

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП/ОПОП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии

УДК 622.692.4.053-049.32

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Ажермачева Анна Олеговна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Федин Д.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению

Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:		06.06.2023 г.
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Изучение методов капитального ремонта</i>	5
18.03.2023	<i>Обзор видов дефектов магистрального нефтепровода</i>	5
27.03.2023	<i>Описание композитно-муфтовой технологии</i>	5
07.04.2023	<i>Разработка мероприятий по ремонту методом КМТ</i>	10
14.04.2023	<i>Разработка технологической карты расстановки оборудования при ремонте по КМТ</i>	15
05.05.2023	<i>Расчет трубопровода на устойчивость</i>	5
	<i>Расчет необходимого количества герметика и композитного состава</i>	5
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
07.05.2023	<i>Заключение</i>	5
12.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Федин Д.В.	к.т.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

Чухарева Н.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Ажермачева Анна Олеговна

Тема работы:

Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Вид трубопровода – магистральный нефтепровод; Диаметр – 1020 мм; Протяженность – 970 км; Рабочее давление – 4,12 МПа; Способ прокладки – подземный; Транспортируемая среда – нефть; Плотность транспортируемой среды – 850 кг/м ³ ; Сталь трубопровода – 17Г1С;
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение методов капитального ремонта. 2. Обзор видов дефектов магистрального нефтепровода. 3. Описание композитно-муфтовой технологии. 4. Разработка мероприятий по ремонту методом КМТ. 5. Создание технологической карты. 6. Расчеты толщины стенки трубопровода, его устойчивости, а также необходимого количества герметика и композитного материала. 7. Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность. 8. Заключение и выводы по работе
Перечень графического материала	-
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжанкина Т.Г., доцент (ОСГН, ШБИП)
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель (ООД, ШБИП)
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Федин Д.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Ажермачева А.О.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Ажермачева Анна Олеговна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 439634 руб. - Затраты на специальное оборудование: 628945 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение потенциальных потребителей. Анализ конкурентных технических решений. SWOT - анализ
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Ажермачева Анна Олеговна		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б91	Ажермачева Анна Олеговна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p>Объектом исследования является: Магистральный нефтепровод</p> <p>Область применения: Объект транспорта нефти Томской области Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. В районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный. При ремонте нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</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. 	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; РД 153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов»</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Анализ потенциальных вредных и опасных факторов — Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>1.1. Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень общей вибрации; 4. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>1.2. Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Пожаровзрывоопасность; 3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>При ремонте МН воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части.
--	---

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Ажермачева Анна Олеговна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страницы, 10 рисунков, 15 таблиц, 24 источников, 2 приложения.

Ключевые слова:, композитная муфта, ремонт трубопровода, магистральный нефтепровод, композитно-муфтовая технология.

Объект исследования: магистральный нефтепровод.

Цель работы: разработка технологической карты проведения работ при устранении дефектов на магистральном нефтепроводе методом композитно-муфтовой технологии.

Область применения: объекты транспортировки нефти.

В процессе исследования проводились: рассмотрение видов дефектов на магистральном нефтепроводе, описание технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах по композитно-муфтовой технологии, расчет трубопровода на устойчивость, а так же расчет геометрических параметров устанавливаемой муфты и количество необходимого герметика и композитной смеси.

Произведен экономический расчет стоимости осуществления ремонта муфтой П1 и заменой катушки с обоснованием экономической эффективности ремонта с использованием муфты П1.

В результате исследования построена технологическая карта по постановке оборудования при ремонте по КМТ, которая в дальнейшем может использоваться при ремонте МН

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разроб.</i>		Ажермачева А.Ф.			<i>Реферат</i>	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Федин Д.В.					12	100
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

ABSTRACT

The final qualifying work contains 100 pages, 10 figures, 15 tables, 24 sources, 2 appendices.

Keywords: composite coupling, pipeline repair, oil trunk pipeline, composite coupling technology.

The object of research: the main oil pipeline.

Purpose of the work: development of a technological map of work carried out to eliminate defects on the main oil pipeline using composite coupling technology.

Scope of application: oil transportation facilities.

In the course of the study, the following were carried out: consideration of the types of defects on the main oil pipeline, description of the technology for eliminating defects on the main oil pipelines using composite coupling technology, calculation of the pipeline for stability, as well as calculation of the geometric parameters of the installed coupling and the amount of necessary sealant and composite mixture.

The economic calculation of the cost of repair by coupling P1 and replacement of the coil with the justification of the economic efficiency of repair using coupling P1 was made.

As a result of the research, a technological map was built for the installation of equipment during repair according to KMT, which can later be used for the repair of MN.

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
Изм..	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата				
Разроб.		Ажермачева А.Ф.			<i>Abstract</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Федин Д.В.					13	100
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Магистральный нефтепровод: Трубопровод, предназначенный для транспортировки нефти из районов её добычи (от головных нефтеперекачивающих станций, расположенных на территории данного нефтяного промысла, месторождения) на предприятия по переработке нефти, нефтебазы, железнодорожные, речные и морские пункты налива, а также ответвления от нефтепроводов, предназначенные для подачи нефти на отдельные предприятия.

Капитальный ремонт магистрального трубопровода: Комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

Дефект: Каждое отдельное несоответствие требованиям, установленным в действующей нормативной документации, стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительных, конструктивных деталей и приварных элементов.

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция: Ремонтная муфта, монтируемая с зазором на трубу с дефектом, при этом торцы муфты герметизируют герметиком с последующим заполнением зазора композитным составом.

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
Изм..	Лист.	№ докум.	Подпись	Дата				
Разроб.	Ажермачева А.С.				Определения, обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Федин Д.В.						14	100
Рук-ль ООП.	Чухарева Н.В.					Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Ремонтная муфта: Цилиндрическая стальная оболочка, состоящая из нескольких полуобечеек

Композитный состав: Компаунд, содержащий смолу, отвердитель и наполнитель и предназначенный для заполнения кольцевого зазора между трубой и ремонтной муфтой.

Герметик: Компаунд, содержащий смолу, отвердитель и наполнитель, и предназначенный для герметизации торцевых зазоров между трубой и ремонтной муфтой с целью формирования зазора, заполняемого композитным составом, а также скоса к телу трубы.

Обозначения и сокращения:

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

ВТД – внутритрубная диагностика;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

КМТ – композитно-муфтовая технология;

РД – руководящий документ;

МН – магистральный нефтепровод;

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

РД-23.040.01-КТН-108-10 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов»

РД-23.040.00-КТН-147-11 «Методика интерпретации дефектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»

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

ОР-03.100.50-КТН-077-10 «Порядок планирования устранения дефектов выборочным ремонтом на магистральных трубопроводах»

ОР-19.100.00-КТН-010-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов»

РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.от 27.12.2018).

ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1).

					Нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	20
1.МЕТОДЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МН.....	21
2.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ	22
2.1.Виды дефектов на МН	23
2.1.1..Дефекты стенки трубы	24
2.1.2.Дефекты сварного шва	25
2.1.3.Дефекты геометрии трубы	27
2.1.4.Дефекты коррозионного происхождения.....	28
3.ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНО-МУФТОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ	29
3.1.Виды ремонтных конструкций	30
3.2.Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии.....	31
3.2.1.Область применения композитно-муфтовой технологии при ремонте магистральных нефтепроводов.....	33
3.2.2.Материалы, применяемые для ремонта по композитно-муфтовой технологии.	34
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПРИ УСТАНОВКЕ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ПО КМТ	35
4.1.Подготовительные работы при установке ремонтных конструкций.	36
4.2.Установка ремонтных конструкций на трубопроводе.....	37
4.3.Требования к снижению рабочего давления при ремонте магистральных трубопроводов по КМТ	38
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	44
5.1.. Расчет толщины стенки трубы.....	45
5.2. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты	49
5.3. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава.	50
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разроб.		Ажермачева А.Ф.			Лит..	Лист	Листов
Руковод.		Федин Д.В.				17	100
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

Оглавление

6.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	51
6.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования	52
6.1.2. Анализ конкурентных технических решений.....	54
6.1.3. SWOT-анализ.....	55
6.2. Планирование научно-исследовательских работ..	58
6.2.1. Определение структуры работ в рамках научного исследования..	58
6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	60
6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	61
6.2.4. Бюджет НИИ.....	62
6.2.6. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ ...	64
6.2.7. Основная заработная плата исполнителей темы... ..	66
6.2.8. Дополнительная заработная плата исполнителей работы.....	67
6.2.9. Отчисления во внебюджетные фонды.....	68
6.2.10. Накладные расходы... ..	69
6.2.11. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.	70
6.2.12. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ..	70
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	72
7.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	73
7.2.1. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего.....	75
7.2.2. Повышенный уровень шума.....	76
7.2.3. Повышенный уровень общей вибрации..	77
7.2.4. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу..	79
7.2.5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения..	80

7.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению..	81
7.3.1. Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	81
7.3.2.Пожаровзрывоопасность.....	83
7.3.3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением..	85
7.4. Экологическая безопасность.....	87
7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	92
ПРИЛОЖЕНИЕ А	94
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	96

Введение

Растущий дефицит топливно-энергетических ресурсов и экологические проблемы делают энергосберегающие технологии одним из приоритетов нефтяной промышленности. Магистральный трубопроводный транспорт является наиболее распространенным и эффективным видом транспортировки нефтепродуктов.

Длительная эксплуатация трубопроводов приводит к снижению несущей способности и повышенному риску аварий и отказов. Для повышения надежности трубопроводов проводится выборочный ремонт дефектных участков. Среди существующих технологий наиболее распространенной является вырезка аварийного участка трубопровода с целью установки катушки, либо полной замены трубопровода на новый. Но, в отличие от данного метода, ремонт трубопровода композитными муфтами является наиболее ресурсосберегающим и экологически чистым методом, что безусловно является преимуществом, поскольку выполняется без остановки перекачки нефти и замены труб.

Цель работы - разработка технологической карты проведения работ при устранении дефектов на магистральном нефтепроводе методом композитно-муфтовой технологии.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть технологический процесс устранения дефекта при помощи КМТ;
2. Провести расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода, рассчитать геометрические параметры устанавливаемой муфты П1 и необходимого для ее установки количества герметика и композитного материала;
3. Определить экономическую целесообразность ремонта по КМТ.

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.О.			Реферат	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					20	100
Рук-ль ООГ		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

1. МЕТОДЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МН

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода - это комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

Капитальный ремонт нефтепроводов, как правило, должен производиться после устранения выявленных в результате диагностики опасных дефектов. Потенциально опасные дефекты устраняются в процессе капитального ремонта[1].

