

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

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»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа»

УДК 622.692.4053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Мурадова Диана Александровна		06.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына З.В.	к.т.н, доцент		06.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.	-		06.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		06.06.2022

Планируемые результаты обучения

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 общинженерные 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
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Мурадовой Диане Александровне

Тема работы:

«Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 08.02.2022 г. №39-43с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Условный участок ремонта находится на 455 км линейной части магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» в Александровском районе Томской области.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ в условиях болот II и III типа, расчет нефтепровода на прочность и устойчивость против всплывтия, расчет балластирующих конструкций.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Криницина З.В., доцент ОСГН ШБИП</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев М.В., старший преподаватель ООД</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>28.02.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Саруев Алексей Львович</p>	<p>к.т.н, доцент</p>		<p>28.02.2022</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б8А</p>	<p>Мурадова Диана Александровна</p>		<p>28.02.2022</p>

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

Студенту:

Группа 2Б8А	ФИО Мурадовой Диане Александровне
----------------	--------------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ Специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов научного исследования на выполнение работ: материальные затраты НТИ -1407 руб.; затраты на специальное оборудование – 128200 руб.; основная заработная плата – 96939 руб.; дополнительная заработная плата – 13377,2 руб.; отчисления на социальные нужды – 29895,6 руб.; накладные расходы – 43171 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016); Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала и инженерных решений (ИР)	Оценка перспективности и материальных затрат на проведение работ по ремонту нефтепровода методом врезки катушки и ремонтом с применением муфтовой технологии.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование и формирование бюджета в зависимости от сложности ремонта трубопровода

3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Определение затрат на проведение ремонтов
---	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
<p>1. Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок) - Матрица SWOT - Интерактивная матрица проекта - SWOT-анализ. - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей - Временные показатели проведения научного исследования - Календарный план-график проведения НИОКР по теме - Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты - Затраты на оборудование - Баланс рабочего времени - Расчет основной заработной платы - Заработная плата исполнителей НТИ - Отчисления во внебюджетные фонды - Расчет бюджета затрат НТИ - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта - Сравнительная эффективность разработки <p>2. Рисунки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		14.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Мурадова Диана Александровна		14.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8А		Мурадовой Диане Александровне	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение 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»

Тема ВКР:

Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа.</p> <p>Область применения линейная часть магистрального нефтепровода.</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>Специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 26 декабря 2005 г.). 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г. 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03. 5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г. 6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» и т.д. <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаро- и взрывоопасность; 2. Производственные факторы, связанные с

	<p>электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</p> <p>3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);</p>
3. Экологическая безопасность.	<p>Проведение ремонтно-восстановительных работ нефтепровода 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; – изъятием земель.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	<p>Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации, возникновения взрыва и развития пожара:</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Мурадова Диана Александровна		16.02.2022

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

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 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
08.03.2022	<i>Объект и метод исследования</i>	15
24.03.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
29.04.2022	<i>Технология работ</i>	15
05.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
12.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2022	<i>Заключение</i>	5
25.05.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		10.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		10.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 с., 18 рисунок, 24 табл., и 25 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, дефекты нефтепровода, методы ремонта дефектов, врезка и вырезка катушки, напряженно-деформированное состояние нефтепровода.

Объектом исследования является условный участок ремонта, находящийся на 455 км линейной части магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» в Александровском районе Томской области.

Цель работы – анализ технологии проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа.

В процессе работы были тщательно изучены и описаны типы болот, для которых были предложены наиболее предпочтительные варианты ремонта нефтепроводов на заболоченной территории, ограничения по их применению, достоинства и недостатки каждого.

В процессе исследования проводились расчеты определения стенки толщины трубопровода, расчеты проверки на прочность трубопровода, расчеты проверки на пластические деформации. Раскрыта проблематика проведения ремонтно-восстановительных работ магистральных трубопроводов в условиях болот второго и третьего типов, для которых предложены наиболее предпочтительные варианты ремонта трубопроводов в зимний период, использование специализированной техники, предназначенной для работы в заболоченной местности, мероприятия по балластировке трубопроводов. В соответствии со спецификой работ разработаны мероприятия по поддержанию производственной санитарии и защите рабочих от опасных производственных факторов, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду.

В результате исследования выяснилось, что все нефтепроводы, в большей степени подземные, подвержены износу, то есть постепенному коррозионному разрушению металла и изоляционного покрытия под действием окружающей среды. Те или иные разрушения приводят к усиленному коррозионному разрушению уже оголенного участка трубопровода. В большей степени риску подвержены трубопроводы, пролегающие в болотистой местности или обводненных грунтах.

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мурадова Д.А.			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					111	9101
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

болото: Избыточно увлажненный с застойным водным режимом участок земли, на котором происходит накопление органического вещества в виде неразложившихся остатков растительности.

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

вырезка: Метод ремонта, заключающийся в удалении из трубопровода секции или участка секции с дефектом и замене катушкой.

дефект магистрального трубопровода: Геометрическое отклонение параметра трубы, сварных швов, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем.

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

магистральный нефтепровод: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти/нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

сварка: Получение неразъемных соединений посредством установления между

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мурадова Д.А.			<i>Термины и определения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					122	9101
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

соединяемыми частями при их нагревании и (или) пластическом деформировании.

муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, привариваемой на трубопровод по специальной технологии.

линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): Составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
						133
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обозначения и сокращения

НД - нормативный документ;

ТУ - технические условия;

МН - магистральный нефтепровод;

РД - руководящий документ;

СП - свод правил;

МТ - магистральный трубопровод;

МРТ - машина для резки труб;

КПП СОД - камера пуска и приема средств очистки и диагностирования;

ПЗУ - плавающие заборные устройства;

ГВС - газовоздушная смесь;

ГРК - герметизатор резинокордный.

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мурадова Д.А.			<i>Обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					144	9101
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

4.5	Применение герметичных камер.....	43
5	Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»	46
5.1	Характеристика условного объекта	46
5.2	Порядок выполнения работ по вырезке катушек	46
5.2.1	Вырезка катушки с применение машин для резки трубы	47
5.2.2	Вырезка катушки с применение энергии взрыва.....	49
5.3	Герметизация полости труб	49
5.4	Проведение сварочно-монтажных работ.....	50
6	Расчетная часть	52
6.1	Определение толщины стенки нефтепровода.....	52
6.2	Определение переменных параметров (модуль Юнга и коэффициент Пуассона).....	55
6.3	Проверка трубопровода на прочность	56
6.4	Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия	56
6.5	Расчет балластировки трубопровода различными конструкциями.....	60
6.5.1	Балластировка одиночными кольцевыми чугунными утяжелителями	60
6.5.2	Балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа	62
6.5.3	Балластировка бескаркасными полимерконтейнерными грунтозаполненными утяжелителями охватывающего типа	65
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
7.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения....	67
7.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	67
7.1.2	Анализ конкурентных технических решений	68
7.1.3	SWOT-анализ	70
7.2	Планирование научно-исследовательских работ	72
7.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	72

Введение

В настоящее время на территории Российской Федерации эксплуатируется приблизительно 50 тыс. км магистральных нефтепроводов, которые представляют единую систему, обеспечивающую нормальное функционирование нефтяного рынка и транспортировку 99,5% добываемой в России нефти.

Трубопроводный транспорт является важным сектором в нефтегазовой сфере РФ. Он играет главную роль в современной экономике, в связи с тем, что от объема транспортируемой нефти зависит состояние топливно-энергетического комплекса страны.

Однако для долговечности и исправности трубопровода необходимо на регулярной основе, во-первых, поддерживать состояние магистральных нефтепроводов в согласовании с требованиями промышленной безопасности, ввиду того что с течением времени происходит процесс старения, состояние участков трубопровода ухудшается, возникают повреждения в местах дефекта металла, образованные при изготовлении.

Во-вторых, для безопасной эксплуатации нефтепроводов необходимо проводить оценку технического состояния трубопроводов, так как они являются опасными производственными объектами и отказ в работе может привести к необратимым последствиям, включая простой всего магистрального нефтепровода. Решением по обеспечению работы без отказов трубопровода является проведение ремонтных работ.

Трубопроводы линейной части магистральных нефтепроводов практически не имеют резерва, в связи с чем, их отказ может привести к долговременному простоям всего магистрального нефтепровода или системы магистральных нефтепроводов.

К наиболее сложным в аспекте ремонта и эксплуатации трубопроводов относятся участки болот первого, второго и третьего типов.

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мурадова Д.А.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					188	9101
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 258А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Физико-механические свойства торфяных грунтов разнообразны как по глубине, так и от центра к периферии болота. Чтобы принять оптимальные способы ремонтных работ и наметить надежную схему эксплуатации, нужно иметь характеристику болот, которая основывается на физико-механических свойствах торфяных залежей.

Основными показателями характера заболоченности территории Западной Сибири являются:

- заболоченность территории (%) - 12-52;
- частота болот (шт/100 км) - 26-91;
- длина относительно сухих участков (км) - 5-35;
- процент относительно сухих участков (%) - 0-58.

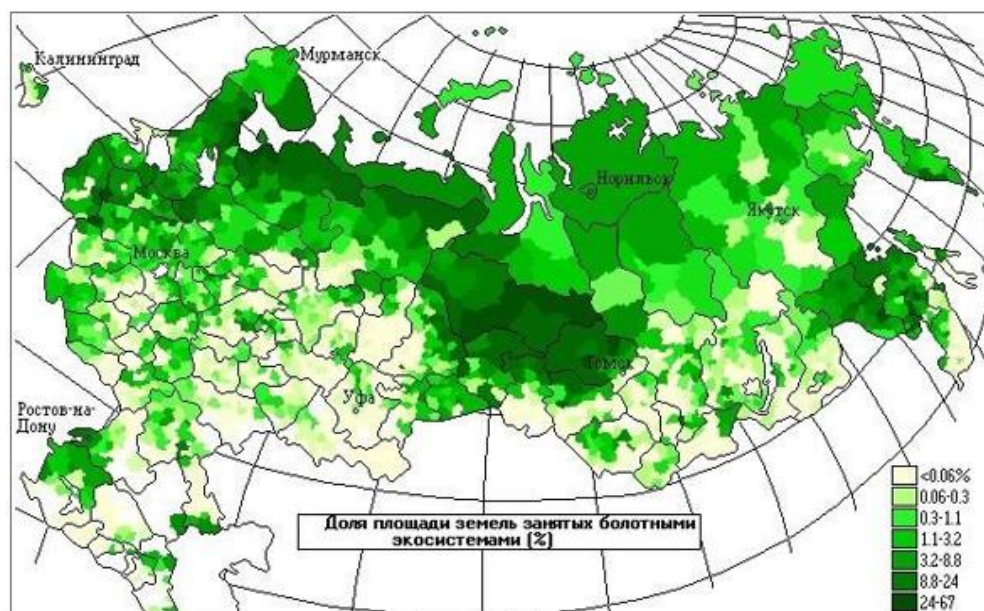


Рисунок 1 – Схема распространения болот в России.

Проанализировав данные, можно сделать вывод, что наличие сухих мест (участков) на территории Западной Сибири очень мало.

При эксплуатации трубопроводов в условиях болотистой местности существуют различные причины, которые выводят его из строя. Внедрение более эффективных способов предотвращения и исправления поломок, помогают за более меньшее время и с наименьшими потерями устранить проблему. Ремонтные работы трубопроводов в условиях болот усложняется из-за слабонесущих

грунтов, обводненности территории, сложности доставки материалов и спецтехники к месту ремонтных работ, а также воздействие сурового климата в данных районах. Данные сложности требуют специального подхода в проведении ремонтных работ для исключения возникновения отказов и непрерывного функционирования на магистральных нефтепроводах в условиях болотистой местности.

Цель работы: анализ технологии проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи:**

- 1) Изучить основные сведения и классификацию болот;
- 2) Рассмотреть особенности проведения ремонтно-восстановительных работ в условиях болотистой местности;
- 3) Проанализировать способы проведения земляных работ, сварочно-монтажных работ, укладки трубопроводов, балластировки и закрепления магистрального нефтепровода;
- 4) Провести проверку трубопровода на прочность, пластические деформации и определить толщину стенки трубопровода.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода.

Предмет исследования: ремонтные работы нефтепровода методом врезки катушки.

Практическая значимость: результаты данной работы могут быть использованы для оценки состояния магистрального трубопровода, а также выбора метода его ремонта и требуемого для этого оборудования.

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Общие сведения и классификация болот

Болотами называют участки земной поверхности, характеризующиеся избыточным увлажнением верхних горизонтов почво-грунтов и горных пород, развитием болотной растительности и образованием торфа. Из этого следует, термин «болота» определяется не только торфяными болотами – торфяниками, но и заболоченными землями, которые не имеют хорошо выраженного слоя торфа. (рисунок 2 а, б) [1]

Болотом (торфяником) принято считать избыточно увлажненный участок земли, покрытой слоем торфа толщиной 0,5 м и более.

Торфом, в свою очередь, называется относительно молодое геологическое образование, сформированное путем отмирания болотной растительности при избыточном количестве влаги и недостаточном количестве поступающего воздуха. (рисунок 2)



а)

б)

Рисунок 2 – Образование болот:

а) заболачивание почвы; б) зарастание водоема.

Физические свойства различны и зависят от структуры твердой фазы, показателя её разложения или дисперсности, в том числе от степени влажности территории. Плотность торфа определяется уровнем влажности поверхности, степенью разложения, зольностью, составом минеральной и органических частей, в естественных условиях плотность залежей достигает 800-1080 кг/м³.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мурадова Д.А.			Общие сведения и классификация болот	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					21	9101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Основным источником торфа является растительная клетчатка, образованная с помощью крахмала, выделяющего из синтезируемого растения. Растения аккумулируют в себе солнечную энергию за счет фотосинтеза. [1]

Болота, в свою очередь, *по условиям происхождения* делятся на низинные болота грунтового питания и верховые болота атмосферного питания.

Низинные болота в большинстве случаев образуются на месте заполненных осадками и заросших озёр. С течением времени, растительность отмирает, опускается на дно, образуя осадок, то есть торф, постепенно заполняющий озерный водоем и способствующий образованию болота. Мощность торфяного слоя составляет от 0,5 до 4 м.

