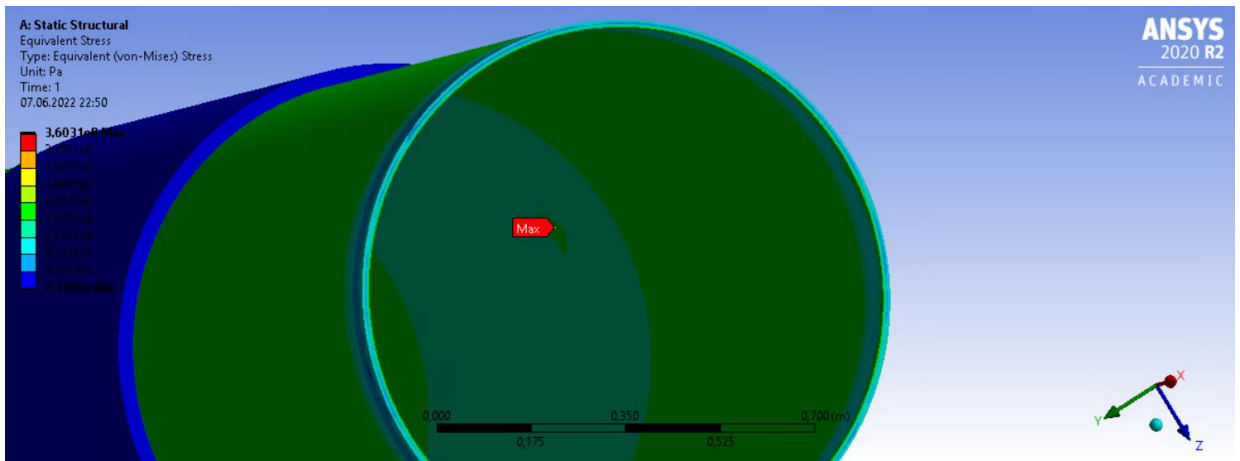
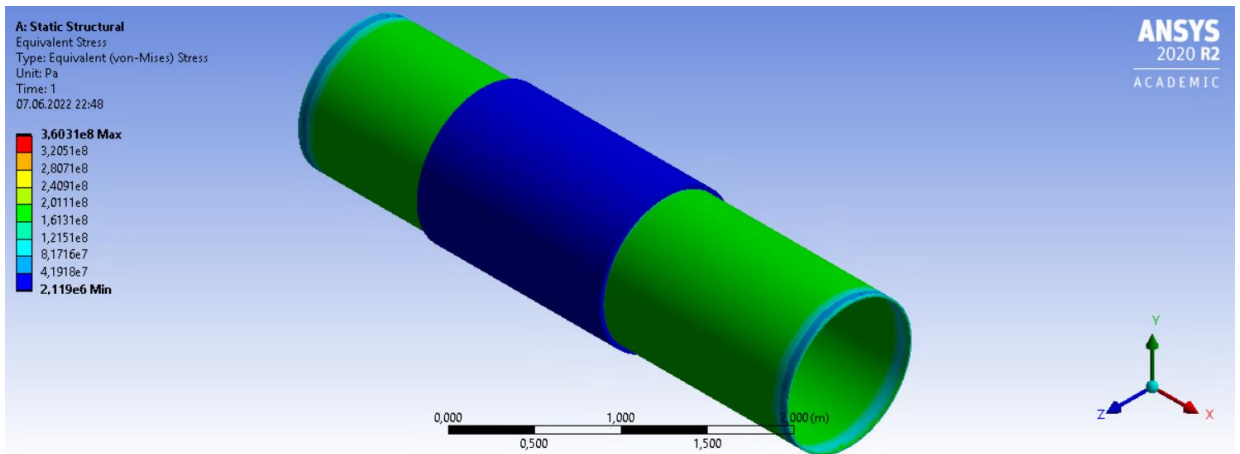


Рисунок 4.4 – Перемещения в модели нефтепровода со стальной муфтой
 Максимальные перемещения составляют $x = 0,482$ мм и приходится на поверхность нефтепровода без муфты.



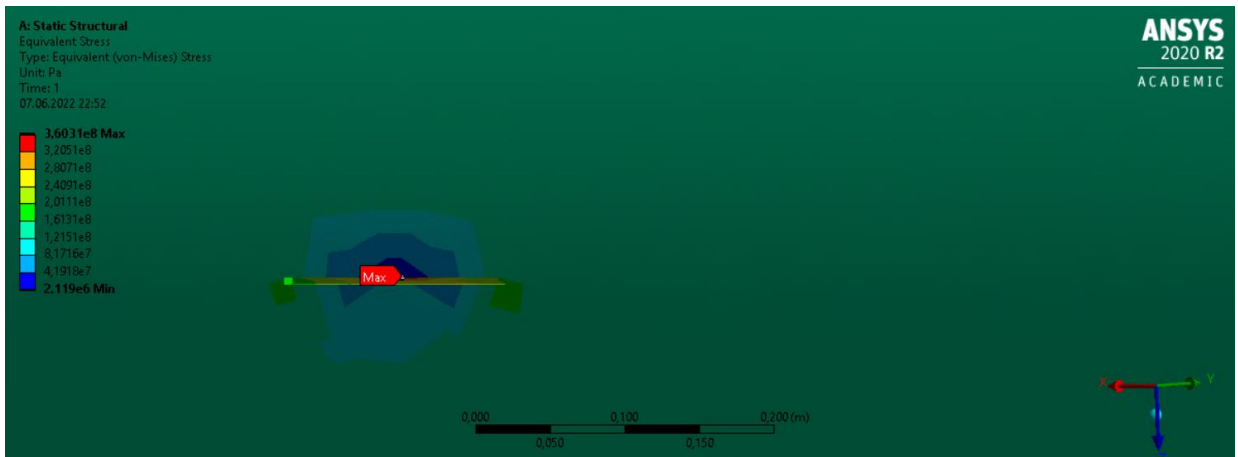


Рисунок 4.5 – Напряжения в нефтепроводе с ГАРС

Можно отметить, что максимальное напряжение в нефтепроводе с ГАРС составило $P = 3,6 \cdot 10^8$ Па, следовательно напряжение с применением муфты снизилось на 40%.