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

- с заменой труб; (проводится полная замена дефектного участка трубопровода новым)
- с заменой изоляционного покрытия (полная замена изоляционного покрытия с восстановлением несущей способности стенки трубопровода.);
- выборочный ремонт (ремонт участков трубопроводов с опасными и потенциально-опасными дефектами стенки, выявленными при обследовании внутритрубными инспекционными снарядами (ВИС), а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участков, примыкающих к узлам линейной арматуры)[1].

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.О.			Методы капитального ремонта МН	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					21	10084
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

2.1. Виды дефектов на МН

Согласно документации компании ПАО «Транснефть», по действующему РД [2] в зависимости от определенных параметров, дефекты секций классифицируют на четыре типа:

- а) Дефекты определенного вида на участке секции;
- б) Комбинированные дефекты на участке секции;
- в) Дефекты определенного вида в области сварных швов;
- г) Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями.

Распределение по классификациям дефектов проводится после внутритрубной диагностики и дополнительного дефектоскопического контроля.

- а) Дефекты определенного вида на участке секции

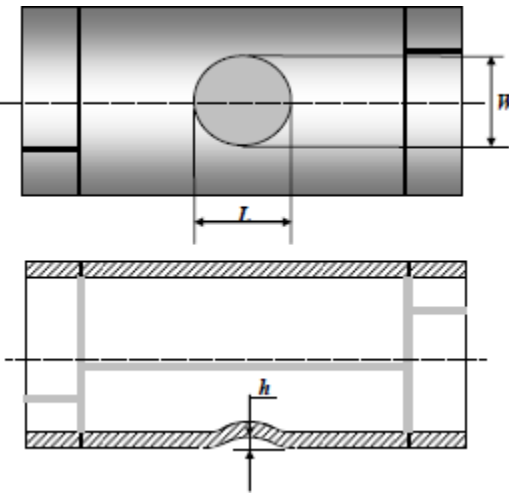
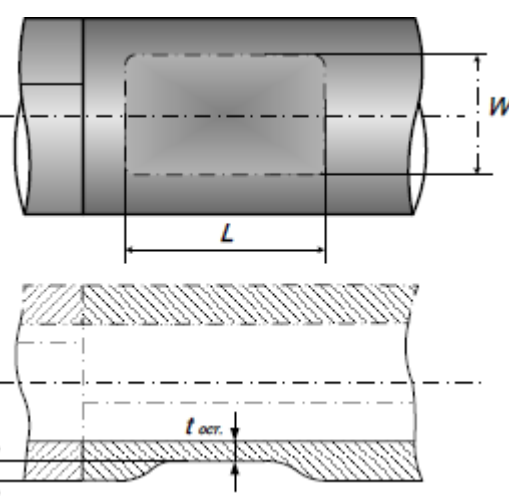
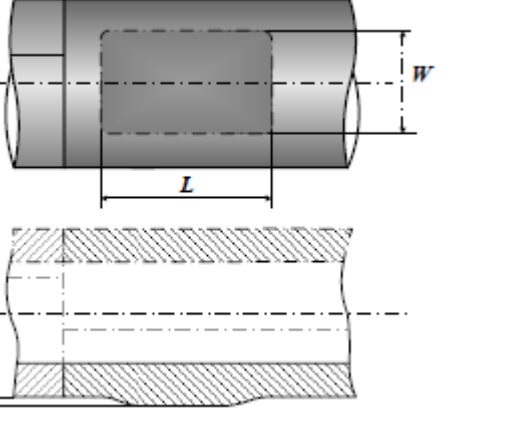
Данный вид дефектов характеризуется расстоянием от границы одного дефекта до границы второго дефекта и расстоянием от линии перехода шва до внешней границы дефекта будет составлять больше толщины стенки в четыре раза. Согласно нормативным документам к таким относят:

- 1) Дефекты стенки трубы;
- 2) Дефекты сварного шва;
- 3) Дефекты геометрии трубы
- 4) Дефекты коррозионного происхождения

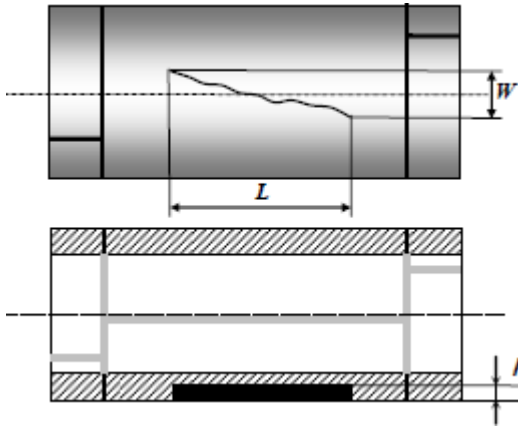
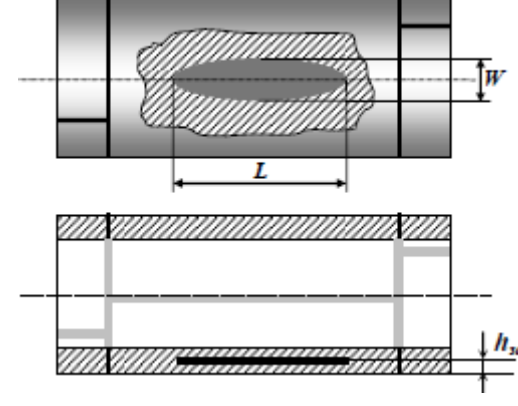
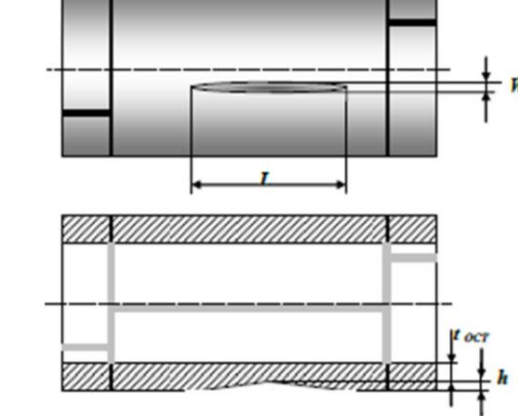
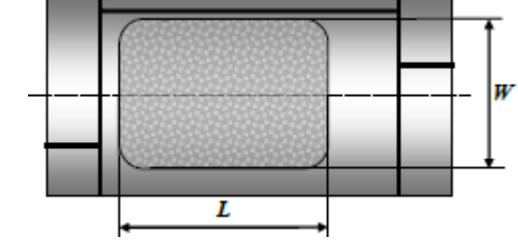
Разновидности дефектов стенки трубы представлены в таблице 2.1:

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.С.			Определение дефектов магистрального нефтепровода	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					22	100
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Таблица 2.1 – Классификация дефектов стенки трубы

Дефекты	Описание	Изображение
Вмятина	<p>Местное уменьшение значения проходного сечения трубопровода из-за механического повреждения. В данном случае излома оси трубы не возникает.</p>	
Уменьшение толщины стенки	<p>Происходит постепенное утонение стенки трубопровода, образовавшееся вследствие изготовления или технический прокатный дефект</p>	
Увеличение толщины стенки	<p>Характеризуется постепенным увеличением толщины стенки, образовавшееся вследствие изготовления или технический дефект проката, который превышает плюсовой прокатный допуск</p>	

Продолжение таблицы 1

Трещина	Дефект на поверхности, который представляет разрыв самого металла, идущего в глубину под углом 90 градусов к поверхности.	
Расслоение (включение)	Нарушение внутри металла трубопровода в поперечном и продольном направлении. Разделяет металл трубы на несколько слоёв технологического характера.	
Риска, механическое повреждение	Дефект произвольного повреждения направления, углублен неправильной формой. Образуется в результате механических воздействий.	
Дефект поверхности	Прокатный дефект поверхности трубопровода, не выводящий толщину стенки за максимальные предельные нормы, которые допускаются на изготовление труб.	

2.2. Дефекты сварного шва

Дефекты сварного шва – это такие дефекты, которые находятся в околошовной зоне или в сварном шве, их параметры и типы установлены НД.

(СНиП III–42–80*[8], ВСН 012–88[9], СП 34–101–98 [10]), и обнаруженные методами ультразвукового, визуально-измерительного, магнитографического, радиографического контроля и внутритрубной диагностикой. В зависимости от места нахождения и вида дефекты условно делятся на наружные и внутренние. Наружные (внешние) дефекты – это дефекты формы шва, а также прожоги, кратеры, наплывы, подрезы и др. В большинстве случаев внешние дефекты можно определить визуально. К внутренним дефектам относятся поры, непровары, шлаковые и неметаллические включения, трещины и несплавления.

В таблице 2.2. представлены наружные и внутренние дефекты сварного шва.

Дефекты	Описание
Наружные дефекты	
Неравномерная ширина шва	Отклонение ширины сварного шва от установленного значения.
Прожоги	Сквозное отверстие в самом шве, по причине вытекания металла в сварочной ванне
Кратер	В конце валика сварного шва существует усадочная раковина, которая была не заваренная во время или до выполнения поэтапных проходов.
Наплывы	Переизбыток металла, наплавленного на сварной шов, не сплавленный, а также натекающий на поверхность самого металла.
Подрезы	Продольное углубление на наружной поверхности валика сварного шва.
Смещение кромок	Характеризуется в сборке как несовпадающие срединные линии стенок у стыкуемых трубопроводов или для стыкующих листов. Классифицируется как смещение продольного, спирального или поперечного сварного шва.

Таблица 2.2. – Наружные и внутренние дефекты сварных швов

					Определение дефектов магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Продолжение таблицы 2.2.

Внутренние дефекты	
Поры	Наличие пор в корневой части сварного шва, размер внутренних пор колеблется от 0,1 до 2-3 мм в диаметре, а иногда и более.
Шлаковые включения	Шлак, попавший в металл сварного шва, их размеры достигают нескольких миллиметров эти включения образуются в шве из-за плохой очистки свариваемых кромок от окалины и других загрязнений, а чаще всего от шлака на поверхности первых слоев многослойных швов перед заваркой последующих слоёв, обычно шлаковые включения имеют более вытянутую форму и больший размер по сравнению с порами.
Непровары и корне шва и по кромке	Несплошность, характеризующийся на всю длину шва или на отдельном локальном участке, которая возникает вследствие того, что расплавленный металл не может попасть вовнутрь соединения.
Трещины	Такая несплошность, вызванная по причине местных разрушений шва и воздействием нагрузок, либо охлаждением.