Верховые болота образуются вследствие заболачивания лугов и лесов. Образование их происходит в местах залегания подземных вод. Такие болота чаще встречаются на севере лесной зоны, а также в зоне тундр. Мощность верховых болот составляет от 0,5 до 7 м. (рисунок 3).

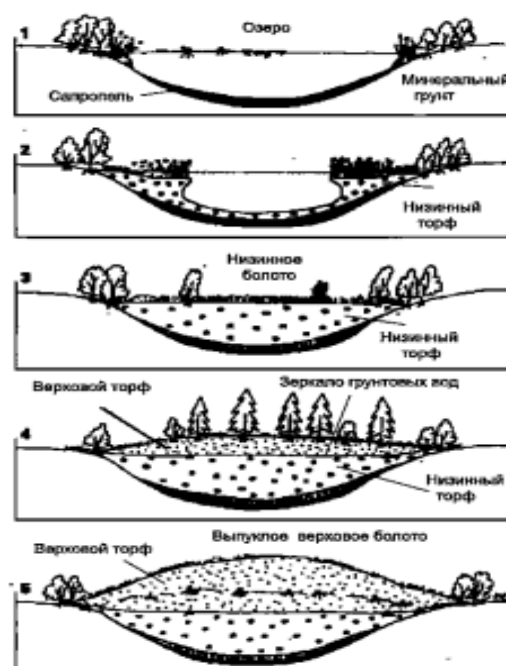


Рисунок 3 - Классификация болот по характеру водно-минерального питания

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [2] торфяные грунты (болота), образующие болота, в зависимости от их *поведения под расчетными нагрузками* делятся на 3 группы по прочности:

					Общие сведения и классификация болот	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Первый тип (I) – болота, полностью заполненные торфом, на которых возможна работа и неоднократное передвижение болотной техники с давлением 0,02-0,03 МПа или работу обычной техники с помощью щитов или других приспособлений, обеспечивающих снижение давления на поверхность залежи до 0,02 МПа.

Второй тип (II) – болота, заполненные торфом, предполагающие работу и перемещение строительной техники только по щитам или другим специальным средствам, способным уменьшить давления на поверхность залежи до 0,01 МПа.

Третий тип (III) – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с повсеместной плавающей торфяной коркой, на которых можно использовать только технику с плавучих средств или специальную технику на понтонах. **По типу микрорельефа** различают следующие типы болот:

- **бугристые** – характерной чертой этого типа болот является наличие торфяных бугров от нескольких десятков сантиметров (мелкобугристые болота) до нескольких метров (крупнобугристые болота);
- **плоские** – залегают в понижениях, имеют более или менее плоскую поверхность и питаются водой, богатой минеральными веществами (низинные и переходные болота);
- **выпуклые** – имеют выпуклую поверхность и питаются атмосферной водой (верховые болота).

По типу макрорельефа различают:

- **долинные** болота, которые чаще всего занимают всю ширину речных долин (низинные болота) и питаются не только атмосферными осадками, но и речными и грунтовыми водами;
- **пойменные** болота, занимающие поймы рек и имеющие проточное водоснабжение (относятся к низинным болотам);
- **склоновые** болота, распространенные в горных местностях, образуются на склонах разной крутизны в местах выхода родников;
- **водораздельные** болота, обычно развитые на широких водных водоразделах (верховые болота).

					Общие сведения и классификация болот	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Характеристика ремонтируемого участка магистрального трубопровода

Ремонтируемый участок нефтепровода относится к магистральному трубопроводу «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм, общей протяженностью в однопутном исполнении 940,7 км (основная нитка диаметром 1220 мм общей протяженностью 822,8 км и резервная нитка диаметром 1020 мм – 117,9 км), проложенный подземно с использованием прямошовных труб отечественного производства (ЧТПЗ, Новомосковский ТЗ, ОАО «ВМЗ»), с изоляцией усиленного и нормального типа (битумная марки МБР-ИЛ-90 и просто битумная).

Нефтепровод проходит по Центральной Сибири через равнинную местность, простираясь с севера, через всю Томскую область до Анжеро-Судженска Кемеровской области (рисунок 4), а это почти 60% обводнённости и заболоченности, так как эти места славятся знаменитыми Васюганскими болотами (рисунок 5), рекой Обь с множеством других рек, притоков, озерков, стариц или болот с торфом различной степени разложения, в основном I и II типа.



Рисунок 4 – Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро – Судженск»

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мурадова Д.А.			Характеристика ремонтируемого участка магистрального трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					24	9101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



Рисунок 5 – Схема расположения Васюганского болота (Л.И. Инишева)

Территория пролегания данного магистрального нефтепровода климат резко континентальный, характеризующийся продолжительной холодной зимой, около семи месяцев с октября по май (средняя температура января - 21°C, минимальная температура местами может опускаться до -55°C), не продолжительной сухой весной с поздними заморозками, теплым, но коротким летом (средняя температура июля 18°C, максимальная температура может достигать 40°C) и осенью с ранними заморозками. Также могут наблюдаться резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток.

Непосредственно ремонтируемый участок находится на 455 км трассы магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск» (резервная нитка) и проходит через весь участок местности болот II типа.

					Характеристика ремонтируемого участка магистраль-	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов

3.1 Оценка технического состояния нефтепровода. Выбор вида ремонта

Поскольку система магистральных нефтепроводов является наиболее экономичным видом транспорта нефти и нефтепродуктов, представляет собой важнейшую часть энергетического комплекса Российской Федерации – топливо, бесперебойное функционирование которого, имеет первостепенное значение для развития экономики страны. Исходя из этого, безопасность нефтепроводной системы первоочередна на всех стадиях её жизненного цикла: при изысканиях и проектных работах, строительстве, надзоре за строительством, эксплуатации и ремонте.

Общая протяженность нефтепроводов Российской Федерации превышает 200 тыс. км, из них 46,8 тыс. км – магистральные нефтепроводы.

За последние десятилетия срок службы магистральных нефтепроводов (от общей протяженности) превысил или приблизился к нормативному сроку (33 года эксплуатации).

Так, если в 1998 году процентное соотношение находящихся в эксплуатации магистральных нефтепроводов с возрастом составляет:

- свыше 33 лет - 30%;
- от 20 до 33 лет – 37%;
- от 10 до 20 лет – 30%;
- до 10 лет - 3%.

То в 2000 году процентное соотношение магистральных нефтепроводов с возрастом составляет уже:

- свыше 33 лет - 40,6%;
- от 20 до 33 лет - 32,4%;

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мурадова Д.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				26	9101
Консульт.					ТПУ гр. 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

- от 10 до 20 лет – 27%;
- до 10 лет – 0%.

Следует отметить, что преобладающая часть магистральных нефтепроводов эксплуатируется в условиях сурового климата, в заболоченных местностях со значительной частотой нагрузок, достигающих 3-4 циклов в сутки на отдельных линейных участках, в грунтах с повышенной скоростью коррозии системы «труба-грунт» и т.д.

Анализ причин аварий (отказов) на линейной части магистральных нефтепроводов обеспечивает своевременное предотвращение выхода трубопровода из строя, а также помогает предотвратить развитие коррозии и образование дефектов. (таблица 1)

Таблица 1 – Анализ причин аварий (отказов) на линейной части магистральных нефтепроводов

№	Наименование причин аварий (отказов)	Аварии		Отказы	
		Кол-во	%	Кол-во	%
1	2	3	4	5	6
1	Продольные стыки	12	30,77	18	20,45
2	Коррозия	1	2,56	7	7,95
3	Механические повреждения	2	5,13	5	5,68
4	Повреждение сторонними Лицами	7	17,95	13	14,77
5	Кольцевые стыки ручные	11	28,21	23	26,14
6	Ошибки персонала	3	7,69	7	7,95
7	Прочие повреждения	3	7,69	15	17,05
	ВСЕГО:	39	100,00	88	100,00

Исходя из данных показателей можем наблюдать, что состояние одних участков может быть достаточно удовлетворительным, других – может быть близко к аварийному (критическому).

Именно поэтому, требуется дифференцированно подходить к учету опасности дефектов, к оценке технического состояния отдельных участков магистральных нефтепроводов для обеспечения их безопасной эксплуатации.

3.2 Виды и способы ремонта нефтепровода

Существует большое количество технологий ремонта магистральных нефтепроводов, которые подразделены на 5 основных методов:

- удаление дефектных участков труб и врезка новых;
- ремонт с помощью наложение заплат, хомутов, прижимных устройств;
- ремонт при полно-охватывающих стальных муфт, устанавливаемых на дефектные участки трубопровода;
- намоточные конструкции (бандажирование) из композиционных материалов;
- ремонт мелких дефектов на наружной поверхности трубы – шлифовка, заварка (наплавка).

Остановка перекачки нефти по трубопроводам необходима только при использовании шлифовки, заварки или установки ремонтных муфт.

Изготовление ремонтных конструкций должно быть произведено строго в заводских условиях, в условиях центральных баз производственного обеспечения или ремонтных участков МН согласно техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в установленном порядке и иметь паспорт.

3.2.1 Шлифовка

Особенность метода шлифовки состоит в снятии слоя металла для последующего восстановления гладкой формы поверхности трубопровода в местах обнаружения дефектов. Снятие слоя металла осуществляется посредством шлифования данного слоя и используется при глубине дефекта до 20% от номинальной толщины стенки трубопровода, поскольку не может быть зашлифован глубже. Кроме того, производя ремонт данным методом значение давления не должно превышать 2,5 МПа. [3]

Метод шлифовки используется для ремонта мелких по площади дефектов, образованных на внешней стенке поверхности трубы, незначительно снижающих материал прочности трубы по РД 153 – 39 – 030 – 98 и РД 39 -110 – 91.

Также шлифование подходит для ремонта участков с небольшими по-

					Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

верхностными дефектами (не более 10% от номинальной толщины, дефектов в виде трещин, при аномалиях сварного шва (таких как поры, выходящие на поверхность или чешуйчатость), а также используется при расслоении с выходом на поверхность и при потере металла (риски и коррозия).

Используя метод шлифовки дефектов сварного шва, а именно в местах, где приварены шунтирующие перемычки или старые контрольно-измерительные колонки, исполнение шлифование стоит производить до единой поверхности с трубопроводом.

Участок, ремонтируемый путем шлифования, должен проходить магнитопорошковый, визуальный контроль или контроль с помощью цветной дефектоскопии. При этом, по окончании работ отшлифованная поверхность должна иметь плавную форму, снизить концентрацию напряжений и проверить остаточную толщину стенки, величина которой должна составлять не менее 80% от номинальной.

При шлифовании дефектов в виде трещин, величина остаточной толщины поверхности должна быть от 5 мм и более.

3.2.2 Заварка дефектов

Заварка дефектов (наплавка металла). Суть данного метода заключается в ремонте толщины стенки трубопровода путем наплавки дефектов сварного шва и при потерях металла.

Заварка используется исключительно в тех случаях, когда величина остаточной толщины стенки будет от 0,5 мм и более, к тому же запрещается проведение заварки дефектов при незаполненном трубопроводе, избыточное давление которого более 0,1 МПа.

Данный метод используется для ремонта дефектов типа «потеря металла» (коррозионные язвы, риски). Риски во вмятинах, где возможны трещины, а также трещины, не ремонтируются заваркой.

Также заварка осуществляется только на нефтепроводе, полностью заполненном нефтью. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе запрещено.

					Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

По окончании данных работ отремонтированные участки подвергаются обязательному визуальному и ультразвуковому контролю.

Из этого следует, что на сегодняшний день наиболее актуальным и перспективным методом ремонта магистральных трубопроводов без остановки перекачки является ремонт с установкой муфт.

3.2.3 Ремонт участков нефтепровода с заменой труб или части трубы («катушки»)

Данный метод ремонта нефтепровода основан на вырезке участка или секции с последующей заменой ремонтируемого участка с дефектом на катушку без дефектов, также не допускается наличие трещин, рисок, вмятин и закатов.

Вырезка дефекта может применяться при выборочном ремонте участков нефтепровода, которые имеют небезопасные недостатки, а именно повреждение геометрии стенки трубы (вмятины, гофры), превышающее возможные границы.

Ремонт с вырезкой места дефекта нефтепровода и последующей заменой на новый осуществляется с остановкой перекачки. Длина вырезаемого дефекта должна составлять не менее 100 мм с обеих сторон. Минимальная протяженность катушки не должна быть меньше диаметра ремонтируемого нефтепровода

Используемая катушка должна иметь паспорт и маркировку. Вместе с этим, использование и установка катушки выполняется исключительно в соответствии с утвержденной технологической картой. Трубы, применяемые для изготовления катушки должны быть сертифицированы и гидравлически испытаны в соответствии с СП 36.13330.2012. [2]

Вырезка дефектов осуществляется согласно нормативной документации, которая должна соответствовать современным нефтепроводам.

Согласно внутритрубной дефектоскопии, ремонт участков нефтепровода с заменой труб, начинается с разработки рабочего плана.

Затем, после выполнения изоляции концов нефтепровода, производят очистку днища ремонтируемого котлована от грунта, пропитанного нефтью, тестируют воздух в самом котловане и на герметизированных концах нефтепрово-

					Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

да. При допустимой концентрации газа приступают к разметке и подготовке концов нефтепровода для последующего монтажа и сварки (обработка кромок шлифмашинки со снятием фаски).

Измерив расстояние между концами ремонтируемого участка нефтепровода, подготавливают «катушку» из трубы, заранее опресованной или трубу в целом (при этом, качество марки ТН или другой трубы не должно быть ниже заменяемой).

На рисунке 6 показан один из вариантов технологической схемы выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки» трубы.