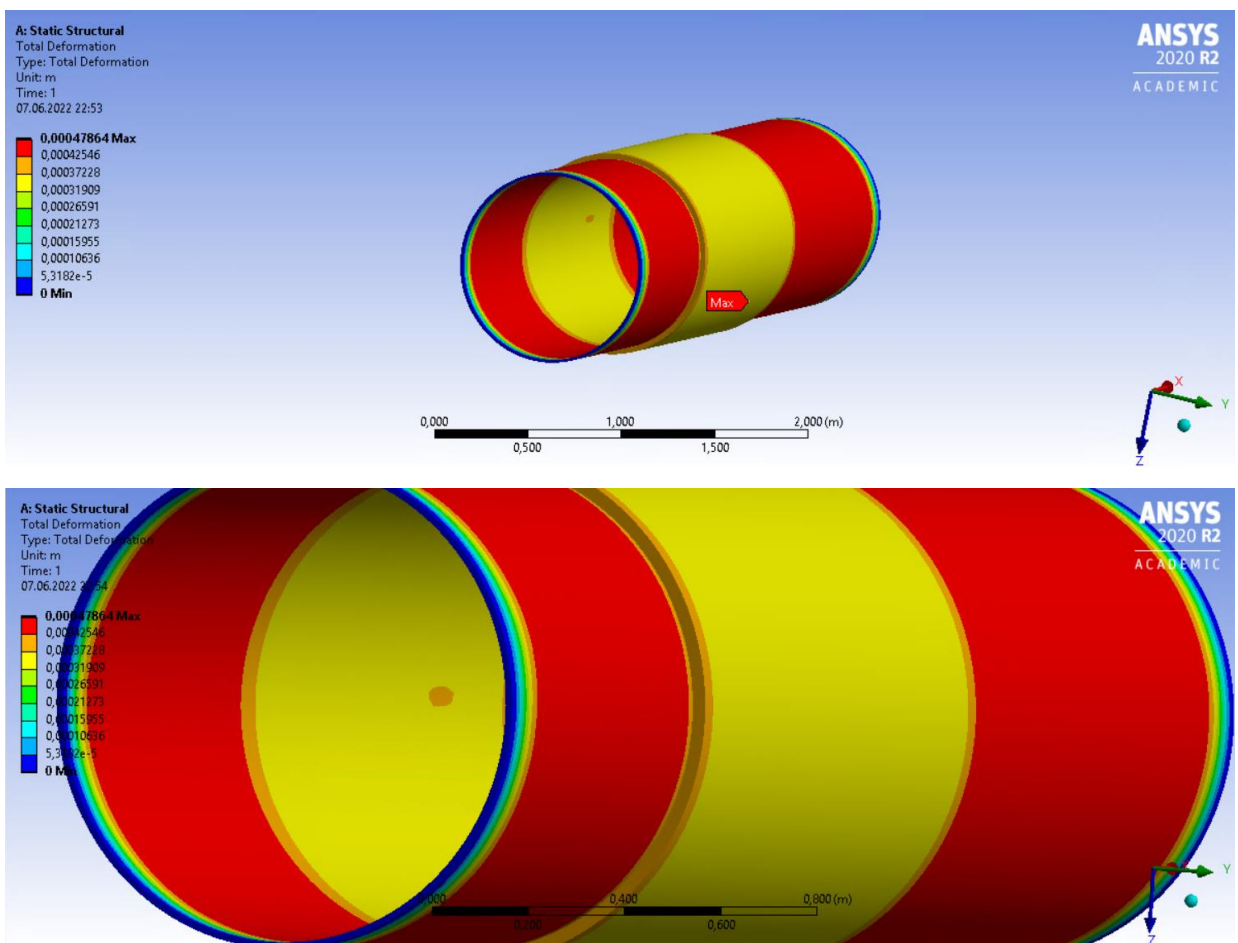


Рисунок 4.6 – Перемещения в нефтепроводе с ГАРС

Перемещения в нефтепроводе с применением муфты ГАРС составляют $x = 0,478$ мм. Перемещения незначительно меньше, чем с применением стальной муфты.

Составим сводную таблицу полученных результатов для проведения сравнительного анализа. Максимальное напряжение без муфты $P = 604,36$ МПа, перемещение $x = 0,614$ мм.

Таблица 4.2 – Результаты моделирования

Показатель	Муфта П2	Муфта ГАРС
Максимальное напряжение, МПа	313,31	360,31
Максимальное перемещение, мм	0,482	0,478
Эффективность снижения напряжения, %	48	40
Предел прочности при растяжении, МПа	490	950
Модуль упругости, ГПа	200	52
Коррозионная стойкость	нет	да
Необходимость нанесения дополнительного защитного покрытия	да	да
Гарантийный срок эксплуатации отремонтированного объекта		не менее 10 лет

Можно отметить что муфта с ГАРС снижает напряжения в нефтепроводе на 40 %, тогда как стальная муфта снижает на 48 %, однако перемещения в обоих случаях приблизительно равны.

Таким образом, комплексный анализ муфт из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС доказывает высокую эффективность применения данного материала при ремонте трубопроводов. Среди преимуществ можно выделить большую по сравнению со стальными муфтами эффективность применения, меньший вес, простоту монтажа, долговечность материала.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения ремонтных конструкций из полимерных материалов в системе магистральных нефтепроводов.

В данном разделе проекта произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов магистрального нефтепровода с проведением экономического сравнения перспективности ремонта с применением полимерной муфты и ремонта по традиционной технологии:

1. по традиционной технологии – композитно-муфтовая технология (КМТ).
2. по новой экономически выгодной технологии – установка муфты из гибкого анизотропного рулонированного пластика ГАРС.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- страховые отчисления;
- амортизация;
- прочие затраты.

5.1 Расчет трудоемкости работ

Определим нормы времени для ремонта магистрального нефтепровода. Согласно справочникам «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11» [22]. Время на выполнение ремонтных работ по технологии КМТ и с ГАРС представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Время на выполнение ремонтных работ по двум технологиям

Операция	Общее время, ч	
	КМТ	ГАРС
Определение оси трубопровода	0,17	0,17
Вскрытие нефтепровода	2,5	2,5
Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляции	2	2
Установка ремонтной конструкции	0,5	1
Сварка полумуфт	1	-
Приготовление композитного состава	0,5	-
Закачка композитного состава	0,5	-
Затвердевание композитного состава/клеевой основы	24	0,5
Восстановление изоляции	1	1
Засыпка трубопровода	0,5	0,5
Итого	32,67	7,67

По результатам таблицы видно, что ремонт магистрального нефтепровода по технологии с применением ГАРС занимает значительно меньше времени и составляет 7,67 ч.

Рассчитаем количество машино-часов за операцию и за год (259 рабочих дней при 12-часовой смене), что позволит в дальнейшем рассчитать сумму амортизационных затрат на оборудование за период проведения ремонта нефтепровода.

Определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \cdot K \quad (5.1)$$

где D – продолжительность периода, час;

K – количество машин.

Для КМТ:

$$M_{об} = 32,67 \cdot 21 = 686,07 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \cdot 12 \cdot 21 = 65268 \text{ маш.-час.}$$

Для ГАРС:

$$M_{об} = 7,67 \cdot 12 = 92,04 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \cdot 12 \cdot 12 = 37296 \text{ маш.-час.}$$

5.2 Расчет затрат на оборудование

В процессе ремонта потребуется следующая техника: бульдозер для снятия почвенно-растительного слоя на глубину 0,2-0,3 м. Разработка грунта выполняется экскаватором. Автокран необходим для перемещения полумуфт на трубопровод. Трассоискателем определяется местонахождение ремонтируемого трубопровода. Дизель-электрический агрегат служит для обеспечения электричеством всех электроприборов, используемых на месте ремонта. Очистная машина применяется для очистки нефтепровода от изоляции, после которой дробеструйной установкой зачищается область дефекта от следов коррозии, старой изоляции и прочих загрязнений.

Гидравлическим домкратом поддерживается нижняя часть трубопровода при ремонте. Миксером приготавливается композитный состав, который подается в композитную муфту нагнетательным насосом. На бортовом автомобиле доставляется вся необходимая техника к месту ремонтных работ. Цепные стяжки необходимы для обвязки и фиксации груза. Стягивающее устройство необходимо для обмотки муфты ГАРС вокруг нефтепровода.

Стоимость оборудования взята по прайс-листам оборудования заводоизготовителей. Результаты амортизационных отчислений для оборудования,

необходимого для ремонта КМТ приведены в таблице 5.2, для технологии с полимерной муфтой ГАРС – в таблице 5.3.

Таблица 5.2 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта КМТ

Оборудование	Ед	Цена ед., руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	№, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер ТД-25	1	800000	16000	40000	20	171200
Экскаватор ЭО4124	1	1550000	31000	77500	20	331700
Автокран КС3561	1	1228000	24560	61400	20	262792
Сварочная машина «Парма»	1	1520000	30400	76000	10	162640
Самосвальная машина Урал	1	1170000	23400	58500	20	250380
Бортовая машина «ЗИЛ» 131	1	900000	18000	45000	20	192600
Автозаправщик Т 371	1	1200000	24000	60000	20	256800
Вахтовая машина	1	1210000	24200	60500	20	258940
Трал	1	900000	18000	45000	10	96300
Трубоискатель ТИ 12	1	100000	2000	5000	10	10700
Автоцистерна АВЦ-1.7	1	1100000	22000	55000	20	235400
Дробеструйная установка 2040 NC	1	450000	9000	22500	20	96300
Компрессор Compare Holman 51	1	900000	18000	45000	20	192600
Шлифовальная машина	1	25680	513,6	1284	10	2747,76
Ручное перемешивающее устройство	1	100000	2000	5000	10	10700
Миксер с механ. приводом	1	50000	1000	2500	10	5350
Нагнетательный насос	1	45000	900	2250	10	4815
Цепные стяжки	2	500	20	50	25	268
Гидравлический домкрат	2	3500	140	350	25	1873
Итого	21	Σ				2544244,76

Таблица 5.3 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта с ГАРС

Оборудование	Ед	Цена ед., руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	№, %	Сумма амортизации, руб.	
Бульдозер ТД-25	1	800000	16000	40000	20	171200	
Экскаватор ЭО4124	1	1550000	31000	77500	20	331700	
Автокран КС3561	1	1228000	24560	61400	20	262792	
Бортовая машина «ЗИЛ» 131	1	900000	18000	45000	20	192600	
Вахтовая машина	1	1210000	24200	60500	20	258940	
Трал	1	900000	18000	45000	10	96300	
Трубоискатель ТИ 12	1	100000	2000	5000	20	21400	
Дробеструйная установка 2040 NC	1	450000	9000	22500	10	48150	
Компрессор Compare Holman 51	1	900000	18000	45000	20	192600	
Стягивающее устройство	1	100000	2000	5000	25	26750	
Электростанция	1	27000	540	1350	20	5778	
Итого	12	Σ					1608210

Нормы амортизации выбираем согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1) [23].

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \cdot M_{об} \quad (5.2)$$

где $A_{год}$ – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$ – машино-часы, отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$ – машино-часы, отработанные оборудованием за время ремонта.

Для КМТ:

$$A_{об} = \frac{2544244,76 \cdot 686,07}{65268} = 26744,04 \text{ руб.}$$

Для ГАРС:

$$A_{об} = \frac{1608210 \cdot 92,04}{37296} = 3968,78 \text{ руб.}$$

Итого с учетом трудоемкости работ, амортизационные отчисления составят:

- для композитно-муфтовой технологии – 26744,04 руб.;
- для ремонта с ГАРС – 3968,78 руб.