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

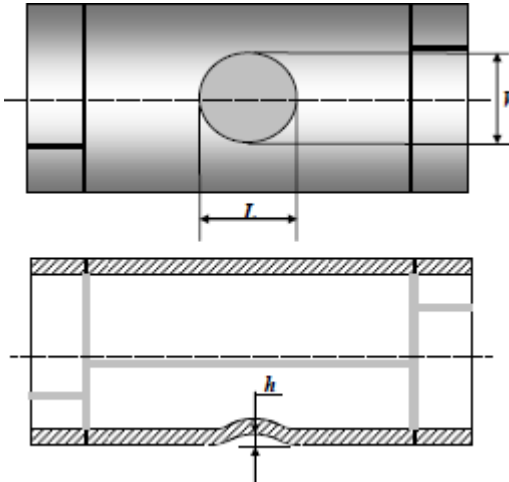
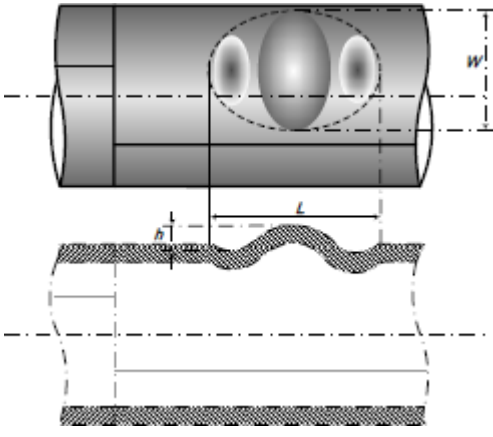
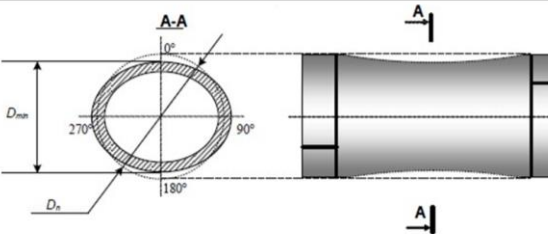
Наиболее вероятно образование данного дефекта при аргонодуговой сварке алюминиево-магниевых сплавов, а также при сварке давлением.

2.3. Дефекты геометрии трубы

Классификация дефектов определяется в соответствии с РД-23.040.00-КТН-011-11 [7]. Дефекты геометрии трубы представлены в Таблице 2.3.

					Определение дефектов магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Таблица 2.3. – Классификация дефектов геометрии трубы

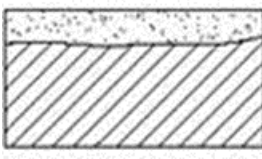
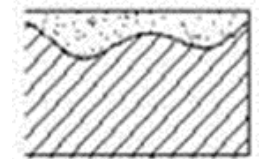
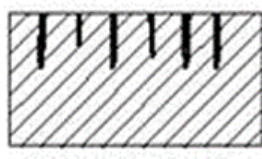
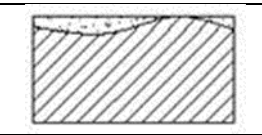
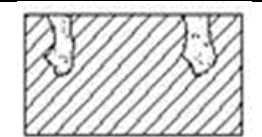


<p>Вмятина</p>	<p>Местное уменьшение значения проходного сечения трубопровода из-за механического повреждения. В данном случае излома оси трубы не возникает.</p>	
<p>Гофр</p>	<p>Следующие друг за другом поперечные вогнутости и выпуклости стенки трубопровода. При данном дефекте происходит излом оси, в том числе уменьшение проходного сечения трубы НП.</p>	
<p>Овальность</p>	<p>В результате овальности, в проходном сечении трубы имеется отклонение от округлости, а наименьший и наибольший диаметры имеют взаимно-перпендикулярный характер направления.</p>	

2.4. Дефекты коррозионного происхождения

Дефекты коррозионного происхождения представлены в таблице 4.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 2.4. – Классификация дефектов коррозионного происхождения

Дефекты	Описание	Вид	Изображение
Сплошная коррозия	Вид разрушительных процессов, охватывающий всю площадь поверхности металла.	Равномерная коррозия, охватывающая поверхность металла на площади, равной всей поверхности трубы.	
Местная коррозия	Процесс местной коррозии происходит с появлением разрушений на отдельных участках металлических поверхностей.	Неравномерная - возникает на отдельных участках и протекает с различной скоростью.	
		Точечная – отдельные точечные поражения	
		Пятнами – отдельные пятна.	
		Язвенная – отдельные раковины.	
Межкристаллитная коррозия	Коррозия, распространяющаяся по границам кристаллов (зерен) металла.		
Стресс-коррозия	Стресс-коррозия возникает при воздействии коррозионно-активной среды в комбинации с механическими напряжениями		

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

3. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНО-МУФТОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

3.1. Виды ремонтных конструкций

Согласно нормативным документам компании «Транснефть» [5], для ремонта трубопроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа используются постоянные ремонтные конструкции типов П1, П2, П3, П4, П5, П5У, П6, П1В, П1П7, П7, П8, П9, П10. В качестве временных ремонтных конструкций применяются В1 и В2. Для трубопроводов с рабочим давлением до 10 МПа все те же ремонтные конструкции, но с приставкой ВД (П1ВД), то есть высокого давления.

Основное требование, ремонтная муфта должна иметь толщину стенки не меньше толщины стенки трубы подвергающейся ремонту. Для муфт П1, П1ВД, П2, П2ВД, П3, П3ВД, П4, П4ВД, П5, П5У, П6, П6ВД, В1, В2 толщины должны

быть не более 20 % от толщины стенки ремонтируемой трубы.

3.2. Основы метода ремонта по композитно-муфтовой технологии

Композитно-муфтовая технология является достаточно конкурентоспособной, так как имеет множество преимуществ: возможность ремонта деформированного участка без остановки работы трубопровода, снижение трудоемкости работ, а также данная технология менее затратная по финансовым вложениям.

Суть метода заключается в том, что на трубопровод с дефектом устанавливается ремонтная конструкция, которая фиксируется крепежными элементами после чего происходит заполнение внутренней полости муфты специальным композитным составом.

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.С.			Применение композитно-муфтовой технологии	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					29	10084
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

Преимущества данного метода:

1. отсутствие необходимости полной остановки трубопровода, перекачки нефтепродукта.
2. значительное снижение стоимости и трудоёмкости ремонта.
3. повышение безопасности ремонта, так как при установке не приварной муфты стенка трубы не подвергается воздействию сварочной дуги;
4. исключение экологических проблем загрязнения прилегающей к ремонту территории.
5. полное восстановление прочности и долговечности отремонтированных участков нефтепровода

Ремонтная конструкция композитной муфты состоит из следующих элементов(рис.1):

- две полумуфты;
- входные и выходные патрубки;
- контрольные болты;
- установочные болты

Каждая из полумуфт имеет определенные компоненты:

1. На нижней полумуфте располагаются две тонкие трубки, по которым в последствии будет подаваться композитный состав, одна трубка является главной, и в случае ее засорения композитный состав пойдет по второй (запасной) трубке в целях бесперебойной работы.

2. На верхней полумуфте установлены 2 выходных патрубка, необходимых для учета заполняемости полости между трубой и муфтой. После полного заполнения, патрубки удаляются. Также, на верхней полумуфте есть контрольные болты, которые находятся там для выпуска воздуха и учета при заливке уровня композитного состава.

					Применение композитно-муфтовой технологии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Преимущества данного метода:

- отсутствие необходимости полной остановки трубопровода, перекачки нефтепродукта.
- значительное снижение стоимости и трудоёмкости ремонта.
- повышение безопасности ремонта, так как при установке не приварной муфты стенка трубы не подвергается воздействию сварочной дуги;
- исключение экологических проблем загрязнения прилегающей к ремонту территории.
- полное восстановление прочности и долговечности отремонтированных участков нефтепровода

Ремонтная конструкция композитной муфты состоит из следующих элементов(рис.1):

- две полумуфты;
- входные и выходные патрубки;
- контрольные болты;
- установочные болты

Каждая из полумуфт имеет определенные компоненты:

1. На нижней полумуфте располагаются две тонкие трубки, по которым в последствии будет подаваться композитный состав, одна трубка является главной, и в случае ее засорения композитный состав пойдет по второй (запасной) трубке в целях бесперебойной работы.
2. На верхней полумуфте установлены 2 выходных патрубка, необходимых для учета заполняемости полости между трубой и муфтой. После полного заполнения, патрубки удаляются. Также, на верхней полумуфте есть контрольные болты, которые находятся там для выпуска воздуха и учета при заливке уровня композитного состава.

					Применение композитно-муфтовой технологии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

На ремонтной конструкции располагаются также установочные болты, которые нужны для регулирования равномерного зазора между муфтой и трубопроводом.

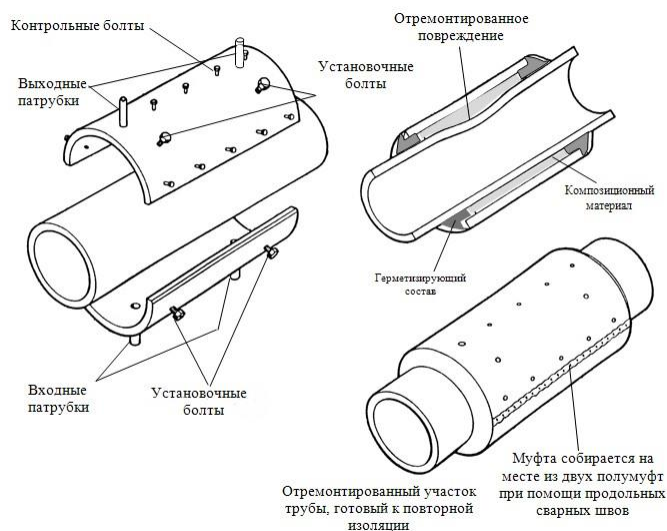


Рисунок 1 – Ремонтная муфта П1 со сварным соединением полумуфт

Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку (рис.2). Допуск для кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с дефектами геометрии и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются герметиком. Полость между ремонтной конструкцией и трубопроводом заливается специальной композитной смесью.