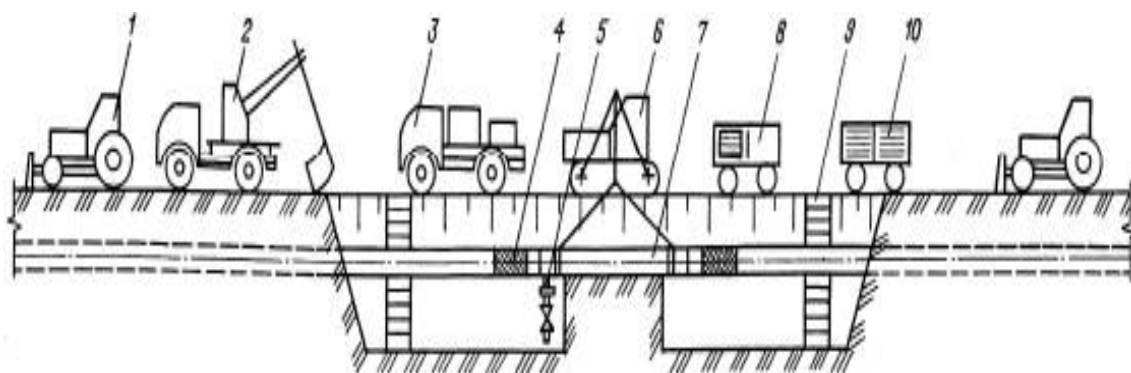


Рисунок 6 - Технологическая схема выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры:

1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – ПНА-2; 4 – глиняные пробки; 5 – задвижка; 6 – кран – трубоукладчик; 7 – катушка; 8 – электростанция; 9 – лестница; 10 – сварочный агрегат

Катушку к трубопроводу присоединяют трубоукладчиком или автокраном, сборка стыка осуществляется с использованием внешних центраторов, укрепление стыкуемых концов обеспечивается применением прихваток равномерно по периметру. Произведя очистку прихваток от шлака, приступают к сварке стыков с нанесением клейма сварщика.

Сварщики, производящие работы по производству, сварке соединений трубопровода обязаны владеть опытом работы на действующих нефтепроводах, иметь высокую квалификацию для обеспечения высокого качества сварных работ при полевой обработке торцов труб и без внутренней подварки стыков при любых диаметрах нефтепровода.

					Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По завершении сварочных работ, трубопровод заполняется нефтью по заданному технологическому режиму перекачки и производятся контрольные осмотры отремонтированного участка трубопровода в течение 6 часов (не менее).

Изоляционное покрытие проходит проверку на адгезию, общую толщину и сплошность.

Если состояние покрытия удовлетворительно, приступают к подсыпке и подбивке размягченного или мягкого грунта под нефтепровод с использованием устройства УПТ – 1 или вручную с последующей присыпкой и засыпкой минеральным грунтом.

Последним этапом проведения ремонтных работ является рекультивация плодородного слоя почвы, планировка и очистка прилегающей территории, восстановление трассовых сооружений, знаков и т.д., в случае их нарушения.

Выполнив все работы, оформляется исполнительный приемо-сдаточный акт на выполненные ремонтно-восстановительные работы (восстановление) участка.

3.2.4 Установка ремонтных муфт

Перед началом проведения работ с использованием данного метода, необходимо удалить все изоляционные покрытия с дефектной поверхности ремонтируемого участка.

Ремонт сварными муфтами может быть осуществлен без остановки перекачки нефти, при этом стоит обеспечить снижение рабочего давления (значение давления должно быть наименьшим).

Данный метод не может быть осуществлен муфтами, имеющие дефекты такие как задиры, вмятины, трещины и другие.

Ремонт трубопроводов с установкой ремонтных муфт может производиться для трубопроводов I-IV категорий из цельнотянутых, прямошовных и спиралешовных труб. [2]

Срок службы ремонтных муфт должен соответствовать сроку службы ремонтируемого трубопровода.

					Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Использование данного метода невозможно, если в результате проверок на стенках ремонтируемого участка присутствуют дефекты. Кроме того, запрещено использование ремонта при подъеме и опускании трубопровода, а также при наличии давления в нем более 2,5 МПа.

Используя данный метод ремонта, устанавливаемая ремонтная муфта должна соответствовать ряду требований. А именно:

- выбор муфты определяется исходя из длины дефектного участка, а также должна перекрывать место дефекта не менее чем на 100 мм от края;
- выбор сварных муфт должен осуществляться согласно требованиям технологии по установке муфт в зависимости от типа;
- длина галтельной муфты с короткой полостью, в которой должен находиться поперечный сварной шов выбранного дефекта, не может превышать 100 мм;
- длина цилиндрической части удлиненной галтельной муфты не должна превышать $1,5 D_n$;
- используемые материалы композитной муфты необходимо испытывать, а также устанавливать согласно композитно-муфтовой технологии. [3]

При использовании ремонтного метода при помощи сварных муфт, обязательно следует произвести контроль радиографическим и визуальным методами, а трубопровод в свою очередь должен пройти ультразвуковой, магнитопорошковый или визуальный контроль.

					Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Порядок проведения ремонтных работ первоочередных дефектов		
№ п/п	В зависимости от расположения трубопровода	В зависимости от значимости Трубопровода
1	Трубопроводы, проходящие через естественные и искусственные водные препятствия	Межрегиональные магистральные нефтепроводы, по которым транспортируется нефть многих грузоотправителей и осуществляются поставки на НПЗ России
2	Трубопроводы, проходящие через железные и автомобильные дороги	Магистральные нефтепроводы экспортного направления
3	Трубопроводы, проходящие вблизи населенных пунктов	Магистральные нефтепроводы, которые задействованы в перспективных проектах развития системы
4	Трубопроводы, подвергающие реки и водоемы, населенные пункты и другие объекты загрязнению в следствии выхода нефти	Магистральные нефтепроводы или участки, не имеющих дублирующего направления
5	Трубопроводы, находящиеся на болотах и других труднодоступных участках	Магистральные нефтепроводы регионального значения от мест добычи и загруженных свыше 70% от проектной производительности

4.1 Земляные работы

Первоочередно необходимо провести подготовительную часть перед тем, как приступать непосредственно к земляным работам. Такие работы включают в себя подготовку заложения котлована, в котором будет осуществляться ремонт, в частности необходимо уточнить и обозначить его глубину и оси прохождения. Кроме того, должен быть точно определен участок проведения вскрытия и его размеры.

По завершении подготовительных работ, следует приступить непосредственно к самим земляным работам. Они состоят из подготовки специальной площадки для проведения ремонтных работ трубопровода, обеспечения проезда для передвижения техники, располагающегося не менее 10 м от нефтепровода. Вместе с этим, земляные работы включают в себя подготовку и обустройство ремонтного котлована, а по окончании проведения ремонтных работ его засып-

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ку и рекультивацию земель.

Так как тематика данного проекта о ремонтных работах в условиях болот, следовательно рассмотрим проведение земляных работ в указанных условиях.

Проведение земляных работ напрямую зависит от глубины торфяного слоя, которая подразделяется:

- на слой до одного метра с подстилающим основанием, имеющим высокую несущую способность;
- на слой более одного метра с подстилающим основанием, имеющим низкую несущую способность.

В первом случае разработка траншеи глубиной 0,15-0,2 м ниже проектной отметки осуществляется после удаления торфа экскаватором или бульдозером, необходимая протяженность для использования которых составляет от 40 до 50 метров.

Во втором случае разработка траншеи осуществляется с применением щиток, специальной техники и сланей. Наряду с этим, разрешается использование одноковшовых экскаваторов, находящихся на сланях, если доставка специальной техники затруднительна. Данный случай разработки рекомендуется осуществлять зимой и при большой протяженности болот.

Используя, при проведении ремонта, экскаватор, расстояние его ковша до образующей ремонтируемого участка должно быть не менее 0,2 м, поскольку существует угроза повреждения трубопровода. Оставшуюся часть разрабатывают вручную, при этом не повреждая трубопровод. [4]

В случаях болот протяженностью не более 500 м со слабой несущей способностью, допускается использование канатно-скреперной установки.

При проведении ремонтных работ на участках с глубоким промерзанием торфа используется буровзрывной метод, разрыхляющий мерзлый грунт, после чего экскаватор приступает к работе. Данный способ является комбинированным.

					<i>Ремонтные работы в условиях работ</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.2.1 Разработка и обустройство ремонтного котлована на болотах II и III типа

Разрабатывая ремонтный котлован в условиях болотистой местности II типа, следует использовать котлован с ремонтной камерой или с устройствами дренажного отвода воды и инвентарными шпунтами, прикрепляющиеся на стенки котлована.

Разрабатывая ремонтный котлован в условиях болотистой местности III типа, следует использовать котлован либо применяя ремонтную камеру, либо устройства дренажного отвода воды и инвентарные шпунты, которые крепятся на стенки котлована в момент отсыпки минеральными грунтами рабочей площадки.

Для препятствия перетекания болотных масс, разработанный котлован следует обваловывать уплотненной глиной. Проведение данных работ должно осуществляться с использованием специальных экскаваторов для болотной местности или обычных, применяя понтоны или мобильные дорожные покрытия.

При осуществлении ремонтных работ в зимний период допустимо использование вымораживания рабочего котлована для понижения в нем уровня воды.

4.2.2 Амбары и резервуары для временного хранения нефти и нефтепродукта

Прежде чем приступить к проведению ремонтных работ, необходимо откачать нефть в амбары и резервуары, которые используются в качестве временного хранилища сырья. Одним из требований, предъявляемых к резервуарам это, полная герметичность, а также их мобильность. Кроме того, возможно использование надземных или заглубленных земляных амбаров (рисунок 7).

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

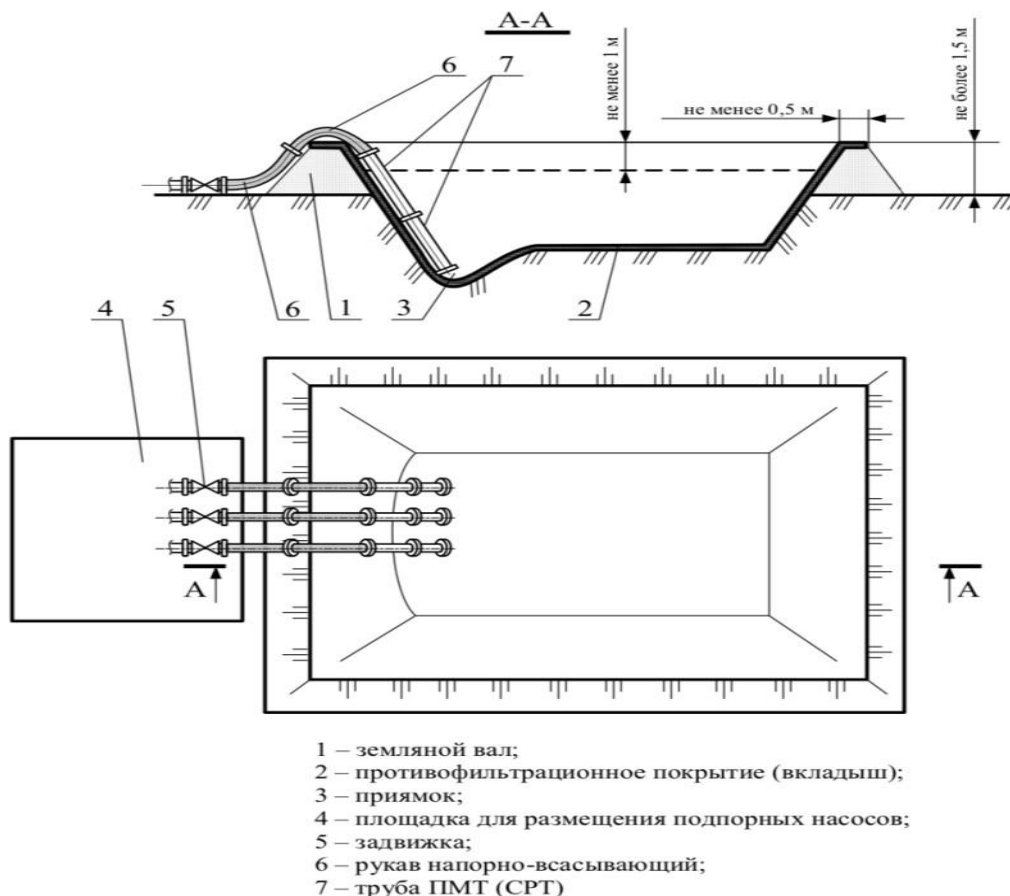


Рисунок 7 – Схема заглубленного амбара

Амбары с данной схемой размещения могут быть использованы только в районах с сухой землей. В отличие от заглубленных амбаров, наземные подходят для районов с высоким уровнем грунтовых вод.

При проведении ремонта в условиях болотистой местности следует разрабатывать амбары на твердом грунте, а именно за пределами самих болот, в свою очередь, необходимо учитывать расстояние до коммуникаций и сооружений. По всему периметру амбары должны быть ограждены сигнальной лентой. На прилегающей к амбарам территории запрещено проведение земляных работ на расстоянии менее 100 м. Расстояние от линий электропередач до амбаров должно быть не меньше 25 м.

Перед тем, как приступить к обустройству амбара или мобильного герметичного резервуара необходимо провести геодезическую разбивку для определения объема амбара и величину уклона дна к месту расположения приемо-раздаточных трубопроводов, которые предназначены для приема и откачки нефти. Но следует учитывать, что объем амбара не может превышать 1000 м³. В случае

необходимости хранения большего объема нефти устанавливается дополнительный амбар, расстояние от до которого не должно быть меньше 100 м.

Вдоль амбара из уплотненного грунта необходимо обустроить земляной вал, при этом, его ширина не должна превышать 0,5 м, высота 1,5 м и крутизна откосов 45°.

Амбары строятся из непроницаемого и нефтестойкого покрытия для осуществления гидроизоляции.

Завершив ремонтные работы, нефть откачивают обратно в нефтепровод. Также проводится очистка самого амбара, противодиффузионное покрытие вынимается из амбара и очищается.

4.2.3 Засыпка трубопровода на болотах

Выполнив все необходимые ремонтные работы, специальной техникой траншея засыпается. Для засыпки используют бульдозеры, которые способны проходить на болотах с условием перемещения. Также засыпка может осуществляться при помощи экскаваторов-драглайнеров, передвигающихся по сляням. Данная техника используется в летний период времени для болот II типа.

В случае, если количества грунта для засыпки недостаточно, дополнительный грунт разрабатывается экскаватором. Стоит учитывать, что резервы следует закладывать на расстоянии не менее трех глубин от оси засыпаемой траншеи.

В случае, если грунт оказался в избытке после засыпки, он помещается в надтраншейный валик.