5.3 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

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

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

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в табл. 5.3, 5.4.

Таблица 5.3 – Фонд оплаты труда работающих для КМТ

Профессия	Тарифная ставка, руб.	Премия, руб.	Основная ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Сев. и район. коэф. (50% + 30%)	Рабочее время, час	Итого фонд ЗП, руб.
Мастер	30,76	15,38	46,14	9,23	44,29	32,67	3255,97
Машинист бульдозера	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02	32,67	2574,29
Машинист экскаватора	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02	32,67	2574,29
Водитель автокрана	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02	32,67	2574,29
Водитель бортовой машины	21,22	10,61	31,83	6,37	30,56	32,67	2246,15
Водитель вахтовой машины	22,76	11,38	34,14	6,83	32,77	32,67	2409,16

Водитель самосвала	21,22	10,61	31,83	6,37	30,56	32,67	2246,15
Электросварщик	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02	32,67	2409,16
Слесарь	22,76	11,38	34,14	6,83	32,77	32,67	2574,29
Дефектоскопист	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02	32,67	2409,16
Итого							27847,23

Таблица 5.4 – Фонд оплаты труда работающих для технологии с ГАРС

Профессия	Тарифная ставка, руб.	Премия, руб.	Основная ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Сев. район. коэф. (50% + 30%)	и +	Рабочее время, час	Итого фонд ЗП, руб.
Мастер	30,76	15,38	46,14	9,23	44,29		7,67	764,41
Машинист бульдозера	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02		7,67	604,37
Машинист экскаватора	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02		7,67	604,37
Водитель автокрана	24,32	12,16	36,48	7,30	35,02		7,67	604,37
Водитель бортовой машины	21,22	10,61	31,83	6,37	30,56		7,67	527,33
Водитель вахтовой машины	22,76	11,38	34,14	6,83	32,77		7,67	565,60
Водитель самосвала	21,22	10,61	31,83	6,37	30,56		7,67	527,33
Слесарь	22,76	11,38	34,14	6,83	32,77		7,67	565,60
Итого								4763,40

5.4 Затраты на страховые отчисления

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при ремонте магистрального нефтепровода стальной муфтой (КМТ) и муфтой ГАРС представлены в таблице 30, 31.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке

магистральных трубопроводов, линий связи и линий электропередачи (код по ОКВЭД – 45.21.3) [24].

Таким образом страховые отчисления составляют: в фонд социального страхования – 2,9%, фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%, пенсионный фонд РФ – 22%, страхование от несчастных случаев – 0,9%.

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30% (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Расчет суммы страховых отчислений

Технология ремонта	Затраты на оплату труда, руб.	Сумма страховых отчислений, руб.
КМТ	27847,23	8354,17
ГАРС	4763,40	1429,02

5.5 Расчет материальных затрат

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов (таблицы 5.6, 5.7).

Таблица 5.6 – Материальные затраты для КМТ

Материал	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Муфта	1	249953	249953
Изоляционная пленка, кг	60	145	8700
Электроды 3 мм, кг	2,5	75	187,5
Электроды 5 мм, кг	15	65	975
Праймер, кг	5	79	395
Круги отрезные, шт.	1	30	30
Круги шлифовальные, шт.	2	30	60
Абразивная дробь, кг	500	20	10000
Герметик, л	4,1	231	947,1
Композитный состав, л	118,7	176	20891,2
Растворитель, л	30	18	540
Дизтопливо, л	2380	5	11900
		Σ	304578,8
		Транспортные расходы, 5%	15228,94
		Итого	319807,7

Таблица 5.7 – Материальные затраты для ГАРС

Материал	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
----------	--------	------------	-------------

Ремонтный комплект ГАРС: - 8-ми витковая лента ГАРС; - ремонтная паста для заполнения дефекта; - клей	1	58530	58530
Изоляционная пленка, кг	15	145	2175
Абразивная дробь, кг	50	20	1000
Дизтопливо, л	1785	5	8925
Σ			70630
Транспортные расходы, 5%			3531,5
Итого			74161,5

5.6 Сравнительный анализ технологий КМТ и ГАРС

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Смета затрат на ремонт участка магистрального нефтепровода

Наименование статьи	КМТ		ГАРС	
	тыс. руб.	уд.вес, %	тыс. руб.	уд.вес, %
Материальные	319,81	59,68	74,16	62,82
Оплата труда	27,85	5,20	4,76	4,03
Страховые отчисления	8,36	1,56	1,43	1,21
Амортизационные отчисления	26,74	4,99	3,97	3,36
Прочие затраты	153,10	28,57	33,73	28,57
Итого	535,86	100,00	118,05	100,00

Таким образом использование полимерной муфты ГАРС вместо стандартной стальной муфты позволяет снизить затраты с 535,86 тыс. руб. до 118,05 тыс. руб., то есть на 78%.

Дополнительная валовая прибыль за счет применения стеклопластиковой муфты составит:

$$P_B = 535,86 - 118,05 = 417,81 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль чистая составит:

$$P_{\text{ч}} = P_B - 24\% = 417,81 - 100,27 = 317,54 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговые технико-экономические показатели двух технологий ремонта представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Показатель	Ед.изм.	КМТ	ГАРС
Продолжительность ремонта	час.	32,67	7,67
Численность работников	чел	11	8
Трудоемкость	чел.-час	359,37	61,36
Смета затрат, всего:		535,86	118,05
в том числе			
- материальные затраты	тыс. руб.	319,81	74,16
- оплата труда	тыс. руб.	27,85	4,76
- страховые отчисления	тыс. руб.	8,36	1,43
- амортизация	тыс. руб.	26,74	3,97
- прочие затраты	тыс. руб.	153,10	33,73
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	-	418,81
Прирост прибыли чистой	тыс. руб.	-	317,54

5.7 Расчет экономического эффекта от перекачки нефти

Тариф на перекачку принят 0,89 долл./ $(100 \text{ км}^* \text{т})$ или 66,42 руб./ $(100 \text{ км}^* \text{т})$ (курс принят по состоянию на 25.04.2022 согласно данным ЦБР [25]).

Данные по расходу и потерям напора приняты с условием, что транспорт ведется в одном оптимальном для насосных установок режиме. Все исходные данные приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Исходные данные

Показатель	Обозн.	Ед. изм	Значение
Тариф на перекачку	Е	руб/ $(100 \text{ км}^* \text{т})$	66,42
Стоимость единицы электрической энергии	см	руб/ $(\text{кВт}^* \text{ч})$	4
КПД насоса	η_m		0,8
Расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосов	Q	м ³ /с	0,64
Потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосов	H	м	477
Длина участка нефтепровода	L	м	74200
Плотность нефти	ρ	кг/м ³	833

За себестоимость перекачки нефти примем эксплуатационные затраты, которые находятся по формуле:

$$S = \frac{\rho * g * \sigma_M * Q * H}{\eta_M} \quad (5.3)$$

где σ_M – стоимость единицы электрической энергии, руб./($\text{Вт} \cdot \text{ч}$),

$$4 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}) = 4 / 10^3 / 3600 = 1,11 * 10^{-6};$$

η_M , – КПД, соответственно насосного оборудования;

ρ – плотность транспортируемой среды $\text{кг}/\text{м}^3$;

Q – расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосного оборудования, $\text{м}^3/\text{с}$;

H – потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосного оборудования, м.

Рассчитываем эксплуатационные затраты для транспорта нефти (5.3):

$$S = \frac{833 * 9,81 * 1,11 * 10^{-6} * 0,64 * 477}{0,8} = 3,46 \text{ руб./с}$$

Выгода от транспорта при установившемся расходе находится как выручка за вычетом эксплуатационных затрат:

$$B = \sigma_{\text{тариф}} * L * Q * \rho - S \quad (5.4)$$

где $\sigma_{\text{тариф}}$ – удельный тариф за перекачку нефти, руб./ $\text{кг} \cdot \text{м}$;

L – длина участка трассы, для которого производится расчет, м.

$$B = \frac{66,42}{10^8} * 74200 * 0,64 * 833 - 3,46 = 22,81 \text{ руб/с}$$

При остановке работы нефтепровода на время ремонтных работ, уменьшаются объемы перекачки. Рассчитаем экономический эффект от перекачки нефти в течение 2-х суток для наглядного сравнения двух технологий ремонта.

Таблица 5.11 – Расчет экономического эффекта от перекачки нефти

Параметр	Без остановки	При ремонте по технологии КМТ	При ремонте с ГАРС
Время	48 ч = 172800 с	48 – 32,67 = 15,33 ч = 55188 с	48 – 7,67 = 40,33 ч = 145188 с
Выгода от перекачки	22,81 * 172800 = 3 941 443,69 руб.	22,81 * 55188 = 1 258 798,58 руб.	22,81 * 145188 = 3 311 633,84 руб.