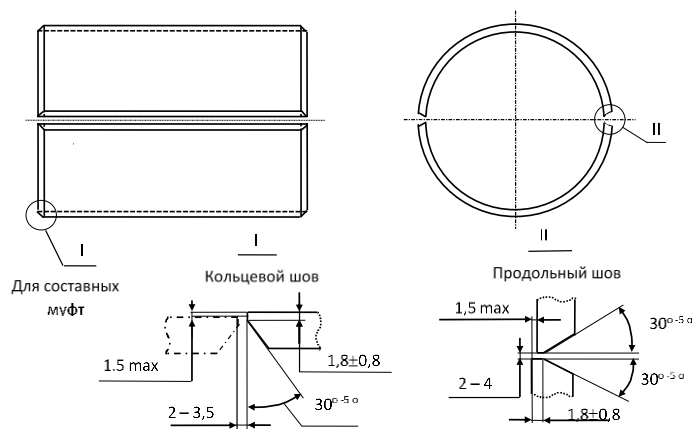


Рисунок 2 – Разделки кромок под сварку

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

3.2.1. Область применения композитно-муфтовой технологии при ремонте магистральных нефтепроводов

КМТ применяется для ремонта трубопроводов, имеющих следующие характеристики:

- наружный диаметр труб от 219 мм до 1420 мм;
- толщина стенок труб от 4 мм до 29 мм;
- внутреннее давление до 14 МПа;
- режим работы-циклический, с количеством циклов нагружения внутренним давлением до 360 циклов/год;
- температура продукта перекачиваемого должна быть от минус 2°С до плюс 60°С;
- сваренные электросваркой из прямошовных, спиральношовных и бесшовных труб;

Для выполнения ремонтных работ положена температура окружающего воздуха от минус 30°С до плюс 40°С, при этом операция заполнения муфты композитным составом выполняется при температуре от плюс 4°С до плюс 40°С[7].

Метод КМТ характерен для определенных видов дефектов, перечень которых представлен ниже:

1. Вмятина (с потерей металла, механическим повреждением, трещиной, расслоением, дефектом сварного шва и т.д.);
2. Гофр (с потерей металла, механическим повреждением, трещиной, расслоением, дефектом сварного шва и т.д)
3. Уменьшение толщины стенки (технологическое) трубы на внешней или внутренней поверхности трубы
4. Риска на внешней или внутренней полости трубы;
5. Трещина на внешней или внутренней поверхности трубы
6. Трещина или аномалия находящаяся в поперечном сварном шве;
7. Включение либо участок с включениями;

					Применение композитно-муфтовой технологии	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Расслоение;
9. Пора (скопление, цепочка пор), шлаковое включение, утяжина(вогнутость), подрез, смещение кромок в поперечном сварном шве и др. дефекты[7].

3.2.2. Материалы, применяемые для ремонта по композитно-муфтовой технологии

Таблица 3.2.2. – Материалы, применяемые для ремонта по КМТ

Название материала	Характеристики	Описание
1) ПЭКМ-ГЕРМЕТ -ТУ 2257-002-61845527-2009	1) Внешний вид композиции: компонент А –маслянистая прозрачная жидкость; компонент Б –прозрачная низковязкая жидкость; компонент В –порошкообразный наполнитель. 2) Жизнеспособность при температуре испытаний 23±2С -12-50 минут. 3) Время отверждения при температуре испытаний 23±2С -30-90 минут 4) Максимальное напряжение при сжатии не менее 50,0 МПа. 5) Прочность при сдвиге не менее 3,0 МПа. 6) Модуль упругости при сжатии не менее 0,5ГПа	Трехкомпонентный герметизирующий состав марки «ПЭКМ-ГЕРМЕТ» предназначен для использования в качестве отверждающегося герметизирующего материала.
«ПЭКМ-ИЗОЛ»- ТУ2257-001-61845527-2009	1) компонент А –маслянистая прозрачная жидкость; компонент Б –прозрачная низковязкая жидкость; компонент В – порошкообразный наполнитель 2) Жизнеспособность при температуре испытаний 23±2С не менее 60 минут. 3) Показатель текучести при температуре испытаний 23±2С –не менее 100 мм. 4) Прочность при отрыве не менее 6 МПа. 5) Максимальное напряжение при сжатии не менее 70,0 МПа 6) Прочность при сдвиге не менее 3,0 МПа 7) Модуль упругости при сжатии не менее 1 ГПа.	Трехкомпонентный заливочный композиционный материал

4. Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ

4.1. Подготовительные работы при установке ремонтных конструкций

Перед тем как приступить к ремонту дефектного участка трубопровода необходимо выполнить ряд подготовительных мероприятий.

Подготовительные мероприятия подразделяются на:

- а) нахождение места дефекта по результатам из ВТД [8];
- б) земляные работы необходимые для доступа к участку[9];
- в) снятие изоляционного покрытия в месте, где будет устанавливаться муфта(рис.3);

Для удаления изоляции на трубопроводе используются шлифовальные машинки с металлическими щетками или выполняется ручная чистка щетками и скребками.



Рисунок 3 – Снятие изоляционного покрытия

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Розроб.		Ажермачева А.О.			Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					35	100
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Также при очистке от изоляционного покрытия следует соблюдать определенные условия:

- длина очищенного участка должна превышать длину устанавливаемой муфты на 300 – 400 мм (150 – 200 мм с каждой стороны);
- в месте расположения дефекта чистка проводится вручную;
- очищенный участок необходимо обработать без лишних выступов, острых краев, и без остатков изоляции.

г) осуществление дополнительного дефектоскопического контроля дефекта[3];

д) разметка области ремонтируемого дефекта (рис.4);



Рисунок 4 – Разметка необходимой области для ремонта

4.2. Установка ремонтных конструкций на трубопроводе

В процессе установки муфты производятся следующие технологические работы:

а) поверхность трубопровода и внутренняя полость ремонтной конструкции подлежат дробеструйной обработке, с целью подготовки металла к последующим операциям (рис.5);

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Дробеструйная обработка должна соответствовать определённым требованиям:

- перед дробеструйной обработкой участок на трубопроводе необходимо очистить и высушить для лучшего воздействия абразивного материала;
- давление внутри ремонтируемого участка трубопровода при дробеструйной обработке необходимо поддерживать не более чем 2,5 Мпа;
- при дробеструйной обработке используется специальное оборудование, пневматические портативные установки ;
- обрабатывается участок трубопровода, границы которого совпадают с границами ремонтной конструкции (+100-150 мм).
- процесс обработки осуществляется при помощи специального абразивного материала с размерами 0,5 – 2,5 мм.
- в качестве обрабатываемого материала не допустимо использовать речной, карьерный или кварцевый песок.



Рисунок 5 – Абразивная обработка отмеченного участка

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

б) установка ремонтной конструкции на трубопровод[10];

Первым этапом проходит установка полумуфт (рис.6), сначала верхняя, затем нижняя. Следующим этапом идет установка центраторов,



Рисунок 6 – Установка полумуфт

в) соединение частей ремонтной конструкции путем сварки [10];

В случае, если ремонтная конструкция состоит из несколько муфт, сначала сваривают продольные швы, а затем торцы соседних муфт (рис.7).



Рисунок 7 – Сварка составной муфты

г) приварка электрохимической защиты;

д) контроль выполненных сварных швов [10];

е) регулировка кольцевого зазора между трубой и муфтой;

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Данная операция необходимо для равномерного заполнения полости композитным составом, интервал зазора идет от 6 до 40 мм.

Для проверки полученных зазоров проводятся замеры с каждой стороны муфты при помощи вспомогательного оборудования – линейка, рулетка и гаечный ключ.

ё) расчет количества герметика;

При планировании расхода герметика нужно учитывать, что она пойдет как для заполнения полости под муфтой на глубину, равную трем зазорам между трубопроводом и муфтой, и на формирование внешних скосов на 33% (необходимых для ровного и качественного нанесения изоляции).

ж) замешивание герметика(рис.8);

Все операции по приготовлению герметика и заполнению зазоров между трубопроводом и ремонтной конструкцией необходимо выполнять и использованием СИЗ (костюм, перчатки, сапоги, респиратор с фильтром не ниже А1, защитные очки).

Исходные продукты для приготовления герметика необходимо хранить в термоконтейнерах.



Рисунок 8 – Замешивание герметика

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

В состав герметика по требованиям ТУ 20.30.22-074-18024722-2017
входят компоненты:

- смола (жидкость);
- отвердитель (жидкость);
- наполнитель (порошок).

Замешивание герметика производится небольшими порциями, так как он имеет свойство быстро отвердевать(около 15 мин). Приготовление осуществляется электроинструментом с мешалкой. Не допускается замешивание смеси в металлической емкости, только из материала, не образующего искр.

и) обработка герметиком кольцевых зазоров;

Данная операция позволяет создать закрытый пространство между трубой и муфтой с целью ее дальнейшего заполнения композитным составом.

В первую очередь заполняется зазор между муфтой и трубой, затем создается плавный скос ремонтной конструкции.

к) замешивание специальной композитной смеси;

Композитная смесь состоит из:

- смола (жидкость);
- отвердитель (жидкость);
- наполнитель (порошок).

Процесс приготовления композитной смеси состоит из следующих этапов:

- смола выливается в бункер миксера;
- следом выливают отвердитель;

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

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

л) заполнение композитом полости между трубой и муфтой(рис.9);

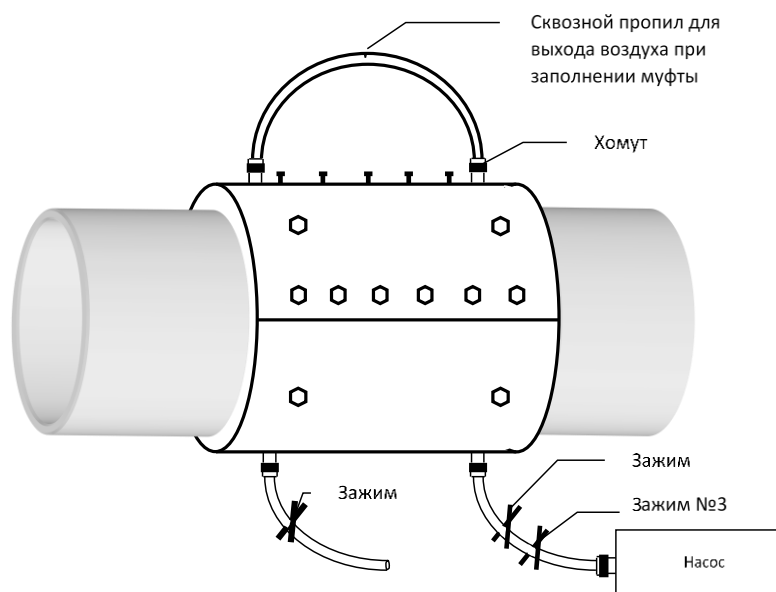


Рисунок 9 – Схема заполнения муфты композитным составом

Перед тем, как приступить к заполнению композитной смесью, необходимо убедиться, что раствор приготовлен в полном объеме с учетом всего количества, так как состав имеет время желатинизации – 60 мин, именно поэтому за указанное время необходимо успеть заполнить зазор.

Перед заполнением кольцевого зазора композитным составом выполняют следующие подготовительные операции:

- Установочные болты устанавливаются заподлицо с внутренней поверхностью муфты. Данную операцию проводят после затвердевания герметика.
- Армированный прозрачный шланг подсоединяют к нагнетательному насосу.