При проведении засыпки в зимнее время, необходимо использовать бульдозер, имеющий уширенные гусеницы.

Если ремонтные работы проводились в условиях болот III типа, допускается не засыпать трубопровод после укладки его на твердое основание.

4.3 Машины для работы на заболоченных и обводненных участках

4.3.1 Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью

При разработке ремонтного котлована в условиях болотистой местности используются одноковшовые экскаваторы с щитами и бревен под гусеницами, обеспечивающие уменьшение удельного сопротивления на землю за счет уве-

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

личения площади опорной поверхности. Но, стоит учитывать, что применение щитов приводит к уменьшению производительности одноковшовых экскаваторов.

Именно поэтому были разработаны специальные машины, болотные экскаваторы – стандартизованные гидравлические плавучие экскаваторы, имеющие съемные понтоны, стабильные и широкие гусеницы, обладающие огромной площадью контакта с поверхностью. Данные экскаваторы характеризуются низкими давлениями на землю, из чего следует, что они практически не наносят ущерба почве, растительности, а также обеспечивают сохранение устойчивого положения на поверхности болот.

При выполнении ремонтных работ на болотах, озерах или реках широкие гусеницы выступают в качестве лопастей, обеспечивающих движение болотного экскаватора в правильном направлении.

Экскаватор-болотник имеет поворотный ковш с наличием удлиненной стрелы, а также дополнительные двигатели, которые предназначены для проведения работ в воде. Благодаря данным составляющим работы этим экскаватором могут проводиться на глубине до 9 метров. Независимо от того, что башня болотного экскаватора обладает возможностью вращения на 360 градусов, это не препятствует машине сохранять устойчивое положение на одном месте.

Болотный экскаватор имеет ряд индивидуальных и необходимых свойств и особенностей, именно поэтому выполнение земляных работ без него в условиях водно-болотных угодий затруднено.

При выполнении работ на площадках, имеющих низкую пропускную способность, используются одноковшовые экскаваторы МТП-71А, МТП-72, обладающие поворотным участком от экскаватора ЭО-4121, а также специальный гусеничный ход с широкими гусеницами.

Разработка траншей производится в зависимости от несущей способности грунта и объема работ при помощи:

					Ремонтные работы в условиях работ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- в случае II типа болот в зимнее время экскаваторов ЭО-4121, ЭО-4123, экскаваторов на уширенных гусеницах или на обычных гусеницах, используя щиты;
- в случае II и III типа болот в летнее время разработка траншей производится специальными болотными экскаваторами (Э-652БС, ЭО4221, МПТ-72, ТТМ-6901Э, ЕТ-16 и т. д.), либо обычные экскаваторы устанавливаются на понтоны.

4.3.2 Бульдозеры с сильно развитой опорной поверхностью

Существует множество модификаций бульдозеров, имеющих различные конструктивные особенности. Отдельная категория специальной техники – болотный бульдозер, характеризующийся повышенной устойчивостью на сыпучем или влажном заболоченном грунте. Эта устойчивость, как и у экскаватора, обеспечивается за счет увеличения площади опоры гусеницы и вместе с этим максимального снижения веса машины.

В сравнении с стандартным гусеничным трактором, гусеницы которого имеют ширину от 390 до 840 мм, болотный бульдозер обладает шириной гусениц более 920 мм, из чего следует, что ширина колеи у него несколько больше. Распределение давления таким образом, обеспечивает ему хорошую работу в сложных условиях: на болотистых и солончаковых почвах, на торфяниках и илистом дне, в условиях таяния вечных снегов, а также глубоком снегу, в случае которого проезд другой техники невозможен или затруднен.

На данный момент, существует большое количество как отечественных, так и зарубежных моделей данной техники. Из них наиболее часто используемыми моделями бульдозеров российского производства являются ТМ-10.10Б, ДТ-75, Четра.

4.3.3 Канатно-скреперные установки

В болотистых районах, имеющих небольшую протяженность и низкую несущую способность, разработка котлованов осуществляется канатно-скреперными установками.

Одним из примеров данной установки является установка КСУ-1. Данная

					<i>Ремонтные работы в условиях работ</i>	<i>Лист</i>
						441
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

канатно-скреперная установка применима при разработке котлована в условиях болотистой местности и при переходах через водоемы.

Канатно-скреперный агрегат КСУ-1 оснащен трактором, двухбарабанной лебедкой и скреперным ковшом.

Лебедки являются тяговым инструментом для скрепирования котлована и размещается с одной стороны болота, с другой же находится якорь, имеющий два каната – тяговый и холостой. [5]

Разрабатывая котлован, зубья ковша ломают грунт, перемещая его в ковш, который затем переносят в необходимое место.

Преимущество данных установок заключается в простоте использования и относительно низкой себестоимости, а также из-за наличия низкой производительность, могут применяться в условиях болот, протяженность которых не более 500 м со слабой несущей способностью.

4.4 Изоляционные работы

Проводимые изоляционные работы представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Работы по изоляции трубопровода

№ п/п	Подготовительные работы	Последовательность работ по нанесению изоляции
1	Проводятся испытания на прочность и герметичность	Доставляются материалы для изоляции к месту ремонтных работ со склада
2	Проводятся проверки на качество и наличие материалов для изоляции	Насаживается комбайн на плетень нефтепровода с помощью трубоукладчика
3	Осуществляется подготовка машин и механизмов для работ по изоляции трубопровода	Клеевой грунтовкой заполняется комбайн, устанавливаются рулоны на шпули, которые регулируются по диаметру нефтепровода и величине нахлеста
4	Планируется монтажная площадка	Осуществляется изоляция плетни трубопровода и машинная очистка
5	Получается разрешение на проведения работ по изоляции	Проводится проверка качества выполненной изоляции

Изоляционные работы трубопровода могут осуществляться двумя способами: вручную и механически. Слой изоляции должен быть определенной толщины и не должен прерываться. Для задвижек, муфт, тройников и отводов изоляция проводится вручную.

При осуществлении противокоррозионной изоляции используются покрытия на основе битумных изоляционных мастик и полимерных лент. В большинстве случаев изоляционные покрытия используют нормальные, исключением являются особые условия пролегания трубопровода, например, переходы от подземной прокладки к наземной, в этом случае используются усиленные покрытия. Усиливаются они лентой.

Процесс заключается в нанесении на поверхность, очищенную от продуктов коррозии, пыли и грязи, изоляционной ленты и грунтовки. При этом, ремонтируемая поверхность обязательно должна быть сухой. Нанесение ленты допускается при температуре выше -40°C на невысохшую грунтовку.

В случае использования комбайна для проведения изоляционных работ, необходимо использовать конус на торце нефтепровода, обеспечивающий защиту от повреждений кромки. Кроме того, следует обеспечить защиту от смазочного масла из трансмиссии и воды.

При проведении проверки качества выполненных изоляционных работ, обнаруженные дефекты изоляции могут быть исправлены только после освобождения участка от изоляционного покрытия.

Обязательным условием является нанесение защитной обертки, которое должно осуществляться исключительно после проверки изоляционного покрытия на сплошность дефектоскопом.

4.5 Применение герметичных камер

Ремонтные камеры, как правило устанавливаются при проведении ремонтных работ в условиях болотистой местности для обеспечения герметизации области вокруг участка, поскольку на болотах очень часто ремонтный котлован заполняется текущей средой.

Состоит герметичная камера из корпуса с арочными вырезами и устройст-

					<i>Ремонтные работы в условиях работ</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ва, поворачивающее днище с приводом. Монтаж герметичной камеры выполняется в следующей последовательности:

- 1) Погружение герметичной камеры и поддержание в таком положении на нефтепроводе с открытым арочным вырезом;
- 2) Крепление ремонтной камеры разгрузочными устройствами;
- 3) Используя поворотный механизм, осуществление поворота днища камеры на 180° ;
- 4) Закрепление повернутого днища на корпусе;
- 5) Проведение полной герметизации зазоров между нефтепроводом и герметичной камерой.

Сложность данного способа заключается в том, что следует произвести большое количество действий по установке камеры на нефтепроводе. А также в том, что устанавливаемый вместе с днищем камеры корпус, имеет большую массу.

Для решения этой проблемы допускается использовать камеры, представленную на рисунке 8.

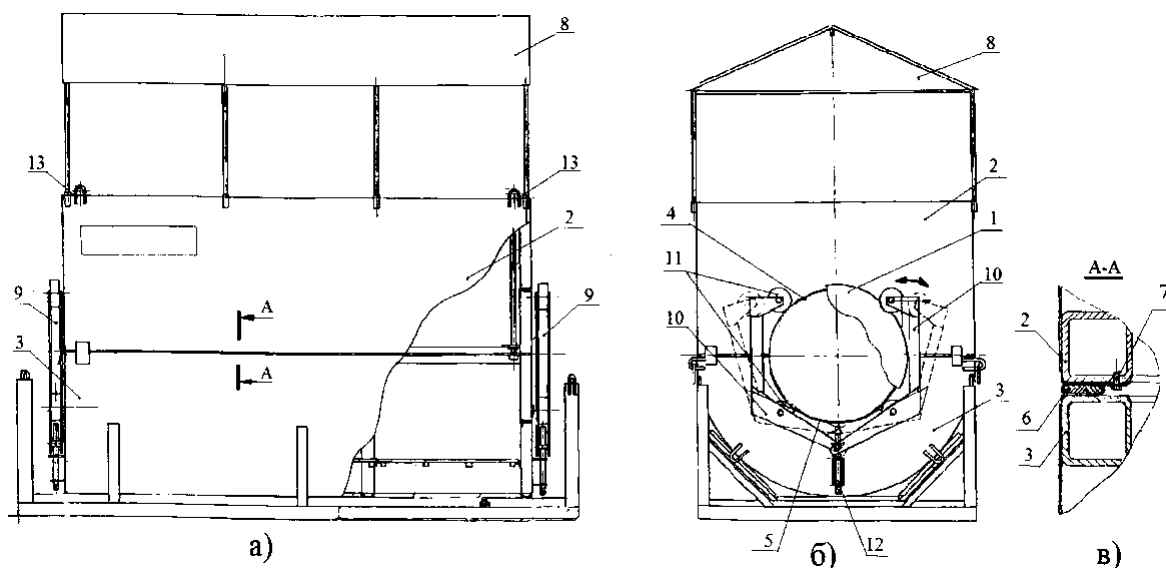


Рисунок 8 – Камера для проведения ремонтных работ: а – вид сбоку; б – вид спереди; в – разрез;

1 – трубопровод; 2 – коробчатый корпус; 3 – полуцилиндрическое полое днище; 4 – арочный вырез; 5 – арочный вырез; 6 – уплотнительные элементы; 7 – болты для закрепления; 8 – съемная крыша для защиты от атмосферных осадков; 9 – захваты для поворота;

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ремонтные работы в условиях работ					

10 – захватные элементы шарнирно соединенные; 11 – ролики; 12 – регулировочный винт; 13 – монтажные петли

Преимущество данной камеры заключается в упрощенной схеме монтажа, поскольку камера имеет полуцилиндрическое днище, состоящее из арочных вырезов под нефтепровод по торцам, а также из механизма поворота. В состав данного механизма входят два днища захвата, установленные по торцам. То есть, днище устанавливается арочным вырезом вниз, проводится центровка и фиксация днища при помощи обхватывания трубопровода захватными элементами, используя при этом вращения воротка на регулировочном болоте. Затем, с помощью роликов производится поворот днища на 180°.

По завершении вышеперечисленных этапов, соединяется корпус с днищем при помощи состыковки арочных вырезов и использованием болтов, образующие герметичное соединение благодаря уплотнительным элементам.

После выполнения монтажа камеры должно образоваться герметизированное пространство, обеспечивающее проведение ремонтных работ без попадания торфяно-водяной смеси.

Коллекторы с приемками обеспечивают возможность полной откачки текучей среды из внутренней полости камеры в условиях болот.

Чтобы доставить камеру к месту ремонта в условиях болот, применяют камеру с незатопляемыми санями.

При использовании герметичной ремонтной камеры глубина залегания трубопровода может достигать 2,2 м.

					<i>Ремонтные работы в условиях работ</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5 Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»

5.1 Характеристика условного объекта

Условным объектом ремонтно-восстановительных является участок магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» на 455км.

Район прокладки нефтепровода характеризуется нахождением в полосе дискомфорта, приравненный к районам Крайнего Севера.

Особенность рельефа данного района заключается в том, что участок нефтепровода пролегает на заболоченной равнине с абсолютными отметками от плюс 80 до плюс 140 м, покрытой смешанным лесом.

Климатические условия местности резко-континентальные, с суровой холодной зимой, где минимальная отметка температуры может достигать -54°C , и с знойным жарким летом, где максимальная значение температуры достигает $+36^{\circ}\text{C}$. Из чего следует, что среднегодовая температура составляет $-1,5^{\circ}\text{C}$.

Максимальное количество осадков образуется в августе. В целом, среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 598 мм.

Уровень снежного покрова достигает высоты 82 сантиметра. Скорость ветра в среднем в месяц – 2,8 м/с - 5,8 м/с, в год – 3,8 м/с. В большинстве случаев направление ветра – южное (21%). Максимальная средняя годовая скорость юго-западных ветров достигает 5,8 м/с. Ремонтно-восстановительные работы осуществляются в неблагоприятный период, длительность которого 7,5 месяцев (с 5 октября по 20 мая).

Установленная глубина замерзания песчаных грунтов равна 2,55 м, для супеси 2,6 м, для суглинистых грунтов 2,1 м.

5.2 Порядок выполнения работ по вырезке катушек

При проведении работ по вырезке катушки используется безогневой метод, или применяется энергия взрыва.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мурадова Д.А.			Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					46	9101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В процессе данных работ строго запрещено попадание нефти на ремонтируемый участок. Станции дренажной и катодной защиты должны быть отключены не менее, чем за 24 часа перед началом ремонта и не менее чем за 10 км от места проведения вырезки катушки. Наряду с этим, в нефтепроводе необходимо обеспечить поддержание постоянного нормального атмосферного давления. [6]

Длина вырезаемой катушки не должна превышать длины ремонтируемого участка более чем на 100 мм с обеих сторон.