Общая выгода	3 941 443,69 руб.	1 258 798,58 – 510 190 = 748 609,38 руб.	3 311 633,84 – 114 070 = 3 197 567,1 руб.
--------------	-------------------	---	--

Вывод

На основании проведенных расчетов можно сказать следующее.

1. Расчеты показали экономическую эффективность ремонта участка нефтепровода с использованием муфты из гибкого стеклопластика по сравнению с традиционной композитно-муфтовой технологией. Экономическая выгода обусловлена меньшими затратами на проведение ремонтных работ и сокращением времени простоя. Так для традиционной технологии со стальной обжимной муфтой общая выгода за двое суток перекачки из-за простоя сокращается на 81%, а для технологии с полимерной муфтой ГАРС – на 19%.

2. Долговечность муфты обеспечивает увеличение межремонтного периода и, как следствие, снижение затрат на ремонт в будущем.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования магистерской диссертации являются технологии ремонта участка нефтепровода с применением стальных и полимерных муфт.

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения современных ремонтных конструкций муфт в системе магистральных нефтепроводов. При ремонте магистрального нефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на линейной части нефтепровода в условиях Крайнего Севера или приравненных к нему условиям.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работодатель несет социальную ответственность за работников, выполняющих работу согласно трудовому договору.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [26]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [26].

Рабочей зоной являются полевые условия на линейной части магистрального нефтепровода. Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.049-80 [27] при работе с производственным оборудованием и ГОСТ 12.2.033-78 [28] при выполнении работ стоя.

6.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 5.1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по ремонту участка нефтепровода. На подготовительном этапе выполняется доставка и подготовка необходимого оборудования и специалистов, разработка траншеи, спускоподъёмные операции, подготовка нефтепровода к ремонтным работам.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [29].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Подготовительный этап	Ремонт нефтепровода	
1. Повышенный уровень шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [30]
2. Повышенный уровень общей вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [31]
3. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм;	+	-	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [32]
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [33]
5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [34]
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [35]

Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Повышенный уровень шума

Основным источником шума и вибрации при ремонте нефтепровода являются машины по разработке грунта и крупногабаритная техника: бульдозер, экскаватор, автокран, трубоискатель, дробеструйная установка, компрессор, стягивающее устройство, электростанция, вахтовая машина, трал.

Основными характеристиками шума являются частотный спектр интенсивности звука и звуковое давление.

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при работе, выполняемой с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами, операторской работе по точному графику с инструкцией; диспетчерской работе не должны превышать допустимый уровень в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления шума, действующие более 4 часов по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [36]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

К индивидуальным мероприятиям для снижения вредного влияния шума согласно [30, 31] можно отнести: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К методам и средствам коллективной защиты можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение. Кроме того, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум.

2. Повышенный уровень общей вибрации

Источниками вибрации при ремонте нефтепровода являются крупногабаритная техника и дробеструйная установка для очистки трубопровода.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является вестибулопатия, которая проявляется главным образом вестибуло-вегетативными расстройствами: головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д.

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [30, 31]: виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки, прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Коллективная защита от вредного воздействия вибрации осуществляется путем установки агрегатов в индивидуальных укрытиях,

применением конструктивных мер снижения уровней вибрации, уменьшением времени контакта с вибрирующими поверхностями,.

Защита от вибрации также обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов и устройством виброгасящих опор и фундаментов [32].

3. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

Перекачиваемая по трубопроводу нефть относится к веществам 3 класса опасности и является легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ [33].

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион ИБ) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

Для профилактики переохлаждения необходимы индивидуальные средства защиты: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь.

Коллективными мерами защиты от переохлаждения являются помещения для обогрева и нормирование труда на открытом воздухе.

5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Работы по ремонту нефтепровода с применением стальных и полимерных муфт связаны с использованием разных машин и агрегатов, поэтому на промысле может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [37], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [34].

6. Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источниками электрического тока являются используемая крупногабаритная техника, электростанция и компрессор. Конструкция электроустановок должна соответствовать условиям их эксплуатации и обеспечивать защиту персонала от соприкосновения с токоведущими и

движущими частями, а оборудование – от попадания внутрь посторонних твердых тел и воды [35].

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [38]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Допустимым считается ток, при котором человек может самостоятельно освободиться от электрической цепи: при длительности действия более 10 секунд – 2 мА, при 10 секунд и менее – 6 мА.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П–III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества) и взрывоопасной зоне класса В-Іг (зоны у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ).

Основными способами защиты от поражения электрическим током являются защитное заземление; зануление; выравнивание потенциалов; малое напряжение; электрическое разделение сетей; защитное отключение; изоляция токоведущих частей; оградительные устройства; предупредительная сигнализация; знаки безопасности; изолирующие защитные и предохранительные приспособления.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 [39].

Расчет устройства защитного заземления

Рассчитать сопротивление защитного заземления для переносной электропитающей установки FUBAG WHS 210 DC мощностью 3 кВт, распределяющей энергию напряжением 380/220В. Электропитающая

установка размещена на земле. Грунт – суглинок. Климатическая зона – вторая.

В руководстве сказано для заземления использовать медный провод сечением 10 мм², который следует соединить с точкой заземления установки и со штырем заземления из оцинкованной стали, углубленным на 1 метр в землю.

1. Требуемое сопротивление защитного заземления в соответствии с Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» [40] не должно превышать:

$$R_3 = \frac{250}{I_p} = \frac{250}{200} = 1,25 \text{ Ом}$$

2. Определяем расчетное удельное сопротивление грунта (для суглинок $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, сезонный повышающий коэффициент $k = 1,65$):

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k = 100 \cdot 1,65 = 165 \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad (6.1)$$

3. Принимаем сопротивление естественных заземлителей равным $R_e = 5 \text{ Ом}$.

4. Определяем предварительно конфигурацию заземлителя с учетом возможности размещения его на отведенной территории участка. Выберем контурное размещение заземлителей. Контурный заземлитель размещается по небольшому периметру, длина которого $L_T = 1 \text{ м}$.

5. В качестве искусственных вертикальных заземлителей выбираем медные стержни длиной $L = 1 \text{ м}$, диаметром $d = 6 \text{ мм}$, верхние концы которых соединяются медной проволокой сечением 10 мм², уложенной в грунт (суглинок), при глубине заложения $t_0 = 1,0 \text{ м}$.

6. Определяем сопротивление растеканию тока с одного заземлителя R_1 по соответствующей формуле, приведенной в табл. 6.:

$$R_1 = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L} \cdot \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + L}{4t - L} \right) = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 1} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 1}{0,006} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1 + 1}{4 \cdot 1 - 1} \right) \\ = 159 \text{ Ом}$$

7. Определяем требуемое сопротивление искусственного заземляющего устройства:

$$R_{\text{итр}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{5 \cdot 1,25}{5 - 1,25} = 1,67 \text{ Ом}$$

8. Определим предварительно необходимое количество вертикальных заземлителей n , приняв расстояние между ними:

$$\alpha = 2L = 2 \cdot 1,0 = 2 \text{ м}$$

$$n = \frac{L_{\Gamma}}{\alpha} = \frac{2}{2} = 1 \text{ штука}$$

9. Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя по формуле, приведенной в табл. 6:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{рас}}}{2\pi L_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0,5 \cdot b \cdot t_0} = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,0} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1,0^2}{0,5 \cdot 0,0004 \cdot 0,5} = 260 \text{ Ом}$$

10. Коэффициент использования вертикальных и горизонтальных электродов соответственно $\eta_{\text{в}} = 1$ и $\eta_{\Gamma} = 1$.

11. Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R'_u = \frac{R_{\text{в}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{в}} \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{в}} \cdot n} = \frac{159 \cdot 260}{159 \cdot 1 + 260 \cdot 1 \cdot 1} = 98,66 \text{ Ом}$$

12. Общее сопротивление (действительное) заземляющего устройства:

$$R_{\text{зу}} = \frac{R_e \cdot R'_u}{R_e - R'_u} = \frac{98,66 \cdot 5}{98 - 5} = 5,26 \text{ Ом}$$

$R_{\text{зу}} > R_{\text{тр}}$, заземление выполнено правильно.

6.3 Экологическая безопасность

Для защиты атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного антропогенного воздействия используются следующие основные меры.

1. Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [41] объекты по добыче сырой нефти

и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [42]) – 1000 м.

Источником загрязнения являются бытовые отходы производства. Обязанности и меры стимулирования снижения НВОС:

- Составляется программа производственного экологического контроля (ПЭК);
- Вносится плата за НВОС (за исключением размещения твердых коммунальных отходов);
- Источники НВОС, оснащаются автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов и сбросов загрязняющих веществ, концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи такой информации в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга;
- Разрабатываются нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

2. Защита атмосферы

Атмосферный воздух раюочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [43].