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- Прозрачный шланг(длиной не менее 0,5 м) надевают на патрубок и обжимают хомутом. На верхние выходные патрубки надевают контрольный прозрачный шланг, обжимают его двумя хомутами и в его верхней точке ножовкой делают сквозной пропил для выхода воздуха. Длина шланга должна быть такова, чтобы пропил находился от выходного патрубка на расстоянии не менее 0,5 м[11].
- Далее из миксера композитный состав распределяется по ведрам.

В бункер насоса выливают композитный состав и включают его. Когда из наливного шланга начнет виднеться смесь, насос нужно будет отключить. Одним из важных аспектов при заполнении зазора композитным составом является то, что необходимо поддерживать постоянным уровень в бункере насоса для предотвращения попадания воздуха в заполняемый кольцевой зазор. Допускаются кратковременные остановки насоса до 1 мин на время пополнения бункера насоса.

Подключают наливной шланг к входному патрубку муфты в точке заполнения и закрепляют его с помощью хомута.

Включают насос и нагнетают композитный состав до тех пор, пока резервный шланг не будет полностью заполнен смолой. Это делается для того, чтобы в шланге не остался воздух. Зажимом пережимают резервный шланг.

Дальнейшее заполнение муфты композитным составом визуально контролируют при помощи контрольных отверстий.

Заполнение заканчивают при выходе композитного состава через верхние выходные патрубки на 30 – 40 см. Останавливают насос[11].

м) избавление от выступающих шлангов, после отвердевания композита производится шлифовка поверхности, с удалением патрубков и болтов;

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

- н) подключение катодной защиты муфты к трубопроводу;
- п) нанесение изоляционного покрытия на отремонтированный участок трубопровода.

4.3. Требования к снижению рабочего давления при ремонте магистральных трубопроводов по КМТ

Давление в трубопроводе, при котором выполняется ремонт, выбирается из условия восстановления несущей способности отремонтированного дефектного участка трубопровода до уровня бездефектного участка, то есть:

- сохранения прочности трубопровода при нагружении заводским испытательным давлением $R_{и}$ (СП 36.13330.2012), создающим окружные напряжения, равные 95 % от предела текучести[12];
- сохранения долговечности трубопровода при нагружении проектным давлением $R_{проект}$.

При этом номинальные окружные напряжения в дефектной трубе под муфтой не должны превышать величины номинальных окружных напряжений в неотремонтированной трубе при предельном давлении $R_{пред}$ для трубы с дефектом, определенном расчетом на прочность и долговечность.

4.4. Разработка технологической карты

На основе изученных видео материалов и литературных источников была создана технологическая карта по расстановке оборудования при ремонте по КМТ (Табл. 4.4. Приложение А). Данная карта может быть использована в дальнейшем при ремонте на магистральных нефтепроводах.

					Технологические операции, выполняемые при установке ремонтных конструкций по КМТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Для выполнения расчетной части был выбран участок МН «Александровское-Анжеро-Судженск», 669 - 686 км.

После проведения внутритрубной диагностики комбинированным ультразвуковым дефектоскопом 40-ДКП выявлен дефект «гофр с риской, с расслоением» (отчет по ВТД №J2485 от 15.05.2023).

Наиболее оптимальный метод ремонта для данного типа дефекта – муфтой типа П1.

- Диаметр магистрального нефтепровода - 1020 мм.
- Рабочее давление – 4,15 Мпа
- Общая протяженность трассы нефтепровода 970 км.
- Материал труб - Сталь 17Г1С, класс прочности - K52.
- Механические свойства по стандарту
ТУ 14-ЗР-1270-2009: предел текучести – 353 МПа,
временное сопротивление разрыву 510 МПа.
- Плотность перекачиваемой нефти – 850 кг/м³.

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.С.			Расчетная часть	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					44	100
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

5.1. Расчет толщины стенки

Первый этап – вычислить расчетное сопротивление растяжению материала трубы.

Расчетную толщину стенки трубопровода, см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)},$$

(1)

где, $n_1 = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке;

$p = 4,14$ МПа – рабочее давление;

$D_H = 1020$ мм – наружный диаметр;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) материала трубы, МПа.

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) R_1 материала трубы, МПа, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R^H m}{k_1 k_H} \quad (2)$$

где,

$m = 0,99$ – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый по категории трубопровода [5];

$k_1 = 1,47$ – коэффициент надежности по материалу, зависящий от характеристики труб;

$k_2 = 1,15$ – значение коэффициента надежности по материалу;

$k_H = 1,1$ – коэффициента надежности по ответственности трубопровода

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$R_{1н} = 510$ – минимальное значение временного сопротивления разрыву;

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,99}{1,47 \cdot 1,1} = 312,24 \text{ МПа,}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода :

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (3)$$

где $n = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке;

$p = 4,15$ МПа – рабочее давление;

$D_n = 1020$ мм – наружный диаметр;

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 4,15 \cdot 1020}{2(312,24 + 1,2 \cdot 4,15)} = 8,06 \text{ мм;}$$

Округляем до 8 мм и находим внутренний диаметр:

$$D_{вн} = 1020 - 8 \cdot 2 = 1004 \text{ мм,}$$

Продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{пр. N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n},$$

(5)

где $\mu = 0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{град}^{-1}$, – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа, – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$\Delta t = t_{\text{э}} - t_{\text{зам}} \quad (6)$$

где $t_{\text{э}} = 40^{\circ}\text{C}$ – температура эксплуатации нефтепровода;

$t_{\text{зам}} = -25^{\circ}\text{C}$ – температура фиксации расчетной схемы трубопровода;

$$\Delta t = 40 - (-25) = 65^{\circ}\text{C} \text{ расчетная часть}$$

$$\sigma_{\text{пр. N}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 65 + 0,3 \frac{1,2 \cdot 4,15 \cdot 1004}{2 \cdot 8} = -70,05$$

МПа.

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н}}}{2(R_1 \psi_1 + p)}$$

(3)

где ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное

напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

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

(4)

где $\sigma_{\text{пр. N}}$ — продольное осевое сжимающее напряжение,

МПа,

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|70,05|}{312,24}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{|70,05|}{312,24}} = 0,921.$$

Толщина стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 4,15 \cdot 1020}{2(0,921 \cdot 312,24 + 1,2 \cdot 4,15)} = 8,68 \text{ мм,}$$

Округлим и примем толщину стенки равную 9 мм.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\delta_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}, \quad (5)$$

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_{кц} = \frac{1,2 \cdot 4,15 \cdot 1004}{2 \cdot 9} = 277,77 \text{ МПа.}$$

Так как $\sigma_{пр.N} < 0$, то:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{кц}|}{R_1}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1}}, \quad (6)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|277,77|}{312,24}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{|277,77|}{312,24}} = 0,249.$$

Прочность нефтепровода в продольном направлении проверяется из условия:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 \cdot R_1, \quad \text{Расчетная часть} \quad (7)$$

$$|-70,05| \leq 0,249 \cdot 312,24 = 77,74.$$

Условие прочности выполняется, соответственно можно приступать к ремонту участка.

5.2. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты

Геометрические параметры муфты рассчитываются на основании параметров дефектов, указанных в технических отчетах по диагностики, и уточненных при ДДК дефектов.

Длина муфты L_m , мм определяется исходя из длины дефекта $L_{деф}$ в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода D_n и должна быть не менее $(L_{деф} + 3,3 D_n)$ для дефектов кольцевого сварного шва, дефектов ориентированных в окружном направлении, продольных трещин и внутренней коррозии (расстояние от края муфты до края дефекта должно быть не менее $1,65 D_n$).

Для ремонта трубопровода диаметром 1020 применяют муфты длиной: 1000 мм; 1500 мм; 2000 мм; 2500 мм; 3000 мм; 3500 мм. При выборе ремонтной муфты, её длина будет округляться в большую сторону исходя из предложенной линейки муфт. В том случае, когда длина требуемой для ремонта муфты превышает 3500 мм, применяется

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

составная муфта, сваренная из нескольких муфт, расположенных встык с друг другом и соединенных кольцевым швом. Длина такой муфты не должна превышать 10,5 м.

Поскольку в технологической части данной работы рассматривается дефект вмятина в сочетании с дефектом гофр с риской, с расслоением, то длина муфты будет рассчитываться по формуле:
 $L_m = L_{\text{деф}} + 3,3D_n = 300 + 3,3 \cdot 1020 = 3666 \text{ мм.}$

Так как ремонтная муфта превышает 3500 мм, необходимо использовать составную муфту сваренную из двух полумуфт. ^{Расчетная часть}

Поэтому длину муфты (3666 мм) округляем в большую сторону и принимаем 4000 мм.

5.3. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

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

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

$$V_g = \pi \cdot (D_n + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^6, \quad (8)$$

где D_n – наружный диаметр

трубопровода, мм;

ΔR – кольцевой зазор между трубой и

муфтой, мм.

Объемы герметика для одной муфты, в зависимости от диаметра трубопровода при номинальном кольцевом зазоре

$\Delta R = 24 \text{ мм.}$

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\Gamma} = 3,14 \cdot (1020 + 24) \cdot 24 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,68 \text{ литра.}$$

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

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

$$V_K = \pi \cdot (D_H + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot (L_M - 50) \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

где L_M – длина ремонтной муфты, мм.

$$V_K = 3,14 \cdot (1020 + 24) \cdot 24 \cdot (4000 - 50) \cdot 10^{-6} = 310,76 \text{ литра.}$$

Таким образом, для заполнения композитным составом
Расчетная часть
 кольцевого зазора муфты П1 длиной 4000 мм понадобится
 4,68 л герметика и 310,76 литра композитной смеси.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В данном разделе проекта рассматривается организация работа по капитальному ремонту нефтепровода по КМТ. Преимущество данного метода заключается в том, что установка композитной муфты в трассовых условиях проводится без остановки трубопровода, что значительно снижает стоимость и трудоёмкость ремонта.

Таким образом необходимо изучить теоретический материал и определить экономическую целесообразность на ремонт дефектов магистрального нефтепровода методом наложения ремонтной конструкции муфты П1..

6.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для данного проекта целевой рынок – газонефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «НК,„Роснефть”», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Лукойл», АО «Нафтатранс» и ПАО АНК «Башнефть». Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и допускаю некоторые риски, имея возможность возместить убытки.

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Розроб.		Ажермачева А.О.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					51	10084
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Таблица 6.1.1 – Карта сегментирования рынка

		Отрасль				
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия			
Размер компании	Крупные					
	Средние					
	Мелкие					
	Лукойл	Роснефть	Сургутнефтегаз	Транснефть	Башнефть	Нафта транс

Как видно из таблицы основными наиболее перспективными сегментами рынка в отраслях газонефтедобычи и транспортировки для формирования спроса являются компании всех размеров.