Перед началом проведения работ по вырезке катушки необходимо проделать следующие действия:

- освободить нефтепровод от изоляционного покрытия не менее, чем на 50 мм в местах, где резка трубопровода осуществляется с применением энергии взрыва и 600 мм при использовании машин для резки труб (МРТ);

- очистить местность от замазученного грунта и материалов изоляции, удалить с мест резки клей и мастику;

- разместить шунтирующую перемычку на магистральном трубопроводе, разрез которого рассчитывается исходя из наибольшего тока дренажа.

Важно учесть, что при проведении работ по вырезке катушки необходимо контролировать невесомую среду, используя при этом газоанализаторы-сигнализаторы. Проведение данных работ осуществляется с использованием шлангового противогаса при величине присутствующих паров нефти более 300 мг/м³. Чтобы устранить повышенную загазованность применяют приточные взрывозащищенные вентиляторы.

5.2.1 Вырезка катушки с применением машин для резки трубы

Частота вращения режущего инструмента машин для резки трубы, применяемых для вырезки катушки не должна быть больше 60 об/мин и подачей не более 30 об/мин. Исполнение машин должно быть взрывозащищенным, а также иметь гидро- или пневмопривод. [6]

При проведении работ по вырезке катушки одновременно используются две МРТ, которые необходимо установить исключительно до начала работ согласно рисунок 9.

					Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

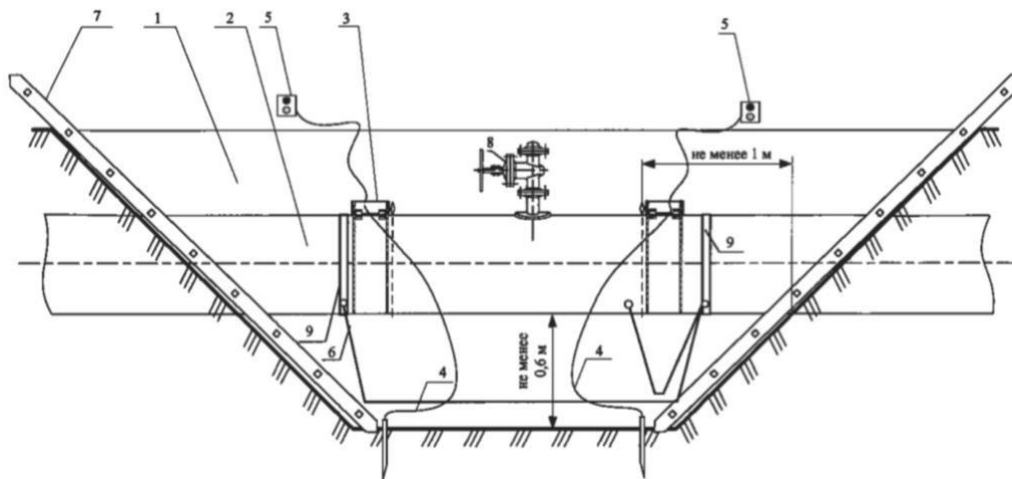


Рисунок 9 – Схема вырезки катушки безогневым способом

1- рабочий котлован; 2 - МТ; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем; 5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница; 8 – вантуз; 9 – гибкая стальная лента (хомут)

Последовательность действий для вырезки катушки с помощью машин для резки труб следующая:

- перед началом работ полностью произвести проверку оборудования на комплектность, исправность и работоспособность;
- провести разметку в местах резки;
- до момента натягивания цепей на вокруг трубопровода, установленную МРТ следует держать при помощи грузоподъемных механизмов, стоит учитывать, что расстояние от котлована до МРТ должно быть не менее 0,6 м;
- осуществить подключение МРТ к электроэнергии и произвести заземление;
- провести контроль силовых кабелей, которые должны быть установлены на инвентарные стойки и должны быть без дефектов и повреждений;
- обеспечить наличие смазочно-охлаждающей жидкости, предназначенной для охлаждения фрезы, в емкостях объемом 50 л;
- произвести работы по вырезке катушки при помощи кругового движения МРТ по периметру трубопровода. [6]

При проведении работ катушку следует поддерживать грузоподъемными механизмами, по завершении работ котлован необходимо освободить от МРТ и катушки (рисунок 10).

					Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

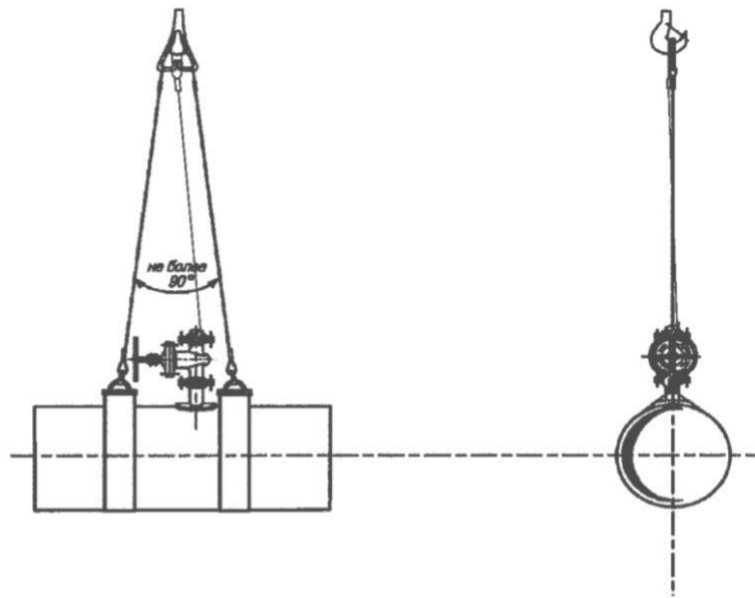


Рисунок 10 – Схема строповки катушки

5.2.2 Вырезка катушки с применением энергии взрыва

Данный способ по вырезки катушки производится с помощью медной трубки, установленной по периметру нефтепровода, которая в свою очередь является зарядом для взрыва, разрезающим трубу. За счет электроимпульса подключение заряда осуществляется дистанционно, который создает направленное действие энергии.

Перед началом проведения работ следует определить границы опасной зоны и установить охранные посты, обесточить электрические установки воздушной прокладки.

Обязательным условием в выполнении работ с применением энергии взрыва является присутствие двух взрывников, наличие пожарных автомобилей и средств пожаротушения.

По завершении работ, также как при использовании машин для резки труб, катушка демонтируется и производится очистка ремонтного котлована.

5.3 Герметизация полости труб

Чтобы обезопасить проведение огневых работ, внутреннюю полость МТ следует перекрыть герметизаторами типа ГРК, при условии, что на участке оборудована КПП СОД.

Если присутствие избыточного давления исключено, в полость трубопровода с торца устанавливаются герметизаторы. Установку производят согласно

					Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рисунку 11.

Расстояние от герметизатора до торца трубопровода не должно быть менее D_n . [6]

Величина расстояния для вывода штуцера до пневмопровода при установке герметизатора ГРК определяется исходя из типоразмера, применяемого ГРК, при этом следует исключить возможность попадания пневмопровода под ребра герметизатора.

Завершив установку герметизатора, его стоит проверить на прочность и герметичность. После окончания сварочных работ, воздух из герметизатора следует спустить через узел контроля давления воздуха.

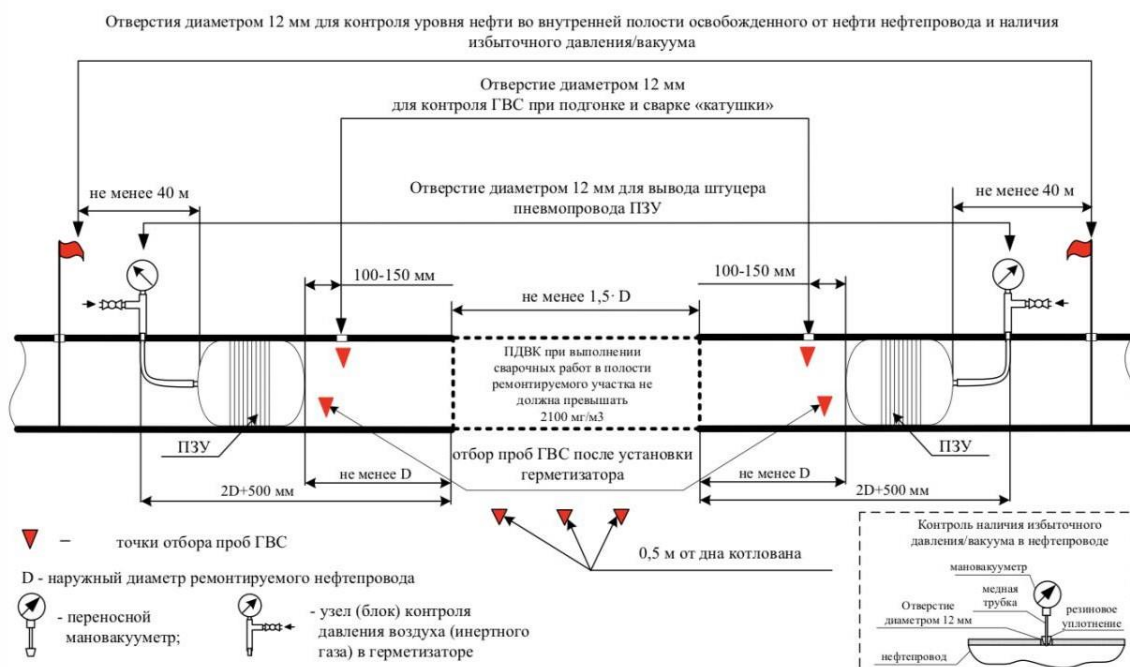


Рисунок 11 – Схема установки герметизаторов ПЗУ и расположения отверстий для отбора проб ГВС, контроля уровня нефти/нефтепродукта во внутренней полости МТ и наличия избыточного давления/вакуум

5.4 Проведение сварочно-монтажных работ

Используемая катушка изготавливается из труб одинакового диаметра, толщиной стенки и класса прочности.

Завершив работы по вырезке катушки, герметизации трубопровода и дегазации рабочего котлована, следует определить соосность участков, в последующем состыкованных. (рисунок 12)

					Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50



Рисунок 12 – Схема замера соосности труб при врезке

В случае несоосности стыков трубопровода, необходимо дополнительно вскрыть участки с помощью экскаватора.

Перед началом сварочных работ необходимо провести размагничивание концов труб в зависимости от величины и направления магнитного поля одним из ниже представленных методом:

- при помощи магнитного поля, которое создается постоянным током;
- при помощи постоянных магнитов;
- при помощи электромагнитов.

Перед началом сварки необходимо провести разметку катушки.

Длина врезаемой катушки должна равняться длине вырезаемой, при этом следует учитывать 2 мм на механическую обработку.

Затем катушка центрируется, подгоняется и производится сборка стыков с дальнейшей их сваркой.

Сварочные работы стыков должны производиться согласно РД-25.160.00-КТН-037-14. [7]

Сварка стыков захлеста не допускается проводить с перерывами.

Завершив сварочные работы стык следует покрыть теплоизолирующим поясом. Затем операционным контролем проводится проверка качества сварных соединений, которые произведены в процессе сборки и сварки. Вместе с этим, производится обмер сварных соединений и контроль сварных швов.

					Ремонтные работы на примере условного объекта методом врезки и вырезки «катушки»	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Расчетная часть

Исходные данные условного участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» на 455 км приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Магистрального нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск» на 455 км

Диаметр	530 мм
Изоляция	Усиленная, пленочная
Рабочее давление на выходе НПС	6,3 Мпа
Марка стали	17ГС; класс прочности К52
Предел прочности	510 МПа
Год ввода в эксплуатацию нефтепровода	1986
Плотность нефти	787,7-841,3 кг/м ³
Максимальная температура продукта	+30
Минимальная температура продукта	+5

Согласно СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы [2]:

1. Определяем толщину стенки нефтепровода;
2. Определяем переменные параметры - модуль Юнга и коэффициент Пуассона;
3. Проводим проверку трубопровода на прочность;
4. Рассчитываем на устойчивость трубопровод против всплытия.

6.1 Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетную толщину стенки трубопровода, мм следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (1)$$

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мурадова Д.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					52	9101
Консульт.						ТПУ гр. 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (равный 1,1 по СП 36.13330.2012 табл. 13);

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} \quad (2)$$

где m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый в зависимости от категории трубопровода и его участка (равный 0,75 по СП 36.13330.2012 табл. 1);

k_1 – коэффициент надежности по материалу (равный 1,47 по СП 36.13330.2012 табл. 9);

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается в зависимости от категории трубопровода (равный 1,00 по СП 36.13330.2012 табл. 11);

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, МПа;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{510 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1} = 260,2 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 530}{2(260,2 + 1,1 \cdot 6,3)} = 6,87 \text{ мм}.$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, с учетом того, что нефтепровод у нас проходит в болотах, берем стенку трубопровода равную 7 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1}, \quad (4)$$

где $\sigma_{\text{пр.}N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, \quad (5)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, равный $1,2 \cdot 10^{-5}$ град;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа, равный $2,06 \cdot 10^5$ МПа;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), равный 0,3;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, мм;

Δt – расчетный температурный перепад, град.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 260,2}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 31,73 \text{ град}; \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 260,2}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 74,04 \text{ град}. \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимается больший перепад температуры.

Величина продольных осевых сжимающих напряжений равняется:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 74,04 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 516}{2 \cdot 7} = -105,51 \text{ Мпа}$$

Отрицательное значение $\sigma_{\text{пр.}N}$, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, будет равен:

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-105,51|}{260,2} \right)^2} - 0,5 \frac{|-105,51|}{260,2} = 0,73.$$

Тогда при наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки равна:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 530}{2(260,2 \cdot 0,73 + 1,1 \cdot 6,3)} = 9,3 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, с учетом того, что нефтепровод у нас проходит в болотах, берем стенку трубопровода равную 10 мм.

6.2 Определение переменных параметров (модуль Юнга и коэффициент Пуассона)

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot \mu_0)\sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \sigma_i}}, \quad (8)$$

где σ_i – интенсивность напряжений;

ε_i – интенсивность деформаций;

μ_0 – коэффициент поперечной деформации в упругой области, равный $\mu_0 = 0,3$;

E_0 – модуль упругости, равный $E_0 = 2,06 \times 10^5$ МПа.