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;

- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- выполнение герметичных сварных швов;

- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;

- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу

3. Защита гидросферы

При ремонте нефтепровода с применением муфт соблюдаются требования к охране подземных (ГОСТ 17.1.3.06-82. [44]) и поверхностных вод (ГОСТ 17.1.3.13-86 [45]).

Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила утилизации бытовых и химических отходов, осуществляется контроль сточных вод.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- развитие безотходных и безводных технологий;

- внедрение систем оборотного водоснабжения;

- закачка сточных вод в глубокие водоносные горизонты;

- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых

для водоснабжения и других целей.

4. Защита литосферы

Технологическое загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами является крайне опасным явлением, угрожающим флоре, фауне и здоровью населения. Для обеспечения экологической безопасности при ремонте нефтепровода на производстве предусмотрен комплекса мероприятий по охране литосферы [43].

С целью снижения негативного влияния на литосферу отходы производства удаляются, складировуются и утилизируются согласно ГОСТ Р 53692-2009 [46]:

- Сбор и накопление отходов в установленных местах;
- Идентификация отходов (присвоение отходу классификационного номера и кодирование его свойств, состояния в установленном порядке);
- Сортировка путем разделения и/или смешивания отходов, согласно определенным критериям;
- Упаковка и маркировка отходов;
- Транспортирование и складирование отходов;
- Хранение отходов в зависимости от степени их опасности;
- Избавление от отходов производится путем их утилизации и/или удаления.

Каждый этап подлежит обязательной документации.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [47].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

- Природные катастрофы (наводнения, экстремально пониженные температуры, метель);
- Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);

- Техногенные аварии (аварии с выбросом химически опасных веществ, разгерметизация линейной части нефтепровода, возгорание горючесмазочных веществ)

Наиболее распространенной ЧС при ремонтных работах на нефтепроводе является разливы нефти и нефтепродуктов.

При возникновении аварийных разливов нефти возможны:

- загрязнение почвы на значительной территории;
- воздушная ударная волна при взрыве газовой среды;
- термическое воздействие пожара при возгорании вытекающей из трубопровода нефти;

- загазованность территории.

Оперативные действия при ликвидации аварийных разливов нефти:

- сообщить мастеру участка по обслуживанию нефтепровода (мастеру по добыче нефти и газа) об аварии;

- прекратить транспортировку нефти по трубопроводу;

- вызвать аварийную бригаду;

- вызвать пожарную часть;

- принять меры к недопущению возгорания и растекания нефти;

- обозначить зону загазованности. Выставить в наиболее опасных местах посты для предупреждения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;

- организовать сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня;

- произвести размещение собранной нефти для последующей утилизации, исключая вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды;

- произвести завершающие работы по ликвидации последствий разливов нефти, реабилитации загрязненных территорий.

Эти операции проводить в соответствии с проектами (программами) рекультивации земель и восстановления водных объектов. Полученное

положительное заключение государственной экологической экспертизы указывает на качество проведенных работ.

Вывод по разделу

Ремонтно-восстановительные работы нефтепровода с применением стальных и полимерных муфт включают работу с источниками вредного и опасного воздействия на человека. Для снижения риска угрозы жизни и здоровья сотрудника на производстве принят ряд мер социальной ответственности.

С целью обеспечения безопасности сотрудника производится контроль за источниками негативного воздействия, за соблюдением основных правил и использованием индивидуальных и коллективных средств защиты. Также все сотрудники должны регулярно проходить проверку знаний правил безопасности и поведения в ЧС, а на кустовых площадках должны присутствовать ответственные за безопасность производства работ.

Кроме того, в работе приведены факторы возможного негативного воздействия на окружающую среду и рассмотрен комплекс природоохранных мероприятий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были рассмотрены основные типы дефектов и технологии ремонта нефтепроводов с применением ремонтных конструкций, которые включают композитно-муфтовую технологию с применением стальных муфт, а также технологию с применением современных муфт из полимерных материалов.

Можно отметить широкое разнообразие современных ремонтных конструкций, которые обладают высокими прочностными характеристиками и представляют собой конкурентоспособные разработки. Для анализа взята муфта из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика, которая является перспективной для применения на объектах трубопроводного транспорта.

Для оценки эффективности муфты была построена модель нефтепровода с полимерной муфтой в программном комплексе Ansys. Анализ напряженно-деформированного состояния нефтепровода с дефектом показал, что муфта ГАРС снижает напряжения в нефтепроводе на 40 %, тогда как стальная муфта снижает на 48 %, однако перемещения в обоих случаях

приблизительно равны. При этом предел прочности материала ГАРС в 2 раза выше, чем для стальной муфты. Кроме того, материал обладает коррозионной стойкостью, увеличивает межремонтный период и, как следствие, снижает затраты на будущую эксплуатацию нефтепровода.

что эффективность снижения напряжения с применением стальной муфты выше на 8 %, чем при технологии ремонта с муфтой из ГАРС. При этом перемещения отличаются незначительно и ниже с применением стеклопластиковой муфты.

Таким образом, сравнительный анализ муфт из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС доказывает высокую эффективность применения данного материала при локальном ремонте трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г.Васильев, Г.Е.Коробков, А.А.Коршак и др.; Под редакцией С.М.Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407с.: ил.
2. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и капитального ремонта магистрального нефтепровода: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (05.15.13) / Курочкин Владимир Васильевич; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2000. – 26 с.
3. Дейнеко С. В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.
4. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Составители: Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386 с.

5. РД-23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. – Взамен РД 153-39.4-067-04; Введ. 2007.04.14.
6. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г и др.– М.: Изд-во Недр-Бизнесцентр, 1999. – 525 с.
7. ВСН 011–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. – М.: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 1989.
8. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 1998.
9. Защита трубопроводов от коррозии / Ф.А. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. Учеб. Пособие – СПб.: Недр, 2007. – Т.2. – 656 с.
10. РД-23.040.00-КТН-386-09. Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа. – Взамен РД 153-39.4-086-01; Введ. 2009.12.17.
11. РД 23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
12. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно – восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 271с.
13. Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety/Oil & Gas Journal. Feb.5.2010. p.58-60.
14. Композитный ремонт [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://sc-intra.ru/services/bezostanovochnye-metody-remonta/kompozitnyy-remont/>. Дата обращения: 18.05.2022
15. BlackDiamond [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://corrosioncoatings.com/diamondwrap-hp/#:~:text=DiamondWrap%C2%AE%20HP%E2%84%A2%20was,thickness%20olutions%20with%20higher%20strengths./> Дата обращения: 16.05.2022.

16. Ремонт магистральных нефтепроводов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://diafor.ru/tehnologii-remonta-truboprovodov/> Дата обращения: 19.05.2022.
17. Ремонтные комплекты ГАРС [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.remneftegaz.ru/catalog/413/430>. Дата обращения: 18.05.2022.
18. Муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://gasmashina.narod.ru/gars1.htm>. Дата обращения: 18.05.2022.
19. Ремонтный состав «Монолит +» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://npo-stekloplastic.ru/products/antikorrozionnye-materialy-i-pokrytiya/remontnyj-sostav-monolit/> Дата обращения: 18.05.2022.
20. Муфты УКМТ КОНУС [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://pso-ngd.com/mufty-ukmt/article_post/mufta-ukm. Дата обращения: 18.05.2022.
21. Антисвищ [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://pso-ngd.com/products/article_post/skm-antisvishch. Дата обращения: 18.05.2022.
22. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2 Земляные работы; Сборник Е22 Сварочные работы; Сборник Е11 Изоляционные работы.
23. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР».
24. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки
25. Центральный банк России [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. URL: https://www.cbr.ru/currency_base/ (Дата обращения 25.04.2022).

26. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
27. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
28. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
29. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
30. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
32. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
34. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
35. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
36. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
37. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
38. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

40. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».

41. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

42. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.

43. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

44. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

45. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

46. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

47. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

Приложение А

Раздел 1 **TYPES OF SLEEVE FITTINGS**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Пастаева Алина Кирилловна		

Консультант отделения (НОЦ) школы ИШПР ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП ОИЯ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеев И.А.	д.ф.н		

TYPES OF SLEEVE FITTINGS

1 Steel sleeve fittings

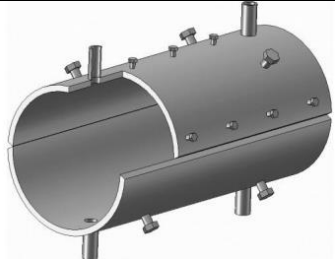
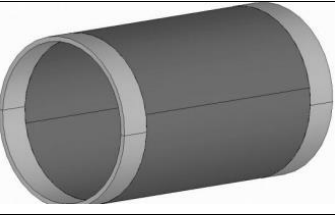
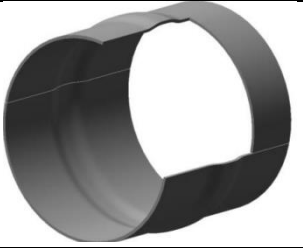

In accordance with RD-23.040.00-KTN-090-07, sleeve fittings are divided into permanent and temporary.