1.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Ввиду актуальности проблемы экономической эффективности ремонта трубопровода технология с использованием муфт будет востребованной.

Самый часто используемый метод ремонта трубопровода, это вырезка дефектного участка трубопровода и последующая его замена на новый. Этот метод применяется уже долгое время, но для его проведения, требуется остановка перекачки нефти, что впоследствии может приводить к неприемлемым для компании, огромным материально-техническим затратам.

Исходя из вышесказанного, в России и зарубежных странах применяются методы ремонта, которые не требуют остановки перекачки нефти. Благодаря этим методам, снижаются материально-технические затраты, что становится экономически выгоднее, нежели использование методов, с остановкой перекачки.

Для сравнительного анализа альтернативных технологий ремонта магистрального нефтепровода была выбрана оценочная карта. Для оценки конкурентных способов была выбрана шкала от 1 до 5, где:

- 1– наиболее слабая позиция;
- 2– ниже среднего, слабая позиция;
- 3– средняя позиция;
- 4– выше среднего, сильная позиция;
- 5– наиболее сильная позиция.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i B_i, \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В таблице 2 представлен анализ альтернативных технических решений. Технология ремонта методом вырезки «катушки»– Б1, Технология ремонта методом наложения муфты П1 – Б2.

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б ₁	Б ₂	Б ₁	Б ₂
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Удобство в эксплуатации	0,11	3	5	0,33	0,55
Повышение производительности	0,12	3	4	0,36	0,48
Энергоэкономичность	0,12	2	4	0,24	0,48
Потребность в дополнительных исследованиях	0,18	4	2	0,72	0,36
Универсальность технологии	0,08	3	5	0,24	0,4
Специальное оборудование	0,09	3	4	0,27	0,36
Экономические критерии оценки эффективности					
Цена	0,09	3	5	0,18	0,45
Предполагаемый срок эксплуатации	0,14	4	4	0,56	0,56
Конкурентоспособность продукта	0,07	3	3	0,21	0,21
Итого	1	28	36	3,11	3,85

технических решений

Согласно данным, представленным в таблице, можно сделать вывод, что использование технологии ремонта методом наложения муфты П1 является наиболее эффективным и целесообразным при ремонте магистральных нефтепроводов.

Уязвимость другой технологии обусловлена большими затратами на материал и оборудование.

6.1.3. Swot-анализ

SWOT – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT- анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Для того что бы найти сильные и слабые стороны технологии ремонта нефтепровода методом наложения обжимной приварной муфты П1 и технологий-конкурентов проведем SWOT–анализ. (таблица 3)

Таблица 6.1.3.1 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Возможности во внешней среде
С1. Наличие бюджетного финансирования. С2. Способность охватывать различные виды нефтяных отраслей С3. Устойчивое финансовое положение С4. Потребность предприятий в данной технологии С5. Постоянная информационная насыщенность.	В1. Создание партнерских отношений со всеми видами нефтяной отрасли В2. Большой потенциал усовершенствования технологии В3. Сокращение затрат за счет реализации функциональной стратегии В4. Создание новых технологий.
Слабые стороны	Угрозы внешней среды
Сл1. Невозможность предвидеть все риски Сл2. Большой срок проведения исследования Сл3. Для каждого потребителя требуется индивидуальный подход Сл4. Низкая скорость продвижения новых технологий Сл5 Недостаток финансирования на усовершенствование проекта.	У1. Падение спроса при появлении новых конкурентов У2. Невостребованность проекта в связи с истощением ресурсной базой У3. Неточность при составлении комплекта технологической документации. У4. Колебания цен на данное исследование. У5. Снижение цен у конкурентов.

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта. Данное соответствие или несоответствие помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений.

Для этого построим интерактивные матрицы проекта (таблица 6.1.3.2.).

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 6.1.3.2 – Интерактивная матрица проекта сильных сторон и возможностей проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	0
	B2	-	-	0	0	+
	B3	0	0	+	0	-
	B4	0	+	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие, коррелирующие сильные сторон и возможности: B1C1C2C3C4.

Таблица 6.1.3.3 – Интерактивная матрица проекта слабых сторон и возможностей проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	-	-	0	-	-
	B2	+	+	+	+	0
	B3	-	+	+	+	-
	B4	+	+	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие, коррелирующие слабых сторон и возможности: В2Сл1Сл2Сл3Сл4, В3Сл2Сл3Сл4, В4Сл1Сл2Сл3Сл4Сл5.

Таблица 6.1.3.4 – Интерактивная матрица проекта сильных сторон и угроз проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	–	+	+	–	–
	У2	–	+	–	+	–
	У3	+	+	–	–	+
	У4	–	–	+	–	–
	У5	0	–	0	–	–

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие, коррелирующие сильных сторон и угроз: У1С2С3, У2С2С4, У3С1С2С5.

Таблица 6.1.3.5 – Интерактивная матрица проекта слабых сторон и угроз проекта

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	–	–	0	0	0
	У2	–	–	–	0	–
	У3	+	–	+	+	–
	У4	–	–	–	–	0
	У5	–	–	0	–	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие, коррелирующие слабых сторон и угроз: У3Сл1Сл3Сл4.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, описание которой выполнено в таблице 8 (приложение А).

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Определение структуры работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в следующем порядке:

1. определение структуры работ в рамках научного исследования;
2. определение участников каждой работы;
3. установление продолжительности работ;
4. построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения НИ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор темы выпускной квалификационной работы	Руководитель
	2	Составление календарного плана написания выпускной квалификационной работы	Руководитель, бакалавр
Теоретическая подготовка	3	Подбор литературы для написания выпускной квалификационной работы	Руководитель, бакалавр
	4	Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения выпускной квалификационной работы	Бакалавр
	5	Написание теоретической части выпускной квалификационной работы	Бакалавр
Проведение расчетов и их анализ	6	Подведение промежуточных итогов выпускной квалификационной работы	Руководитель, бакалавр
	7	Выполнение практической части выпускной квалификационной работы	Бакалавр
	8	Анализ полученных результатов	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	9	Подведение итогов выпускной квалификационной работы	Руководитель, бакалавр
	10	Согласование и проверка работ научным руководителем	Руководитель, бакалавр

Таким образом, выделили основные этапы работ и их содержание, а также исполнителей, выполняющие данные работы.

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{minі} + 2t_{maxі}}{5}, \quad (2)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{minі}$ – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{maxі}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4)$$

где: T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле :

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (5)$$

где:

$T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

На основе таблицы временных показателей проведения научного исследования был построен календарный план-график проведения НИОКР по теме (Таблица 10, Приложение А). Для удобства месяца в диаграмме были разбиты на декады (10 дней). Далее на основе таблицы был составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (Таблица 6.2.3., Приложение А).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

6.2.4. Бюджет НТИ

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.2.5. Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (6)$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Следующим этапом были рассчитаны материальные затраты результат которых приведен в таблице 6.2.5.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Таблица 6.2.5 – Материальные затраты

1	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы, Зм, руб		
		Исп .1	Исп .2	Исп .3	Исп .1	Исп .2	Исп .3	Исп .1	Исп .2	Исп .3
Бумага	лист	200	100	150	2	2	2	400	200	300
Картридж	шт.	1	1	1	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Интернет	М/бит (пакет)	1	1	1	400	400	400	400	400	400
Праймер	Кг	1	1	1	145	145	145	145	145	145
Карандаш	шт.	1	1	1	10	10	10	10	10	10
Композитный материал	м ³	1	1	1	235153	235153	235153	235153	235153	235153
Муфта сварная композитная П1	Шт.	1	1	1	97402	97402	97402	97402	97402	97402
Шлифовальный круг	Шт.	1	1	1	9017	9017	9017	10370	10370	10370
Электроды ОК53.70	Кг.	1	1	1	802	802	802	802	802	802
Итого								439634	439434	439534

6.2.6. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл.6.2.6.). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Таблица 6.2.6. – Затраты на специально оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы, З _м , руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Персональный компьютер	Шт.	1	1	1	90000	90000	90000	103 500	103 500	103 500
Принтер	Шт.	1	1	1	17000	17000	17000	19550	19550	19550
Сварочный агрегат	Шт.	1	1	1	222660	222600	222600	256059	256059	256059
Машина очистная	Шт.	1	1	1	89000	89000	89000	102350	102350	102350
Шлифовальная машинка	Шт.	1	1	1	40359	40359	40359	46413	46413	46413
Гидравлический домкрат	Шт.	1	1	1	57490	57490	57490	66113	66113	66113
Миксер	Шт.	1	1	1	30400	30400	30400	34960	34960	34960
Итого								628945	628945	628945

6.2.7. Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (7)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{тс}, \quad (9)$$

где $Z_{тс}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент ($k_{пр} = 0,3$, т. е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d - коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{тс}$);

k_p - районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Месячный должностной оклад руководителя темы, руб.:

$$Z_m = 37135 \times (0,3 + 0,2 + 0,3) + 37135 = 66843 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад бакалавра, руб.:

$$Z_m = 3500 \times 0,3 + 3500 = 4550 \text{ руб.}$$

Таблица 6.2.7. – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	37135	30	20	30	66843	8210	9,25	75 943
Студент	3500	0	0	30	4550	614,8	27,5	16900
Итого, $Z_{осн}$:								92843

6.2.8. Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (10)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 6.2.8 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	75 943	11390
Студент	0,15	16900	2535
Итого:			13925

6.2.9. Отчисления во внебюджетные фонды

Таблица 6.2.9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	75 943	11390
Бакалавр	16900	2535
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды		0,2 7
ИТОГО		28,827

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (11)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования).

6.2.10. Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в предыдущих пунктах.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (12)$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл1}} &= (439634 + (45280 + 6792) + (60452 + 9067) + 32829.57) \times 0,16 \\ &= 95049 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл2}} &= (439434 + (45280 + 6792) + (60452 + 9067) + 32829.57) \times 0,16 \\ &= 95017 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл3}} &= [439534 + (45280 + 6792) + (60452 + 9067) + 32829.57] \times 0,16 \\ &= 95033 \text{ руб.} \end{aligned}$$

6.2.11. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект приведено в таблице 6.2.11.