Интенсивность напряжений определяется по формуле:

$$\sigma_i = \sigma_{\text{кц}} \cdot \sqrt{1 - \mu_0 - \mu_0^2} = 176,71 \cdot \sqrt{1 - 0,3 - 0,3^2} = 138,01 \text{ МПа}, \quad (9)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 510}{2 \cdot 10} = 176,71 \text{ МПа.} \quad (10)$$

Интенсивность деформаций определяется по формуле:

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$\varepsilon_i = \frac{\sigma_i}{E_0} - \frac{(1 - 2 \cdot \mu_0) \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0} = \frac{138,01}{2,05 \cdot 10^5} - \frac{(1 - 2 \cdot 0,3) \cdot 138,01}{3 \cdot 2,05 \cdot 10^5} = 58,3 \cdot 10^{-5} \quad (11)$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) равен:

$$E = \frac{\frac{138,01}{58,3 \cdot 10^{-5}}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot 0,3) \cdot 138,01}{3 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 58,3 \cdot 10^{-5}}} = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Мпа}$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона) определяется по формуле:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot \mu_0) \sigma_i}{3 \cdot E \cdot \varepsilon_i}} = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 2,06 \cdot 10^5} \cdot \frac{138,01}{58,3 \cdot 10^{-5}}}{1 + \frac{(1 - 2 \cdot 0,3) 138,01}{3 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 58,3 \cdot 10^{-5}}} = 0,29 \quad (12)$$

6.3 Проверка трубопровода на прочность

Условие прочности нефтепровода:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (13)$$

где ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{176,71}{260,2} \right)^2} - 0,5 \frac{176,71}{260,2} = 0,47 \quad (14)$$

Так как $\psi_2 R_1 = 122,3$ условие прочности выполняется.

6.4 Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия

Устойчивость положения трубопровода против всплытия, прокладываемого на обводненном участке трассы, проверяется по условию:

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{k_{н.в.}} Q_{пас} \quad (15)$$

где $Q_{акт}$ - суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

$Q_{\text{пас}}$ – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая массу — собственный вес), Н;

$k_{\text{н.в.}}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для участков перехода через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 %-ной обеспеченности равным 1,05.

В частном случае при укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки — нормативный вес балластирующих конструкций (пригрузов, без учета коэффициента надежности по нагрузке) в воде, приходящийся на 1м трубы с учетом раскрытия величин $Q_{\text{акт}}$ и $Q_{\text{пас}}$ и перегруппировки членов равняется:

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{Б}}} \left[k_{\text{н.в.}} \cdot (q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + P_{\text{у}}) + \frac{P_{\text{х}}}{f_{\text{у}}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}} \right], \quad (16)$$

где $n_{\text{Б}}$ - коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:

0,9 – для железобетонных грузов типа УБК, УБО, УТК, а также при сплошном бетонировании трубопровода;

1,0 – для чугунных грузов;

$q_{\text{в}}$ – расчетная выталкивающая (Архимедова) сила воды, действующая на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения, Н/м:

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} D_{\text{н.и.}}^2 \gamma_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} \cdot 595,8^2 \cdot 1075 \cdot 9,8067 = 2937,67 \frac{\text{Н}}{\text{м}}, \quad (17)$$

$\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей и наличия взвешенных частиц, $\gamma_{\text{в}} = 1075 \text{ кг/м}^3$;

g – ускорение свободного падения, $g=9,80665 \text{ м/с}^2$;

$D_{\text{н.и.}}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, мм, равный:

$$D_{\text{н.и.}} = D_{\text{н}} + 2(\delta_{\text{из}} + \delta_{\text{ф}}) = 530 + 2(2,921 + 30) = 595,8 \text{ мм}, \quad (18)$$

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$\delta_{из}$ – толщина изоляции равная:

$$\delta_{из} = k_{из}(\delta_{и.п.} + \delta_{об}) = 2,3(0,635 + 0,635) = 2,921 \text{ мм} \quad (19)$$

$\delta_{и.п.} + \delta_{об}$ - толщина изоляционного покрытия (мастичной изоляции или изоляционной ленты) типа Поликен 980-25 равна 0,635мм;

$\delta_{об}$ – толщина оберточного слоя (обертки) типа Поликен 955-25 равна 0,635мм;

$k_{из}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста:

– 1,09 при однослойной схеме изоляционного покрытия «1+1», т.е. один слой изоляционной ленты (пленки) и один слой обертки;

– –2,3 при двухслойной схеме изоляционного покрытия «2+2», т.е. два слоя изоляционной ленты и два слоя обертки.

$\delta_{ф}$ – толщина футеровки равная:

– 20 мм – для трубопроводов $D_H \leq 426$ мм, когда футеровку осуществляют деревянными рейками сечением: толщина×ширина=20×50 мм;

– 30 мм – для трубопроводов $D_H > 426$ мм – рейками сечением: толщина×ширина=30×60 мм или речно-проволочными коврами (матами).

И в том, и в другом случае длина реек должна быть не менее 2 м. Футеровка может быть сплошной, при которой вся поверхность труб по окружности закрывается рейками, и не сплошной, когда рейки по поверхности труб укладываются с промежутками, равными ширине реек. В зависимости от способа укладки трубопровода и условий его эксплуатации футеровку проводят по всей длине или на отдельных его участках. Так при укладке подводного трубопровода (дюкера) протаскиванием по дну траншеи применяют сплошное футерование по всей длине дюкера, а при укладке незабалластированного трубопровода способом свободного погружения футеровку осуществляют на отдельных участках (в местах крепления тросов), где возможно повреждение изоляции;

$q_{изг}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, равная 0 Н/м;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от массы трубы, равная:

$$q_{тр} = q_m + q_{изг} = 1521,18 + 47,11 = 1568,29 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

q_M – нагрузка от собственного веса металла трубы, равная:

$$q_M = n_{с.в.} \gamma_M g (D_H^2 - D_{вн}^2) = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot (530^2 - 510^2) = 1521,18 \frac{Н}{м}$$

$n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса при расчете на устойчивость положения трубопровода против всплытия, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции равный 0,95;

γ_M – плотность металла, из которого изготовлены трубы, для стали равная 7850 кг/м³;

$q_{из}$ – нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов, определяемая в зависимости от схемы изоляционного покрытия («1+1» или «2+2»), равная:

$$\begin{aligned} q_{из} &= n_{с.в.} k_{из} g \pi (D_H + \delta_{из}) (\gamma_{и.п.} \delta_{и.п.} + \gamma_{об} \delta_{об}) \\ &= 0,95 \cdot 2,3 \cdot 9,80665 \cdot \pi \cdot (530 + 2,9251) \cdot 10^{-3} \\ &\quad \cdot (1046 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} + 1028 \cdot 0,636 \cdot 10^{-3}) = 47,11; \end{aligned}$$

$\gamma_{и.п.}$ – плотность изоляционных материалов типа Поликен 980-25 равная 1046 кг/ м³;

$\gamma_{об}$ – плотность изоляционных материалов типа Поликен 955-25 равная 1028 кг/ м³;

P_y и P_x – горизонтальная и вертикальная составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи, которые не учитываются при расчете устойчивости против всплытия трубопровода в условиях болотной местности, так как течения на болотах отсутствует.

Таким образом нормативный вес балластирующих конструкций для железобетонных грузов типа УБК, УБО, УТК, а также при сплошном бетонировании трубопровода будет равен:

$$q_{бал.в.}^H = \frac{1}{0,9} [1,05 \cdot (2937,67 + 0 + 0) + 0 - 1568,29 - 0] = 1684,74 \text{ Н/м}$$

Нормативный вес балластирующих конструкций для чугунных грузов будет равен:

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Так как $q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} > 0$, трубопровод необходимо балластировать (пригружать).

6.5 Расчет балластировки трубопровода различными конструкциями

На пойменных, обводненных и периодически затопляемых участках, на болотах всех типов – одиночные грузы, групповая балластировка или закрепление трубопровода анкерными устройствами.

Для балластировки трубопроводов могут приниматься следующие конструкции утяжеления:

- кольцевые утяжелители (чугунные (УЧК), железобетонные (УТК));
- железобетонные утяжелители охватывающего типа (УБО);
- полимерконтейнерные грунтозаполненные утяжелители охватывающего типа (ПКГУ охватывающего типа) (каркасные и бескаркасные);
- полимерконтейнерные грунтозаполненные утяжелители седловидного типа (ПКГУ седловидного типа).

Выбор способа и средств балластировки трубопровода осуществляется проектной организацией, исходя из конкретных условий строительства (реконструкции или ремонта), материалов инженерных изысканий района прокладки трубопровода, расчётных нагрузок, действующих на утяжелители трубопровода, а также технико-экономического обоснования каждого конкретного способа балластировки трубопровода.

Ниже проведен расчет количества утяжелителей различных конструкций.

6.5.1 Балластировка одиночными кольцевыми чугунными утяжелителями

Утяжелители чугунные кольцевые УЧК предназначены для балластировки трубопроводов диаметром от 108 до 1420 мм на подводных участках.

Утяжелители чугунные кольцевые УЧК состоят из двух охватывающих трубу полуколец, соединяемых между собой посредством шпилек гаек и шайб.

При установке на трубопровод, для предотвращения повреждения изоляционного покрытия трубы, необходимо использовать защитные коврики (УК-СЛ-ЧГ). Климатическое исполнение – УХЛ. На рисунке 13 приведены примеры УЧК.

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 13 – Утяжелители чугунные кольцевые

Для данного трубопровода с учетом его диаметра, выбрана марка УЧК, характеристики которой приведены в таблице 5. [8]

Таблица 5 – Технические характеристики УЧК [8]

Диаметр балластируемого трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры, мм			Масса двух полугрузов (при плотности чугуна 7,0 т/м ³), кг
		Н	L	В	
530	УЧК-530	355	819	500	460±30

На рисунке 14 приведен общий вид полугруза УЧК.

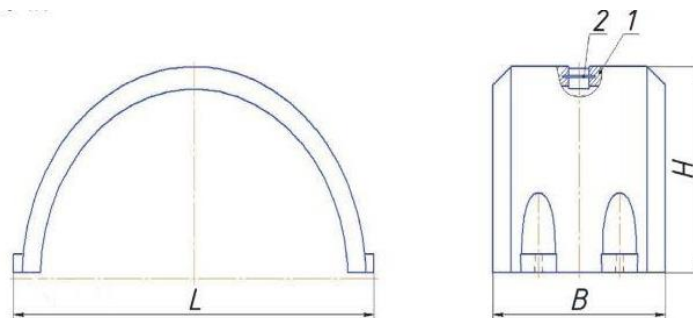


Рисунок 14 – Общий вид полугруза УЧК

1 – полугруз; 2 – грузоподъемный элемент

Шаг одиночного кольцевого чугунного утяжелителя рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{Mg}{q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}}} = \frac{460 \cdot 9,80665}{1516,26} = 2,98 \text{ м}, \quad (20)$$

где M – масса одного УЧК, кг.

Число утяжелителей необходимых для балластировки участка длиной L_y
= 14 км:

$$N = \frac{L_y}{L} = 5. \quad (21)$$

6.5.2 Балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа

Железобетонные утяжелители охватывающего типа предназначены для балластировки трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм включительно. Данные утяжелители состоят из двух железобетонных блоков, расположенных по обеим сторонам трубопровода и соединенных между собой при помощи мягких силовых поясов. Мягкие силовые пояса изготавливаются из технических тканей или тканых лент.

Основными отличиями модификаций УБО являются: расположение элементов крепления мягких соединительных поясов; форма элементов крепления соединительных поясов; заглубление элементов крепления соединительных поясов в тело железобетонных блоков; форма железобетонных блоков.

Для обеспечения устойчивого положения утяжелителей типа УБО на трубопроводе центр тяжести блоков утяжелителей должен быть расположен ниже или на уровне центра сечения трубопровода. Климатическое исполнение – УХЛ.

Общий вид модификаций УБО представлен на рисунках 15 а, б, 16.

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

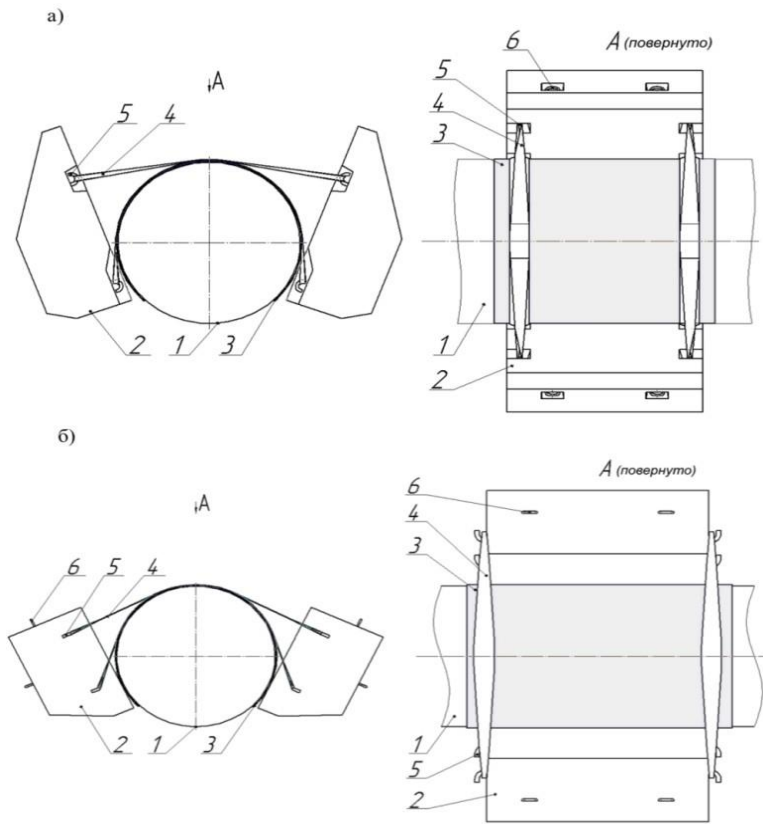


Рисунок 15 а,б – Общий вид модификаций УБО

1 – балластируемый трубопровод; 2 – железобетонный блок; 3 – средство футеровки; 4 – мягкий соединительный пояс; 5 – монтажный крюк; 6 – монтажная петля.