Constructions for permanent sleeve allow to restore the pipeline for the entire period of its further operation. This type of design includes composite sockets, a swage weld socket, an elliptical bottom weld socket, and several types of fillet sockets.

Temporary repair designs include a weld-on non-compression socket and a weld-on socket with conical reducers. Couplings of these types are allowed to be used for emergency repairs with subsequent replacement with permanent repair methods.

Table 1 shows the types of sleeve fittings for repairing pipes and girth welded joints.

Table 1 – Sleeve fittings for repairing pipes and girth welded joints

Вид ремонтной конструкции	Изображение
Socket P1 is a coupling manufactured using composite-coupling technology (CMT). The coupling is used to repair defects in welds, defects in pipe geometry and defects in the pipe wall.	
Socket P2 - crimp welded with technological rings is installed without a technological gap between the coupling and the pipe. The coupling is applied to repair of defects of a wall of an oil pipeline, corrosion defects and dents.	
Socket P3 - fillet welded is designed for repairing circumferential welds.	
Socket P4 - fillet with a short cavity, welded, designed for repairing circumferential welds, defects in the weld zone	

2 Composite sleeve fittings

For companies in the gas and oil industry, the problem of repairing pipelines is always one of the first places. A lot of difficulties await the owner of the pipe if the diagnostics showed the need for its repair. The issue is especially acute when the highway passes through swampy or flooded areas.

Worn sections of the pipeline require replacement. And replacement is problematic for many reasons. The season affects the possibilities of repair. Serious restrictions are imposed by the diameter of the pipes, since not all existing repair methods are suitable for pipes of small diameter. It is also far from always possible to carry out repairs at existing loads, without changing the pumping modes. And a decrease in the volume of the pumped product inevitably entails significant financial losses for the owner of the pipeline.

2.1 Repair sleeve Clock Spring

Cuff to reliably eliminate the likelihood of an accident, it is not at all necessary to replace the damaged section of the pipeline with a new one.

Less costly and less time-consuming technology for repairing a section with a formed defect using Clock Spring composite cuffs makes it possible to prevent the development of a defect, redistribute the stresses arising here, eliminate excessive deformations of the pipeline wall and thereby maintain its operational characteristics.

This repair technology allows you to reliably eliminate a potential source of an accident and guarantee trouble-free operation of the repaired section throughout the entire life cycle of the pipeline.

The cuff is a strip of high-strength composite material based on unidirectional special fiberglass with a fold memory matrix. In working position, it looks like a coiled clock spring (clock spring - clock spring).

Before starting the installation of the sleeve, all defects on the pipe surface are sealed with a load-transmitting mastic with high compressive strength. Then a composite cuff is wound on the repaired section of the pipe, smearing each turn of the strip with a layer of quick-drying strong adhesive. After installing the cuff, the pipe and the three specified components (composite strip, mastic and adhesive) form a single system with rigidity (Figure 1).

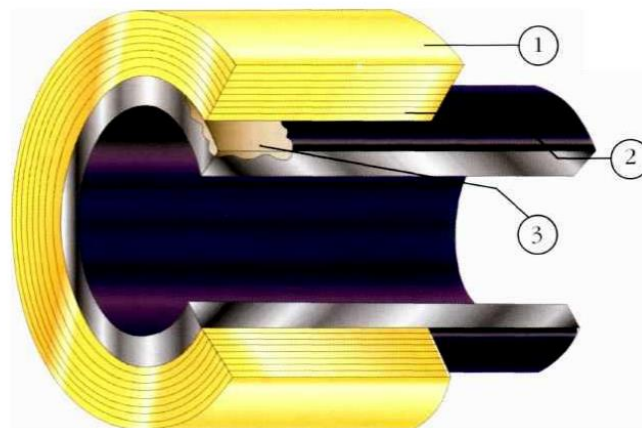


Figure 1 – Installing the Clock Spring cuff

Figure 1 shows a strip of composite material having a high-strength unidirectional structure (1); two-component high-strength adhesive (2); load transfer mastic with high compressive strength (3).

Cuffs of the corresponding size are produced for each pipe diameter, and during their manufacture, the matrix memory is programmed so that the cuff after deformation returns to a cylindrical state with a diameter corresponding to the diameter of the pipe being repaired. This ensures a high density and uniform fit of the cuff to the pipe, regardless of the internal pressure of the pipeline. Matrix memory and strict correspondence between the cuff and tube diameters exclude any significant pressure of the cuff on the tube [9].

Table 2 lists the specifications for the Clock Spring cuff.

Table 2 – Specifications Clock Spring

Feature	Value
Layer thickness	1,5 mm
Glass fiber content	65–75% by weight, i.e. 45–55% by volume (the rest is polyester resin)
Behavior under load (up to the point of break)	linear elastic elongation for 1.5–2% of fiber length
Typical value of the modulus of elasticity in the direction along the circumference of the pipe	41.3–44.8 GPa
Tensile strength	517–689.5 MPa
Ultimate shear strength	69 MPa
Thermal expansion coefficient - in the direction of the fibers – in the direction perpendicular to the fiber	$3,3 \times 10^{-6}$ cm/cm/°C $1,8 \times 10^{-6}$ cm/cm/°C
Shear strength of the adhesive layer	8,27 MPa
Mastic compressive strength	55 MPa
Weight of the repair system installed on the pipe for a diameter of 1420 mm	49 kg

There is a repair composition «KLR-ST» produced by LLC «DIAFOR», which is a domestic analogue of Clock Spring. The cuff uniformly redistributes local stresses arising in the places of defects, so that these stresses do not lead to local plastic deformations and the pipe is able to bear the same load as before the damage was formed on it.

The estimated width of the cuff after installation should be 30 cm, and the thickness – 12,7 mm. The procedure for installing the cuff takes no more than 25 minutes. The adhesive dries very quickly, and 2 hours after cuff installation, the repair operation can be considered complete.

2.2 INTRA couplings

INTRA KRM couplings are fabric impregnated with special compositions based on glass or carbon fiber. It is supplied in rolls of various lengths and widths, which allows you to choose the optimal dimensions for a specific task:

- elimination of the consequences of external corrosion;
- elimination of mechanical damage (cracks, dents, corrugations, potholes, defects in circumferential welds);
- the need to restore structural integrity and mechanical strength;
- elimination of existing leaks on stopped and running pipelines;
- high speed of repair;
- no need to stop the pipeline;
- high operational characteristics of couplings;
- durability of repair;
- the ability to work on complex geometry (tees, bends, clamps);
- ease of installation;
- the highest level of chemical stability;
- high adhesive strength to the steel surface.

Figure 2 shows the retraction before and after the repair with the INTRA KRM composite sleeve.



Picture 2 – Repair technology using INTRA KRM composite coupling

There are two modifications of the coupling design: INTRA KRM-S and INTRA KRM-U.

KRM-S is a standard composite repair sleeve. A complex means of "instant" application based on polyurethane impregnation, forming a repair sleeve. It consists of a fabric pre-impregnated with a special composition and a primer.

KRM-U – composite repair sleeve – reinforced. An epoxy impregnated complex applicator that forms a repair sleeve with exceptional performance. Consists of reinforcing fabric and epoxy impregnation.

2.3 Black Diamond Composite Winding

Black Diamond is a structural graphite epoxy repair system for corrosion prevention and repair of piping systems.

Black Diamond® is a carbon fiber wrapping system used to repair and restore the original functional strength of corroded and eroded pipelines and pipe systems. The design of the Black Diamond Wrap® provides a margin of safety that allows the pipeline to be rehabilitated so that it can operate at its maximum allowable operating pressure (MAP) without the need to shut it down. The system consists of three elements, each of which has been thoroughly and independently tested both at the university level and at the level of national laboratories.

The first element is a hard epoxy primer that provides full bonding and load transfer between the repair material and the primer. The second and most unique feature of the Black Diamond system is its bidirectionally woven carbon fiber material, which provides reinforcement in the rim direction and axial direction, and is the strongest non-metallic repair material on the market. The third part of the bonding force in this system is the polymer epoxy resin, which allows you to achieve a uniform load on all parts of the winding. During repairs that require surface modification (for example, deep pitting), a high modulus polishing compound can be used.

The application of Black Diamond requires a technical evaluation that will gather information such as primer material and wall thickness, wall thickness

reduction, and operating temperature and pressure ranges. Citadel's Black Diamond Wizard software will analyze this information to determine the number of turns required to repair each individual pipeline. The Black Diamond system will also repair complex geometries such as branches, T-pipes, elbows, valve covers and reductions (Figure 3).