Таблица 6.2.11 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НИИ	439634	439434	439534	Пункт 2.5.
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	92843	92843	92843	Пункт 2.7.
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13925	13925	13925	Пункт 2.8.
4. Отчисления на социальные нужды	28,827	28,827	28,827	Пункт 2.9.
5. Накладные расходы	95049	95017	95033	16% от суммы ст.1-4.
6. Бюджет затрат НИИ	641479,8	641447,8	641463,8	Сумма ст. 1-5

6.2.12. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Определение эффективности происходит на основе сравнения значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки, которые получают в ходе оценки бюджета затрат и сравнительной оценки характеристик двух (и более) вариантов разработок.

Ранее было отмечено, что техническое решение является уникальным в своем роде и других разработок по данной проблеме нет. В связи с чем проведение сравнительной оценки значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки не представляется возможным.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (13)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{641479,8}{641479,8} = 1$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{641447,8}{641479,8} = 0,99$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{641463,8}{641479,8} = 0,99$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (14)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 6.2.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,2	4	4	5
5. Надежность	0,25	5	3	4
6. Материалоемкость	0,15	4	5	3
Итого	1	4,65	3,65	3,9

$$I_{p-\text{исп1}} = 0,1 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,2 \times 4 + 0,25 \times 5 + 0,15 \times$$

4 =

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

= 4,65;

$$I_{p-исп2} = 0,1 \times 3 + 0,15 \times 4 + 0,15 \times 3 + 0,2 \times 4 + 0,25 \times 3 + 0,15 \times 5 = 3,65.$$

$$I_{p-исп3} = 0,1 \times 4 + 0,15 \times 4 + 0,15 \times 3 + 0,2 \times 5 + 0,25 \times 4 + 0,15 \times 3 = 3,90.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,65}{1} = 4,65;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,65}{0,99} = 3,68;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{3,90}{0,99} = 3,94$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}, \quad (15)$$

Таблица 6.2.12.2 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,99	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,65	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,65	3,68	3,94
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,26	0,93	0.84

Вывод по разделу

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентоспособный материал, оценили его сильные и слабые стороны и подвели общий итог по исследуемым материалами. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 16 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 641479,8 руб.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. В районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.

При ремонте нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)

Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.С.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					71	100
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Производственная безопасность

Таблица 7 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Работа с герметиком, композитным составом и растворителем; Изоляционные работы.	1. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень общей вибрации; 4. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	1. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 2. Пожаровзрывоопасность; 3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.	ГОСТ 12.1.010–76 [1]; ГОСТ 12.1.011–78 [2]; ГОСТ 12.1.019–79 [3]; ГОСТ 12.1.003–83 [4]; ГОСТ 12.1.005–88 [5]; ГОСТ 12.1.004–91 [6]; 13. ГОСТ 30494-96 [7];

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К эксплуатации магистрального нефтепровода допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ.

Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией магистрального нефтепровода должны пройти обучение правилам эксплуатации.

После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум.

Нефтепровод при ремонте должен быть обеспечен первичными средствами пожаротушения. Нельзя размещать возле него горючие материалы и посторонние предметы.

Ступени и площадки лестниц должны поддерживаться в чистоте, регулярно очищаться от наледи и снега. При обслуживании МН работать в спец. одежде и спец. обуви согласно требованиям охраны труда. Не допускается розлив нефти на территориях и в помещениях.

Не допускается проведение огневых работ без оформления наряда-допуска и согласования со сдающей стороной.

Не допускается отогрев застывших трубопроводов открытым огнем.

Обнаружив утечку нефти, необходимо принять меры по устранению ее, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Эксплуатация электрооборудования и средств автоматизации должна производиться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», инструкций заводов-изготовителей, комплекса государственных стандартов на

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

взрывозащищенное электрооборудование, устанавливающих требования к эксплуатации.

Порядок выполнения ремонтных работ должен быть определен приказом по организации.

Перед началом работ на территории действующей организации генеральный подрядчик с участием субподрядных организаций обязаны оформить наряд – допуск согласно установленным инструкциям.

При проведении огневых работ при текущих и капитальных ремонтах, выполняемых работниками действующих организаций и работниками сторонних организаций, следует руководствоваться требованиями Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

В своей деятельности ОАО «АК «Транснефть» руководствуется принципами:

- выполнения требований российского законодательства, международных договоров Российской Федерации, стандартов в области охраны труда;

постоянного улучшения и совершенствования деятельности в области охраны труда и условий труда;

- планирования и осуществления деятельности направленной на снижение производственного травматизма и профессиональных заболеваний;

- планирования и осуществления деятельности, направленной на оснащение работников средствами индивидуальной защиты от опасных производственных факторов, соответствующих современному уровню науки и техники в области охраны труда;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

– открытости значимой информации о деятельности в области охраны труда.

Для соблюдения названных принципов ОАО «АК «Транснефть» ставит перед собой следующие цели и задачи:

обеспечение охраны труда и безопасных условий труда

- работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования и осуществлении технологических процессов;
- обеспечение функционирования систем мониторинга и контроля состояния охраны труда и условий труда на рабочих местах;
- обеспечение санитарно-бытового и лечебно-профилактического обслуживания работников, оборудование помещений здравоохранения (здрав-, медпункты) для оказания медицинской помощи и проведения оздоровительных процедур работникам, укомплектование средствами и препаратами для оказания первой медицинской помощи;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией работ по охране труда;
- информирование работников об охране труда и условиях труда на рабочих местах, о существующих рисках повреждения здоровья, о мерах по защите от воздействия вредных и опасных производственных факторов;
- минимизация рисков и предотвращения угрозы возникновения производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников.

7.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

7.2.1.Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего.

Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления по ГОСТ 30494-96 [7].

Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей [18] (таблица 7.1.1.).

Таблица 7.1.1. Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в производственных помещениях в зависимости от степени тяжести выполняемой работы ГОСТ 30494-96 [7].

	Оптимальные параметры микроклимата		Допустимые параметры микроклимата	
	Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период
Легкая работа	21-24°C 40-60% 0,1м/с	22-25°C 40-60% 0,1-0,2м/с	17-26°C До 75% 0,1-0,2м/с	19-30°C До 75% 0,1-0,3м/с
Работа средней тяжести	17-21°C 40-60% 0,2м/с	20-23°C 40-60% 0,3м/с	13-23°C До 75% 0,3-0,4м/с	15-29°C До 75% 0,2-0,5м/с
Тяжелая работа	16-18°C 40-60% 0,3м/с	18-20°C 40-60% 0,4м/с	13-20°C До 75% До 0,5м/с	13-28°C До 75% 0,5-0,6м/с

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Вывод: условия труда по параметрам микроклимата соответствуют допустимым по ГОСТ 30494-96 [7], СанПиН 2.2.4.548-96 [8], и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [5].

7.2.2. Повышенный уровень шума.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных работ.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА[4].

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2.3. Превышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации на организм человека может приводить к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям, а также к значительному снижению комфортности условий труда. Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ [15].

Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц. Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

7.2.4. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, растворитель, герметик и композитный состав.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³[3]. при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию, для паров нефти 2100 мг/ м³ [3].

При работе с композитным составом, герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по [4]; резиновые перчатки по [5]; сапогами по [6]; респиратор РПГ – 67А по [7].

7.2.5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Для электрического освещения строительной площадки и участков используется рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное освещение.

В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2001 [10] работы при наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих [11].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении [11].

При недостаточной освещенности и напряженной зрительной работе происходит повышенная утомляемость, возникновение головных болей и ухудшение зрения.

Передвижные инвентарные осветительные установки должны размещаться на строительной площадке в местах производства работ, и в зоне транспортных путей и др. Строительные машины должны быть оборудованы осветительными установками наружного освещения по СП 52.13330.2016 [13].

Вывод: условия труда световому оформлению соответствуют допустимым по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [3] и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [16].

7.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

7.3.1. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

При строительных и ремонтных работах используется электрооборудование, которое является источником опасности поражения электрическим током.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТ Р 12.1.019-2009 [17].

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

При выполнении сварочно-монтажных работ возможны брызги металла и поражение электрическим током. Возможно поражение электрическим током, ожоги от брызг металла, поражение глаз лучами сварочной дуги, травмы механического характера.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для снижения воздействия данного опасного фактора необходимо предпринимать следующие меры:

- допускать к выполнению работ только после прохождения аттестации при наличии разрешающего удостоверения;
- работы повышенной опасности необходимо выполнять только с оформлением наряда-допуска;
- сварщик обязан носить специальную обувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром;
- выполнять работы необходимо в диэлектрических перчатках на резиновом коврик;
- на рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки.

Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

7.3.2. Пожаровзрывоопасность

Источниками возникновения пожара при сооружении магистрального нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – баллоны с горючими газами, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [14], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал.

Установки пожаротушения - совокупность стационарных технических средств тушения пожара путем выпуска огнетушащего вещества. Установки пожаротушения должны обеспечивать локализацию или ликвидацию пожара по РД-13.220.00-КТН-148-15 [18].

На объектах МН (МНПП) наибольшее применение нашли следующие установки пожаротушения:

- автоматические системы пенного пожаротушения (используются для тушения пожаров в помещениях с технологическим и вспомогательным оборудованием, а также в резервуарах);
- системы подслоного пожаротушения резервуаров
- системы орошения резервуаров;
- автоматические системы газового пожаротушения (используются в ЗРУ и других распределительных устройствах электрохозяйства.

7.3.3. *Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением*

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима;
- конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды;
- неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах;
- ошибки обслуживающего персонала [19].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются на:

Основные требования к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта.

7.4. Экологическая безопасность

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по реконструкции подпорной насосной и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий ремонта, рациональное использование природных ресурсов, их воспроизводство.

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтетранспортных средств и систем. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды.[2]

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В соответствии с ГОСТ 17.1.1.01 – 77 под предельно – допустимым сбросом (ПДС) веществ в водный объект принимается масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени, с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе. $[ПДС = C_{пдс}q]$

Величины ПДС служат основой для реализации контроля за соблюдением установленных режимов сброса и качества вод в водные объекты и являются основными целевыми показателями для разработки планов и программы водоохранных комплексов.

Если фактический сброс меньше расчетного, то в качестве ПДС принимается фактический сброс.

Категория сточных вод: хозяйственно – бытовые и производственные.

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации, исключая вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми заграждениями, затем убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

Загрязнение грунтовой среды происходит с момента возникновения утечки до ее устранения. Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи или сооружают земляные дамбы. Это выполняют наряду с основными работами по ликвидации аварии. В случаях, когда работы по ликвидации аварий выполняются со значительным опозданием, глубина загрязнения в результате инфильтрации нефти существенно возрастает, что вызывает соответственно увеличение объема и стоимости рекультивации.

Рекультивация земель – это комплекс работ, направленный на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, назначения участка грунта и требований нормативной документации РД «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте МН».