Рисунок 16 – Общий вид УБО

Для данного трубопровода с учетом его диаметра, выбрана марка УБО, характеристики которой приведены в таблице 6 [8].

Марка груза	Диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры, мм			Объем груза, м ³	Масса груза, т
		Н	L	В		
УБО-530	530	700	1000	300	0,36	0,834

Шаг железобетонных утяжелителей охватывающего типа рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{Mg - \gamma_v g V_{\Gamma}}{q_{\text{бал.в.}}^H} = \frac{834 \cdot 9,80665 - 1075 \cdot 9,80665 \cdot 0,36}{1684,74} = 2,6 \text{ м} \quad (22)$$

где M – масса груза, кг;

V_{Γ} – объём груза, м³.

Число утяжелителей необходимых для балластировки участка длиной L_y = 14 км:

$$N = \frac{L_y}{L} = 6.$$

6.5.3 Балластировка бескаркасными полимерконтейнерными грунтозаполненными утяжелителями охватывающего типа

Бескаркасные ПКГУ охватывающего типа предназначены для балластировки трубопроводов диаметром от 57 до 1420 мм включительно.

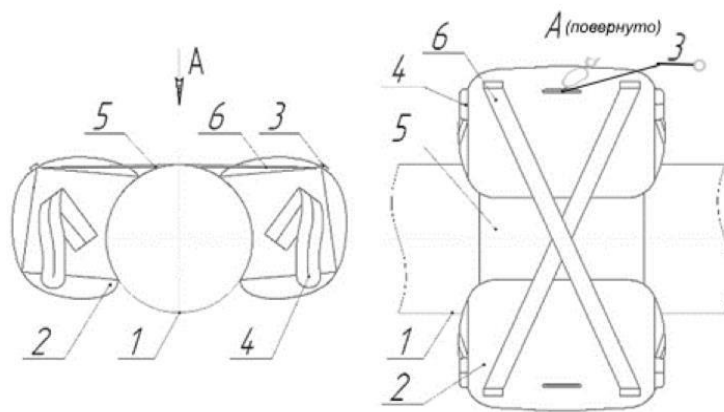
Бескаркасные ПКГУ охватывающего типа представляют собой закрытые емкости, выполненные из геосинтетического материала, имеющие специальные горловины для заполнения грунтом соединенные между собой соединительными поясами, выполненными из технической ткани.

Основным отличием модификаций бескаркасных ПКГУ охватывающего типа является: форма ёмкостей из геосинтетического материала; расположение загрузочных горловин; положение силовых поясов.

Общий вид бескаркасных ПКГУ охватывающего типа представлен на рисунках 17 а, б, 18.

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а)



б)

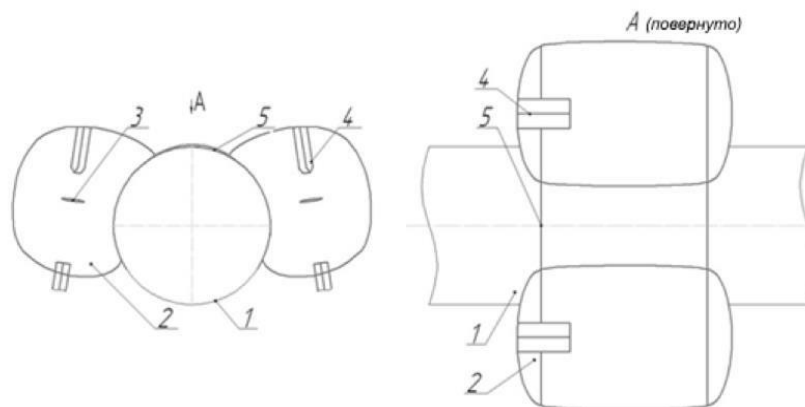


Рисунок 17 а,б – Общий вид модификаций бескаркасных ПКГУ
 1 – балластируемый трубопровод; 2 – емкость утяжеля-
 теля; 3 – горловина для загрузки грунта; 4 – грузоподъемные
 элементы; 5 –
 соединительный пояс; 6 – силовые ленты.



Рисунок 18 – Общий вид бескаркасных ПКГУ

Для данного трубопровода с учетом его диаметра, выбрана марка контейнера, характеристики которой приведены в таблице 7. [8]

Таблица 7 – Технические характеристики ПТБК

Марка контейнера	Диаметр балластируемого трубопровода, мм	Объем емкостей ПТБК, ± 0,1 м ³	Масса заполненного грунтом ПТБК в воздухе, т
ПТБК-500	426-530	1,0	1,40±0,2

Шаг бескаркасных ПКГУ охватывающего типа рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{g \cdot V_{\text{ПКГУ}} \cdot \gamma_{\text{ВЗВ}}}{q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}}} = \frac{9,80665 \cdot 1,0 \cdot 159,6}{1516,26} = 1,3 \text{ м}, \quad (23)$$

где $V_{\text{ПКГУ}}$ – объём грунта в утяжелителе ПКГУ, м³;

$\gamma_{\text{ВЗВ}}$ – удельный вес грунта во взвешенном состоянии, определяемый по формуле, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ВЗВ}} = \frac{\gamma_s - \gamma_b \cdot k_{\text{н.в.}}}{1 + e} = \frac{1400 - 1075 \cdot 1,05}{1 + 0,7} = 159,6, \quad (24)$$

γ_s – удельный вес частиц грунта засыпки;

e – коэффициент пористости грунта, равный для выбранного грунта 0,7.

Число утяжелителей необходимых для балластировки участка длиной L_y = 14 км:

$$N = \frac{L_y}{L} = 11.$$

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок – газонефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «Газпром», 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 допускают некоторые риски, имея возможность возместить убытки. Что же касается отраслей, то не во всех предприятиях применяется данный исследовательский проект, а только в газонефтедобывающих и транспортирующих. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

На рисунке 19 отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Мурадова Д.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					67	9101
Консульт.					ТПУ гр. 2Б8А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Размер	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Лукойл		Сургутнефтегаз		Башнефть		Газпром		Транснефть		Новатэк
--	--------	--	----------------	--	----------	--	---------	--	------------	--	---------

Рисунок 19 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

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

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности

и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 8).

Таблица 8 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б катушка	Б муфта	К катушка	К муфта
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	4	0,75	0,6
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	0,75	0,5
2. Надежность	0,15	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	5	4	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,1	5	3	0,75	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	5	4	1,0	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	3	0,25	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
Итого	1	42	34	4,9	3,7

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K- конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i - балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,9, в то время альтернативная разработка всего 3,7, в результате чего видно, что данная научно-исследовательская является конкурентноспособной и имеет весомое преимущество.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды научно-исследовательского проекта, который помогает составить структурированное описание конкретной ситуации, и на основании этого описания можно сделать выводы. То есть это метод первичной оценки текущей ситуации, основанный на рассмотрении её с четырёх сторон: SWOT-Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 9 - Матрица SWOT

<p>Факторы SWOT</p>	<p>Сильные стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. 	<p>Слабые стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт 	<p>Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p>	<p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов.</p>

<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства 	<p>В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки, а из-за сравнительно низкой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств и другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>
--	--	---

Таблица 10 - SWOT-анализ.

<p>Факторы SWOT</p>	<p>Сильные стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. 	<p>Слабые стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт 	<p>Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. (B2, C3, C5) Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (B1, C1, C2, C4).</p>	<p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов (B1, Сл.1, Сл.2, Сл.3, Сл.4)</p>

<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства 	<p>В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки (У2,С4,С5), а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация(У1,С2,С3).</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (У2,Сл.1,Сл.4,Сл.5). Несвоевременное финансирование научноисследования приведет к невозможности получения сертификации (У1, Сл.3).</p>
--	--	---

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта сильных сторон больше, чем слабых, и, изучая возможные угрозы, выяснилось, что технологии конкурентоспособны.

7.2 Планирование научно-исследовательских работ

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 11).

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по Теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы Теплообмена	Бакалавр
	6	Разработка математической модели процесса	Бакалавр
	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Бакалавр
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Бакалавр
	11	Оформление пояснительной Записки	Бакалавр
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Бакалавр

7.2.2 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. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{мини} + 2t_{макси}}{5},$$

$t_{ожи}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{мини}$ - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{макси}$ - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

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

$t_{ожi}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \frac{\text{чел}}{\text{дн}};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

7.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118 - 27} = 1,7.$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в 2022 году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в 2022 году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в 2022 году.

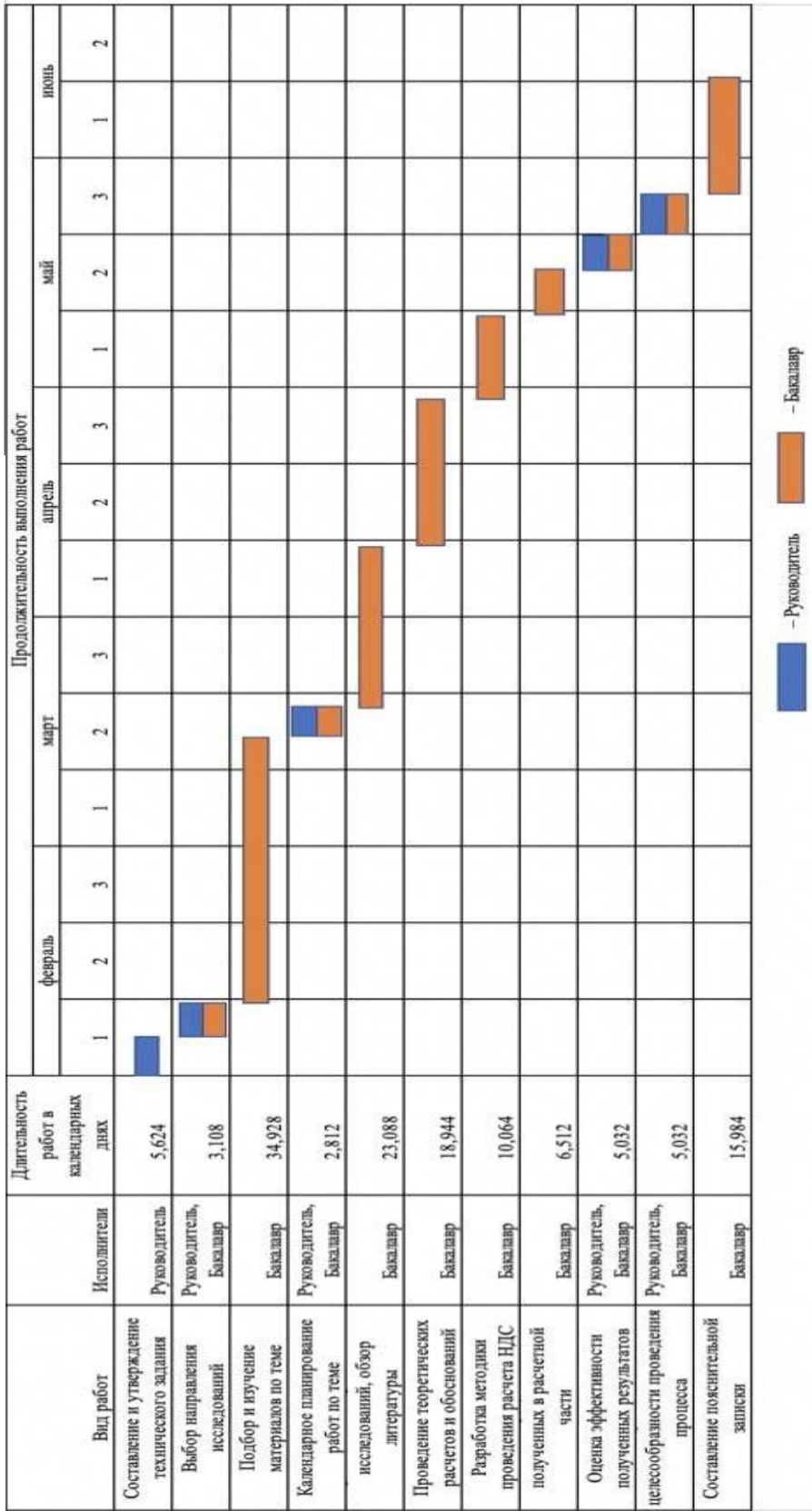
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 12,13).

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители			Длительность работ в рабочих днях $T_{рi}$			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел. - дни			t_{max} , чел. - дни			$t_{ож}$, чел. - дни			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3									
Составление и утверждение технического задания	1	2	3	3	4	5	1,8	2,8	3,8	Руководитель			1,8	2,8	3,8	2,664	4,144	5,624
Выбор направлений исследований	1	2	3	4	5	6	2,2	3,2	4,2	Руководитель, Бакалавр			1,1	1,6	2,1	1,628	2,368	3,108
Подбор и изучение материалов по теме	15	18	22	18	22	26	16,2	19,6	23,6	Бакалавр			16,2	19,6	23,6	23,976	29,008	34,928
Календарное планирование работ по теме	1	2	3	3	4	5	1,8	2,8	3,8	Руководитель, Бакалавр			0,9	1,4	1,9	1,332	2,072	2,812
Проведение теоретических исследований, обзор литературы	10	12	14	14	16	18	11,6	13,6	15,6	Бакалавр			11,6	13,6	15,6	17,168	20,128	23,088
Проведение теоретических расчетов и обоснований	8	10	12	10	12	14	8,8	10,8	12,8	Бакалавр			8,8	10,8	12,8	13,024	15,984	18,944
Разработка методики проведения расчета НДС	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Бакалавр			4,8	5,8	6,8	7,104	8,584	10,064
Оценка результатов, полученных в расчетной части	2	3	4	3	4	5	2,4	3,4	4,4	Бакалавр			2,4	3,4	4,4	3,552	5,032	6,512
Оценка эффективности полученных результатов	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Руководитель, Бакалавр			2,4	2,9	3,4	3,552	4,292	5,032
Определение целесообразности проведения процесса	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Руководитель, Бакалавр			2,4	2,9	3,4	3,552	4,292	5,032
Составление пояснительной записки	8	9	10	10	11	12	8,8	9,8	10,8	Бакалавр			8,8	9,8	10,8	13,024	14,504	15,984
	Итого, дн.															91	110	131

Таблица 13 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме



7.3 Бюджет научно-технического исследования НТИ

7.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включаем транспортно-заготовительные расходы, составляющие 5 % от цены (таблица 14).