Figure 3 – Structures repaired by the Black Diamond system

Black Diamond was developed by Citadel Technologies to provide pipeline owners and operators with an economical solution and alternative to repair collars, weld-on sleeves and pipeline replacements. Unlike fiberglass repair systems, Black Diamond offers thinner solutions. Black Diamond exhibits minimal leakage and its strength approaches that of steel.

Thanks to the system's design flexibility and multiple optional tool kits, Black Diamond can be used in almost any installation environment. Limited space and excavation clearance only make Black Diamond stand out due to the simplified installation procedure of this product. Black Diamond can be easily installed on both horizontal and vertical pipes. Wet conditions will not affect this product. When using Black Diamond, pipe temperatures can vary from minus 10°C to 85°C. For very severe corrosion cases, Citadel has created a proprietary epoxy-based filler that spreads the load evenly throughout the winding system.

The DIAFOR LLC company has developed a domestic analogue - the BL-RT repair compound. The composition is used for the final repair of pipelines in order to restore the maximum working pressure in defective or corroded areas.

The possibility of application depends on the external diameter of the pipe, the length of the defect and the remaining thickness of the pipeline wall. There are no pressure limits.

The technical characteristics of the composite winding are presented in table 3.

Table 3 – Technical characteristics and conditions of the repair composition BL-RT

Feature	Value
Elasticity in the transverse direction	67 GPa
Elasticity in the longitudinal direction	14,6 GPa
Ultimate strength in the transverse direction	750 MPa
Tensile strength in the longitudinal direction	190 MPa
Peel strength (adhesion strength)	8,5 MPa
Compression stress of epoxy filler	61 MPa
Elongation	1,2 %
Hardening time (typical)	3 hours
Maximum operating temperature for standard composite	80 °C
Maximum operating temperature for high temperature composite	177 °C
Minimum pour point	5 °C
Minimum installation temperature on the pipe	-20 °C

2.4 GARS couplings

The use of a sleeve made of flexible anisotropic rolled fiberglass (GARS) significantly reduces material costs during repair and restoration work on pipelines. Welding a new pipe section or welding a metal sleeve over a deformed section requires stopping the pipeline and removing the product from the pipe, while repair work using GARS is performed on an existing pipeline.

Spiral coupling GARS is wound around the pipe on the deformed section, provides the best compensation of tangential stresses in the area of damage (Figure 4).



Figure 4 – Repair couplings GARS

In the process of development, cyclic studies of the GARS clutch were carried out. A pipe segment with a diameter of 800 mm, with an existing defect in the form of a longitudinal crack, was subjected to repeated variable loads with a force of 20 to 75 kg/cm². After 20,000 cycles, the clutch retained its bearing capacity.

As a result of the development, a repair kit was formed, including:

- couplings made of flexible anisotropic rolled fiberglass;
- adhesive composition for gluing coupling layers and repairing pipeline caverns;
- paste for sealing the ends of the coupling;
- a tool for mixing and applying adhesive composition and paste (Figure 5).

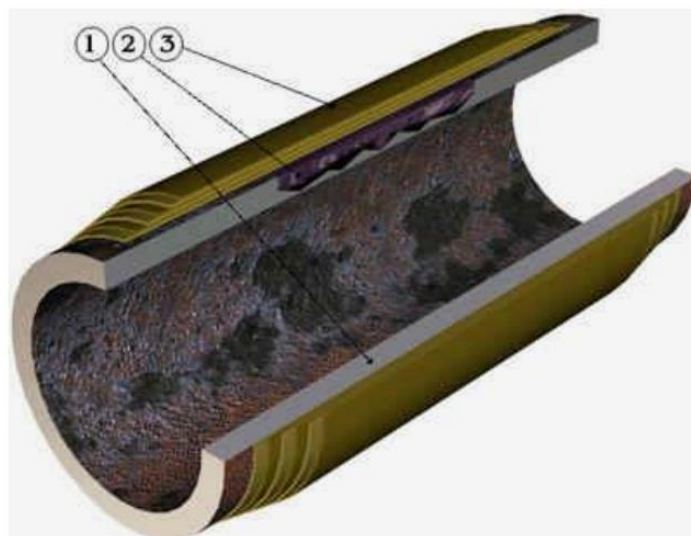


Figure 5 – Fixture repair GARS

Figure 5 shows the pipe body (1), a local defect on the pipe body (2) previously worked out and filled with a repair metal-polymer material (paste), a repair structure formed from the n-th number of turns of the GARS glass-polymer composite tape and glue (3).

According to TU 2296-152-05786904-99, a composite composition «Monolith +» is produced, including paste (composition A) and glue (composition B). Technical characteristics of the paste and glue are presented in table 4.

Table 4 – Specifications «Monolith +»

Characteristic	Paste (composition A)	Adhesive (composition B)
Adhesion strength, MPa		
– to the steel surface	20	-
– to fiberglass	-	10
Tensile strength, MPa		
– stretching	46	38
– when bending	105	85
– in compression	120	95
Modulus of elasticity, MPa		
– stretching	4000	1300
– when bending	6500	2100
– in compression	2100	800
Gelation time at 20°C, min	45±15	60±15

The tensile strength of the GARS tape is more than 950 MPa, the elastic modulus is more than 45 GPa.

2.5 KONUS

Developing pipeline repair technologies, PSO NEFTEGAZDIAGNOSTIKA developed, patented, tested and started production of universal cone couplings (UKM) of the KONUS series (Figure 6).



Figure 6 – Repair sleeve KONUS

Couplings are produced according to specifications, have all the necessary certificates and permits. Purpose of couplings:

- Repair of corrosion, stress-corrosion, mechanical, metallurgical and other defects on main, field, distribution and other pipelines, including underwater ones, with a diameter of 89 to 1420 mm, regardless of the region and method of laying;
- Reinforcement of metal in sections of pipelines with defects previously eliminated by welding on patches, chop plug driving and other methods that require elimination by repair methods related to permanent and capital. In such cases, the installation of a CONE coupling can be used as an alternative to replacing the coil;
- Reinforcement of metal in the area of circumferential welds, including at the stage of pipeline construction.

UKM KONUS refers to composite couplings. It consists of two half-couplings made of a composite material and a metal shell welded from two parts, which is installed around the defective section of the pipeline over the composite half-couplings glued to it (Figure 7).

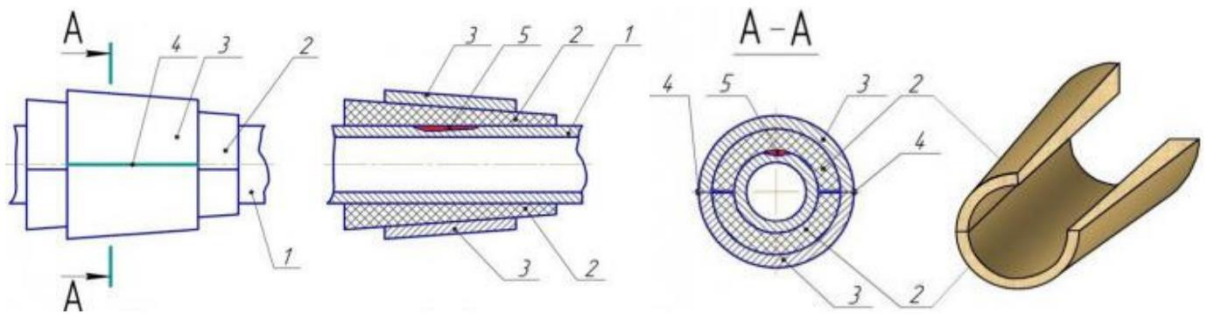


Figure 7 – The design of the KONUS coupling: 1 - pipeline; 2 - composite clutch; 3 – steel shell; 4 - welded seam; 5 - blind defect

Table 5 shows the specifications of the KONUS coupling.