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по посеву и уходу за посевами. Сроки технического этапа рекультивации представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Сроки технического этапа рекультивации

Время загрязнения в текущем году	Окончание технического этапа
Зима	Первая весна через осень после загрязнения
Весна	Весна следующего года
Лето	Весна следующего года
Осень	Первая весна через осень после загрязнения

На техническом этапе происходит выветривание нефти, испарение и частичное разрушение легких фракций, фотоокисление нефтяных компонентов на поверхности почвы, восстановление микробиологических сообществ, развитие нефтеокисляющих микроорганизмов, частичное восстановление сообщества почвенных животных.

Биологический этап включает две стадии – пробный посев трав и фитомелиоративный с внесением минеральных удобрений и посевомустойчивых к загрязнению многолетних трав.

Основные мероприятия по снижению воздействия на земельные угодья в период эксплуатации является повышение надежности работы. Для этого рабочим проектом предусмотрено устранение дефектов методом установки муфт типа П₁. При использовании земельных участков, расположенных в охранной зоне магистрального нефтепровода, необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов”.

Тип воздействия на земельные угодья – механическое разрушение поверхности, нарушение рельефа местности и загрязнение поверхности отходами.

Источниками воздействия являются:

- земляные работы;
- установка временных отвалов грунта;
- устройство переездов и проездов;
- передвижение строительной техники;
- устройство бытовых помещений;
- загрязнение территории отходами производства.

Воздействие на территорию, условия землепользования и геологическую среду будет допустимым.

Последствиями негативного воздействия на поверхность земли является изменение рельефа.

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

- рекультивация нарушенных земель;
- проезд строительной техники разрешается только в пределах краткосрочной аренды земель, а также по временным подъездам, постоянным проездам и переездам;
- для сохранения направления естественного поверхностного стока воды предусмотрена планировка полосы отвода после окончания работ;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на ближайших к участкам работ АЗС;
- для исключения загрязнения территории отходами производства предусмотрена своевременная уборка мусора и отходов;
- запрещается использовать неисправные, пожароопасные транспортные и строительно – монтажные средства;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

– строительные материалы, применяемые при ремонтных работах, должны иметь сертификат качества;
запрещено размещение отвалов грунта за границами полосы отвода.

При проведении капитального ремонта в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества от работы строительной техники, при проведении сварочных и изоляционных работ, а также возможна утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производиться анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами. Во время проведения ремонтных работ места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля. В случае повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, необходимо обнаружить источник выбросов и ликвидировать его.

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе направлено на восстановление гарантированной работоспособности трубопровода, и, следовательно, его безаварийной работы.

В процессе эксплуатации магистрального нефтепровода негативное воздействие на окружающую среду не производится.

7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

– по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:

- Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot Q^{0,33} \quad (1)$$

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{СПЛ} = 30 \cdot Q^{0.3} \quad (2)$$

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

Вывод по разделу: в данном разделе проведены анализы возможных вредных и опасных факторов при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатам выпускной квалификационной работы отражают следующие выводы:

- Рассмотрены виды дефектов на МН;
- Изучена технология проведения ремонта с использованием композитной муфты;
- В результате проделанной работы был исследован дефектосодержащий участок действующего магистрального нефтепровода, рассмотрена технология устранения дефекта методом наложения ремонтной конструкции П1.

Также бы проведен расчет толщины стенки трубопровода, проверка его на устойчивость в следствии пришли к выводу, что данный вид дефекта «гофр с расслоением риски» не требует вырезки участка, ремонт следует провести по КМТ.

Провели расчет длины ремонтной конструкции (4000 мм) и необходимое количество герметика(4,68 л) и композитного состава(310,76).

В экономической части произведено сравнение затрат на ремонт с установкой муфта П1 и методом ремонта заменой катушки. Для сравнения были рассчитаны временные, материальные затраты, затраты на оплату труда, страховые взносы и амортизация используемого оборудования. Более эффективным по затратам, целесообразным и менее трудоемким по расчетам стал ремонт с муфтой П1 (бюджетный фонд на исследовательскую работу составил 641479,8 руб.).

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.С.			<i>Заключение</i>	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					91	100
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов
2. РД-23.040.00-КТН-011-11 (с изм. 1 2013) Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов.
3. ОР-75.180.00-КТН-065-09 Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ
4. ОР-19.100.00-КТН-010-10 Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов.
5. РД-23.040.00-КТН-201-17 (с изм. 1 2020) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций.
6. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
7. РД-23.040.01-КТН-108-10 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов»
8. РД-23.040.00-КТН-147-11 «Методика интерпретации дефектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»
9. РД-23.040.00-КТН-140-11 «Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»
10. ОР-03.100.50-КТН-077-10 «Порядок планирования устранения дефектов выборочным ремонтом на магистральных трубопроводах»
11. ОР-19.100.00-КТН-010-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов»

					Организация работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода по композитно-муфтовой технологии			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разроб.		Ажермачева А.С.			<i>Список литературы</i>	<i>Лит..</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Федин Д.В.					92	100
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

12. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.от 27.12.2018).

13. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

14. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1).

15. Руководство по применению композитных материалов. Интра – сервисная компания: [электронный ресурс] – <http://intrabaltic.lt/images/brochures/Intra-Composite.pdf> (дата обращения 22.05.2023). Текст – Электронный.

16. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2 Земляные работы. Выпуск 1 Механизированные и ручные земляные работы: [электронный ресурс] – URL: http://rdt.org.ru/images/documents/03_ENiR_E2.pdf (дата обращения 22.05.2023). Текст – Электронный.

17. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22 Сварочные работы: [электронный ресурс] – URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293728/4293728494.pdf> (дата обращения 22.05.2023). Текст – Электронный.

18. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками)

19. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

20. ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

21. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы на высоте.
22. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов.
23. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Приложение А

Таблица 8 – Итоговая матрица SWOT-анализа

		Сильные стороны	Слабые стороны
		<p>С1. Наличие бюджетного финансирования.</p> <p>С2. Способность охватывать различные виды нефтяных отраслей.</p> <p>С3. Устойчивое финансовое положение.</p> <p>С4. Потребность предприятий в данной технологии</p> <p>С5. Постоянная информационная насыщенность.</p>	<p>Сл1. Невозможность предвидеть все риски.</p> <p>Сл2. Большой срок проведения исследования.</p> <p>Сл3. Для каждого потребителя требуется индивидуальный подход.</p> <p>Сл4. Низкая скорость продвижения новых технологий</p> <p>Сл5 Недостаток финансирования на усовершенствование проекта.</p>
Возможности	<p>В1. Создание партнерских отношений со всеми видами нефтяной отрасли</p> <p>В2. Большой потенциал усовершенствования технологии</p> <p>В3. Сокращение затрат за счет реализации функциональной стратегии</p> <p>В4. Создание новых технологий.</p>	<p>Способность охватывать различные виды отраслей и возможность бюджетного финансирования дают большую возможность создавать партнерские отношения со всеми видами отраслевой промышленности, тем самым сохранять устойчивость финансового положения.</p>	<p>1.Методика нуждается в усовершенствовании, т. к. в ней есть некоторые негативные моменты, такие как невозможность предвидеть все риски, большой срок проведения исследования и низкая скорость продвижения новых технологий в области разработки технологии сварки, при этом для каждого потребителя требуется индивидуальный подход.</p> <p>2.При реализации функциональной стратегии сократятся все негативные моменты, напрямую зависящие от затрат.</p> <p>3. Целесообразность в создании новых технологий сварки состоит в том, чтобы повысить положительные стороны и минимизировать негативные.</p>

Продолжение таблицы 8

<p style="text-align: center;">Угрозы</p>	<p>У1. Падение спроса при появлении новых конкурентов У2. Невостребованность проекта в связи с истощением ресурсной базой У3. Неточность при составлении комплекта технологической документации. У4. Колебания цен на данное исследование. У5. Снижение цен у конкурентов.</p>	<p>1. При появлении новых конкурентов на рынке следует ожидать падение спроса и, как в следствие этого, снижение финансового положения, и, возможно, сосредоточение только на определенных потребителях. 2. При истощении ресурсной базы потребитель будет вынужден прекратить своё производство и отказаться от услуг исследования, что ведет к не востребованности проекта. 3. Несмотря на большие возможности проекта, имеется потенциальная возможность неточности при составлении комплекта технологической документации.</p>	<p>Все вышеперечисленные негативные моменты напрямую связаны с неточностью при составлении комплекта технологической документации, поэтому технология нуждается в усовершенствовании.</p>
--	--	--	---

Таблица 10 – План график исполнения работ

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki} t_{min} , человека дни
	t_{min} , человек а дни	t_{max} , человек а дни	$t_{ож}$, человек а дни			
Выбор темы выпускной квалификационной работы	4	8	5,6	Руководитель	3	4
Составление календарного плана написания выпускной квалификационной работы	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Подбор литературы для написания выпускной квалификационной работы	13	19	15,4	Руководитель, бакалавр	15	23
Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения выпускной квалификационной работы	8	13	10	Бакалавр	10	15
Написание теоретической части выпускной квалификационной работы	10	15	12	Бакалавр	12	18
Подведение промежуточных итогов выпускной квалификационной работы	18	24	20,4	Руководитель, Бакалавр	20	30
Выполнение	6	9	7,2	Бакалавр	4	5

практической части выпускной квалификационной работы						
Анализ полученных результатов	10	15	12	Бакалавр	6	9
Подведение итогов выпускной квалификационной работы				Руководитель Бакалавр		
Согласование и проверка работ с научным руководителем				Руководитель, Бакалавр		

Приложение А

Таблица 11– Календарный план график

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал.дни	Продолжительность работ													
				Февраль		Март			Апрель			Май			Июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Выбор темы выпускной квалификационной работы	Руководитель	2														
2	Составление календарного плана написания выпускной квалификационной работы	Руководитель, бакалавр	1														
3	Подбор литературы для написания выпускной квалификационной работы	Руководитель, бакалавр	7														
4	Изучение, анализ, систематизация информации для выполнения выпускной квалификационной работы	Бакалавр	18														
5	Написание теоретической части выпускной квалификационной работы	Бакалавр	22														
6	Подведение промежуточных итогов выпускной квалификационной работы	Руководитель, Бакалавр	6														
7	Выполнение практической части выпускной квалификационной работы	Бакалавр	18														
8	Анализ полученных результатов	Бакалавр	22														
9	Подведение итогов выпускной квалификационной работы	Руководитель, бакалавр	3														
10	Согласование и проверка работ с научным руководителем	Руководитель, бакалавр	3														

Руководитель

Бакалавр

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технологическая карта расстановки оборудования при герметизации торцов
ремонтной конструкции, заполнение композитным составом.