Table 5 – Specifications of the KONUS coupling

Working pressure, P_{work}	$\leq 10 \text{ MPa}$
Test pressure, P_{test}	$1,25 P_{\text{work}}$
Repaired pipeline diameter, D_{H}	$50 \div 1420 \text{ mm}$
Operating temperature range	from $- 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+ 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Pumped fluid	oil, gas, oil products, ammonia, salt and fresh water, other gas and liquid fluid

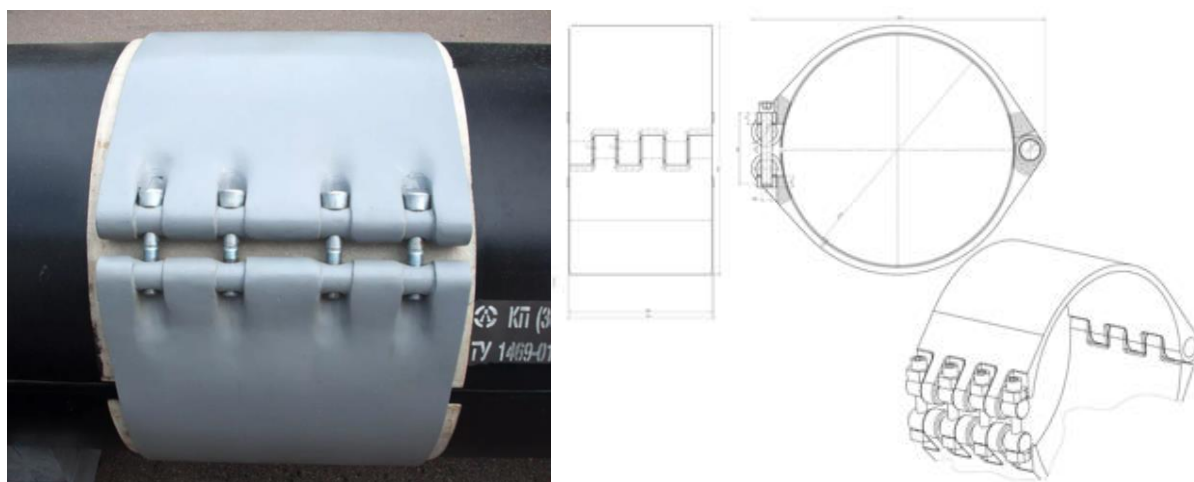
2.6 UKMT couplings

Based on the analysis of the evolution of fiberglass structures, having studied the existing methods of repairing pipelines, the specialists of PSO Neftegazdiagnostika LLC have developed and since 2008 have been mass-producing a reinforcing composite pipeline coupling – UKMT for short.

The principle of operation of UKMT is compensation of internal pressure in the pipeline due to the creation of contact pressure from the outside with a significant tightening torque of bolted joints (up to 700 Nm), which allows mounting the coupling at operating pressures with guaranteed quality, unlike couplings installed without creating prestressing.

The coupling consists of two half-shells made by unidirectional winding of glass roving on stainless steel flanges, interconnected on one side by a hinge, and on the other side by bolts (Figure 8). To tighten the coupling, commercially available bolts are used in accordance with GOST 11738-78. The bolts can be equipped with lock washers to prevent loosening under prolonged vibration loads.

This is relevant when repairing pipelines near compressor stations, where vibrations cause loosening of couplings with double-sided studs due to the structural impossibility of using grover washers.



Picture 8 – Repair coupling UKMT

The strength of the clutch power body is much greater than the strength of a defect-free pipe, and the compression force ensures almost complete unloading of the pipeline metal from internal pressure. Table 7 shows the strength characteristics of the UKMT coupling.

Table 7 – Technical characteristics of the UKMT coupling

Tensile strength, MPa, not less than	800
Bending stress at failure, MPa, not less than	200
Modulus of elasticity in circumferential direction, MPa, not less than	3.0×10^4
Density, kg/m ³	1600 – 1800
Water absorption in 24 hours, %, no more than	0.2

The section of the pipeline repaired with the help of UKMT can be operated without maintenance and repair for at least 50 years.

Couplings are successfully used by many oil and gas companies: Rosneft, LUKOIL, TNK-BP, Gazprom Neft, RITEK OJSC, Sibur Holding, Achimgaz CJSC and other Russian and foreign companies. One of the largest customers of UKMT is Kazakhstan.

In 2008, the Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan approved an industry standard for the application of UKMT. Companies from Southeast Asia are showing great interest in UKMT, in connection with which a representative office of PSO Neftegazdiagnostika has been opened in Jakarta (Indonesia).

2.7 ANTISVISCH

Coupling «ANTISVISCH» is designed to eliminate through defects (fistulas) in underground, aboveground and underwater pipelines with a maximum working pressure not exceeding 6.5 MPa (Figure 9).



Picture 9 – Repair coupling ANTISVISCH

Composite flange half-couplings are manufactured in the factory from fiberglass. The outer surface of the coupling halves is covered with a layer of a protective coating that is resistant to ultraviolet radiation. The reinforcing steel plates are protected by an anti-corrosion coating.

The strength properties of fiberglass, from which composite half-couplings are made, correspond to GOST 9.104-79.

The KONUS PLUS coupling is a repair structure for metal pipelines that allows restoring the bearing capacity of a section with defects to the level of a defect-free pipe, as well as ensuring 100% tightness of the repaired pipeline section. It consists of the "Antisvishch" coupling and the "KONUS" UKM, which is mounted on top (Figure 10). The space between the components is filled with adhesive mastic and composite composition.



Figure 10 – Coupling KONUS PLUS

2.8 Reinforcing composite sleeve UKMT

UKMT is a reinforcing composite sleeve, created in PSO "Neftegazdiagnostika". It is a tightening element consisting of two coupling halves, pivotally connected on one side by means of composite rings, and on the other side tightened with bolts. The principle of operation of the coupling is to compensate for the internal pressure of the pipeline due to the large value of the tightening torque of the joints (bolts), which creates a significant contact pressure from the outside. The UKMT coupling is shown in Figure 11.



Figure 11 – Appearance of the UKMT coupling

Electro-corrosion surveys and in-line diagnostics of the pipeline showed the presence of a defect, as a result, the need for repair. When planning repairs, the owner wants to get the optimal combination of consumer properties: repair cost and time. It consists of many factors: reliability, simplicity, the possibility of repairing a wide variety of - up to through - types of defects.

If the pipeline runs through swampy areas, it is important to be able to repair in conditions of a small near-pipe space, high humidity and low / high temperatures. Speed is of particular importance, since in swampy areas the near-pipe space is constantly heated.

The repair of offshore subsea pipelines is even more stringent, since a diver's stay at a depth of 30 meters, without subsequent decompression stops during ascent to the surface, is limited to 20 minutes.

The use of the UKMT coupling makes it possible to repair internal and external defects of pipelines of mechanical and corrosive origin, including cases where metal loss is up to 100% of the nominal wall thickness. Hot work is not required for repairs.

The method allows to carry out repairs with guaranteed quality not only without stopping the pumping of the transported raw materials, but also without pressure relief, unlike other technologies, when the couplings are installed without creating a prestress. The modulus of elasticity of the UKMT coupling after tightening approaches the modulus of elasticity of steel. Therefore, in the event of a change in pressure in the line, the coupling changes its diameter, "breathes" along with the pipe.

Technological holes and sinuses after the repair are filled with a special material, it is included in the delivery. As a result, the coupling becomes a monolithic fiberglass structure reinforced with stainless steel parts.

Another major advantage of the technology is that it is applicable to a very wide range - from 89 to 1420 mm - of standard sizes of pipes being repaired. At the same time, it guarantees a complete overlap of the repaired area, ease of

installation, a small amount of earthwork and, as a result, a high speed of repair. And speed directly affects the reduction in the cost of repairs.

Commercially available bolts are used to tighten the coupling. In order to prevent the coupling from untwisting during long-term vibration loads, the bolts are tightened through a Grover-type washer.

The use of UKMT, thus, makes it possible to carry out inexpensive, fairly simple, at the same time prompt and reliable repair of field and main pipelines.

For example, in order to repair a pipe of a relatively small diameter, it is enough to dig a small hole manually, without involving heavy equipment, to install the coupling. The duration of the repair of a defective area is 15-20 minutes, which is certainly a plus, because if during the repair it is also necessary to pump out groundwater, the time for the repair and the size of the pit come to the fore. All components of the UKMT are easily lifted by two installers, even if a pipe with a diameter of 1420 mm is being repaired.

When it comes to offshore pipelines, the technology allows installation at a depth of 30 meters in one dive, provided that the pipe is pre-cleaned. At the same time, little free space around the pipe, especially under the pipe, is required. The applied adhesive polymerizes at humidity up to 100% and pipe wall temperature down to minus 7 °C.

UKMT allows to carry out a major overhaul of the pipeline:

- Without changing the technological mode of operation of the oil pipeline;
- With a minimum amount of earthworks;
- No hot work;
- With high manufacturability of applied materials and products;
- With a high speed of repair work.

Thanks to the above, repair using UKMT is much simpler in terms of organizational and technical measures, and therefore cheaper than repairs using other technologies, especially repair by replacing the coil.

The section of the pipeline repaired with the help of UKMT can be operated without maintenance and repair for at least 50 years.

Couplings are successfully used by many oil and gas companies: Rosneft, LUKOIL, TNK-BP, Gazprom Neft, RITEK OJSC, Sibur Holding, Achimgaz CJSC and other Russian and foreign companies.

One of the largest customers of UKMT is Kazakhstan. In 2008, the Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan approved an industry standard for the application of UKMT.

Companies from Southeast Asia are showing great interest in UKMT, in connection with which a representative office of PSO Neftegazdiagnostika has been opened in Jakarta (Indonesia). Several contracts are in the process of signing with major Indonesian companies.