Таблица 14 - Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	Пачка	2	450	900
Ручка	шт.	4	50	200
Карандаш	шт.	1	35	35
Тетрадь для Записей	шт.	1	110	110
Мультифора	шт.	5	4	20
Папка	шт.	1	75	75
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				67
Итого:				1407

7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта и программного обеспечения MicrosoftOffice 365 для создания документов. Также необходимо иметь экспериментальные данные от компании, которые могут быть получены двумя способами: 1) взять данные в ходе прохождения преддипломной практики; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 24 месяца и его использовании в течение 6 месяцев составит 56 тысяч рублей.

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

Таблица 15 - Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	Персональный компьютер	2	56	112
2	Мышь	1	0,5	0,5
3	Интернет-модем	1	1,3	1,3
4	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	7,2	14,4
Итого:				128,2

7.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ - основная заработная плата;

$Z_{доп}$ - дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб},$$

где $Z_{осн}$ - основная заработная плата одного работника;

$T_{р}$ - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 7);

$Z_{дн}$ - среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{м} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}},$$

где $Z_{м}$ - месячный должностной оклад работника, руб.;

M - количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	118	118
- праздничные дни	27	27
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	24
- невыходы на работу	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	196	172

$$Z_{\text{дн. (рук.)}} = \frac{37700 \cdot 11,2}{196} = 2154,2 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p$$

где - базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

k_d - коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 17 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , тыс.руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , тыс.руб.	З _{дн.} , тыс.руб.	T _р раб.дн.	З _{осн.} тыс.руб.
Руководитель	37700	1,3	-	1,3	63713	2154,2	45	96939
Бакалавр	-	-	-	1,3	-	-	125	-
Итого:								96939

7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где Z_{доп} – дополнительная заработная плата, руб.;

k_{доп} – коэффициент дополнительной зарплаты;

Z_{осн} – основная заработная плата, руб.

Таблица 18 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Бакалавр
Основная зарплата	96939	-
Дополнительная зарплата	13377,2	-
Итого по статье С _{зп}	110316,2	0

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

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

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс.руб.	Дополнительная заработная плата, тыс.руб.
Руководитель проекта	96939	13377,2
Бакалавр	-	-
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%	
Отчисления, руб.	26270,4	3625,2
Итого	29895,6	

7.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 1.3.1 - 1.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НИТ:

$$Z_{\text{накл}} = (1407 + 128200 + 110316,2 + 0 + 29895,6) \cdot 0,16 = 43171 \text{ рублей.}$$

7.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 13.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	1407	1000	985
2. Специальное оборудование для научных Работ	128200	128200	128200
3. Основная заработная плата	96939	96939	96939
4. Дополнительная заработная плата	13377,2	13377,2	13377,2
5. Отчисления на социальные нужды	29895,6	29895,6	29895,6
6. Накладные расходы	43171	43171	43171
7. Бюджет затрат	312989,8	312582,8	312567,8

7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения повсем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a$$

где I_m^a – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Актуальность рассматриваемой Проблемы	0,15	5	5	4
2. Спрос проекта	0,25	5	4	3
3. Эффективность проекта	0,25	5	4	4
4. Наличие квалифицированного Персонала	0,15	3	3	4
5. Привлечение сторонних Специалистов	0,1	3	3	2
6. Доступность нормативно-правовой базы	0,1	5	5	5
Итого	1	4,5	4	3,65

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 = 4,5;$$

$$I_{p-исп2} = 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 = 4;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 = 3,65.$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя:

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,98} = 4,69$$

$$I_{финр}^{Исп2} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4}{1} = 4$$

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{Исп3}} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,65}{0,8} = 4,56$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{Исп1}}}{I_{\text{Исп2}}}$$

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель Разработки	0,98	1	0,75
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности Разработки	4,5	4	3,65
3	Интегральный показатель эффективности	4,69	4	4,56
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,853	0,972

Вывод: сравнение значений интегральных показателей эффективности показывает, что более эффективным вариантом решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 1.

8. Социальная ответственность

Ремонт на линейной части магистрального нефтепровода необходим для предотвращения аварий и износа трубопровода, так как данный объект находится в условиях болот и подвергается интенсивному воздействию внешних факторов и воздействию перекачиваемой нефти. Ремонт на участке 455 км линейной части магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» в Александровском районе Томской области производится методом врезки и вырезки катушки.

Расположение данного участка трубопровода приравнивается к районам Крайнего севера, где главной чертой климата являются низкие температуры в течение всего года.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по выполнению ремонтно-восстановительных работ трубопровода трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 26 декабря 2005 г.).

2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.

5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» и
Т.Д.

					Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мурадова Д.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					85	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается [9]. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

- уточнение местоположения дефектного участка на трассе нефтепровода и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;
- планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
- выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;
- составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода.

8.2. Производственная безопасность

8.2.1 Анализ потенциально вредных и опасных факторов, которые может создать нефтепровод

Все ремонтные работы линейной части нефтепровода ведутся в полевых условиях, что требует обязательного наличия спецтехники.

При проведении ремонта нефтепровода могут возникнуть опасные и вредные факторы.

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении ремонтно-восстановительных работ участка магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 23 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ участка магистрального нефтепровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
Ремонтно-восстановительные работы на участке магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки	1. Пожаро- и взрывоопасность; 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);	1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	ГОСТ 12.1.007-76 [9] ГОСТ 12.1.003-2014 [10] ГОСТ 12.1.012-90 [11] ГОСТ 12.1.004-91* [12] ГОСТ 12.3.009-76* [13]

8.2.2 Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный уровень шума и вибрации

При работе на специальных машинах при ремонте трубопровода, а также при использовании рабочей техники и приборов происходит воздействие повышенного уровня шума на человека.

Внезапные шумы высокой интенсивности, могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-2014) [10] представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления (в дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука И эквивалентные уровни звука, дБ (А)
	315	355	400	450	500	562	630	710	800	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала Автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	559	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиры) легковых автомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	449	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов, самоходных шасси, строительно-дорожных и других аналогичных машин	1107	995	887	882	778	775	773	771	669	80

При воздействии шума в границах 80-85 дБА работодателю необходимо минимизировать возможные негативные последствия с помощью подбора рабочего оборудования, обладающего меньшими шумовыми характеристиками, использования всех необходимых технических средств (защитные экраны, кожухи, звукопоглощающие покрытия, изоляция, амортизация). Также необходимо ограничить продолжительность и интенсивность воздействия до уровней приемлемого риска.

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

Климат 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), а также оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Наилучшие условия – когда выделение теплоты человеком равняется ее отводу от человека, т. е. при наличии теплового баланса. Такие условия называются комфортными,

а параметры микроклимата оптимальными.

Климат данного района Томской области континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Правильно спроектированное и выполненное производственное освещение улучшает условия зрительной работы, снижает утомляемость, способствует повышению производительности труда, благотворно влияет на производственную среду, оказывая положительное психологическое воздействие на работающего, повышает безопасность труда и снижает травматизм.

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям, поэтому столь важен правильный расчет освещенности.

Существует три вида освещения - естественное, искусственное и совмещенное (естественное и искусственное вместе).

Естественное освещение - освещение помещений дневным светом, проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях помещений. Естественное освещение характеризуется тем, что меняется в широких пределах в зависимости от времени дня, времени года, характера области и ряда других факторов.

Искусственное освещение - применяется при работе в темное время суток и днем, когда не удастся обеспечить нормированные значения коэффициента естественного освещения (пасмурная погода, короткий световой день).

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

Освещение, при котором недостаточное по нормам естественное освещение дополняется искусственным, называется совмещенным освещением.

Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное, охранное. Рабочее освещение, в свою очередь, может быть общим или комбинированным. Общее - освещение, при котором светильники размещаются в верхней зоне помещения равномерно или применительно к расположению оборудования. Комбинированное - освещение, при котором к общему добавляется местное освещение.

В помещениях вычислительных центров необходимо применить систему комбинированного освещения.

При выполнении работ категории высокой зрительной точности (наименьший размер объекта различения 0,3...0,5мм) величина коэффициента естественного освещения (КЕО) должна быть не ниже 1,5%, а при зрительной работе средней точности (наименьший размер объекта различения 0,5...1,0 мм) КЕО должен быть не ниже 1,0%. В качестве источников искусственного освещения обычно используются люминесцентные лампы типа ЛБ или ДРЛ, которые попарно объединяются в светильники, которые должны располагаться над рабочими поверхностями равномерно.

Кроме того, все поле зрения должно быть освещено достаточно равномерно – это основное гигиеническое требование. Иными словами, степень освещения помещения и яркость экрана компьютера должны быть примерно одинаковыми, т.к. яркий свет в районе периферийного зрения значительно увеличивает напряженность глаз и, как следствие, приводит к их быстрой утомляемости.

8.2.3 Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель человека.

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

Пожаро- и взрывоопасность

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ. Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, что чревато возникновением взрыва. Организационные и технические меры по обеспечению пожарной безопасности при производстве работ.

1) Работы при замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" ВППБ 01-05-99, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ01-03.

2) В соответствии с Положением о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных нефтепроводов ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера ЛПДС.

3) Все работники, занятые на ремонтных работах на линейной части магистральных нефтепроводов, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

4) Непосредственные исполнители огневых работ (электросварщик, газосварщик, газорезчик) должны иметь квалификационное удостоверение на право выполнения этих работ.

5) Проведение огневых работ при замене дефектного участка осуществляется согласно настоящего ППР, по нарядам-допускам, оформленных в соответствии с Регламентом.

6) На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ.

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

7) Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует располагать по отношению к земляным амбарам и ремонтному котловану с наветренной стороны на расстоянии, не ближе 100 м.

8) Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении.

9) Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлить. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 250м.

10) При проведении работ по замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должно быть обеспечено круглосуточное дежурство пожарного расчета на автоцистерне.

11) На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения: - кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 – 2штуки; - огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100, ОУ-80 – 2шт.; - лопаты, топоры, ломы.

12) Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ.

13) Герметизирующие устройства в нефтепроводе должны обеспечивать надежную герметизацию ремонтируемого участка.

14) Перед началом огневых работ необходимо замерить концентрацию паров нефти в воздухе рабочей зоны для определения возможности ведения работ.

15) Отбор и анализ проб воздушной среды осуществляют лица, прошедшие специальную подготовку, сдавшие аттестационный экзамен в присутствии представителя Госгортехнадзора России и получившие допуск на проведение данного вида работ.

16) Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

17) Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед

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

началом работ.

18) При проведении огневых работ по замене «катушки» дополнительно необходимо контролировать воздушную среду по периметру герметизирующего устройства до тех пор, пока участок трубопровода не будет «закрыт» «катушкой».

19) При наличии вблизи ремонтного котлована амбара с нефтью, необходимо проводить замеры концентраций паров нефти по границам земляного амбара- с подветренной стороны, а также в самом котловане через 30мин.

20) Контроль воздушной среды в колодце вантузов проводится не ранее чем через 15 мин после открытия крышки и проветривания.

21) При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

22) Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля воздушной среды.

23) Контроль воздушной среды в траншеях (котлованах) проводится только после очистки траншеи и поверхности трубопровода от остатков нефти и горючих материалов.

24) Точки контроля воздушной среды в траншее должны находиться не выше 0,5 м от дна и как можно ближе к возможным источникам выделения паров и газов или мест их скопления.

25) Результаты анализа газовоздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды»

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар - это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм чело-

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

века оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер: установка оградительных устройств; изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м; защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ [14]).

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении передвижное электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные). При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» [17] и инструкциями заводов-изготовителей, учитывая, что работы проходят в осложненных условиях, а именно, в болотистой местности.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода изготовителя.

Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны незамедлительно покинуть ее, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против дальнейшего обрушения грунта [16].

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

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[13], СНиП III-4-80.[15] Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

8.3 Экологическая безопасность

Воздействие на литосферу

При возникновении аварийной ситуации на магистральном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства и т.д.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при проведении ремонтно-восстановительных работ нефтепроводов является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а также его строгое соблюдение.

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются:

- исправление ландшафта, изменённого во время работ;
- создание мелиоративных и гидротехнических сооружений;
- обработка почвы, путем внесения удобрений.

Воздействие на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы является нефть, которая при повреждении нефтепровода выделяется и в значительной степени разлагается, и испаряется на поверхности почвы. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. Загрязнение приземного слоя атмосферы оказывает существенное отрицательное влияние на человека и растительность вследствие об-

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

общетоксического действия перечисленных ингредиентов.

Растительный покров в районах Крайнего Севера находится в крайне неблагоприятных климатических условиях, поэтому загрязнение воздуха, может привести к угнетению растительного покрова.

Способом борьбы с воздействием на атмосферу является снижение температуры нефти и нефтепродуктов, улучшение герметизации емкостей, установки улавливающие пары углеводородов.

Воздействие на гидросферу

В процессе ремонта нефтепровода, появляется большое количество отходов производства. Утилизации таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса.

Для того, чтобы воздействие при ремонте нефтепровода было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горюче – смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов ремонтных работ должен быть санкционированным и своевременным.

Природоохранные мероприятия

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе необходимо выполнение следующих мероприятий: использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники; строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне; озеленение водоохраных зон; соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Таблица 25 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидро- геологических работах.

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

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы производственными отходами мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.
Лес и лесные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса. 2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.
Болота и водные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнение мусором. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.
Животный мир	<ol style="list-style-type: none"> 1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В местах ремонтных работ трубопровода могут возникнуть чрезвычайные ситуации такие как лесные пожары, наводнения, а также причины техногенного характера (аварии).

Одним из наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций является взрыв на рабочем месте в газоопасных местах, причиной которого могут послужить ошибочные действия работников, отказ приборов контроля, отказ и износ электрооборудования, факторы внешнего воздействия (природного характера).

Для предотвращения данной чрезвычайной ситуации необходимо усиление контроля за состоянием объекта, проведения инструктажа и учебно-тренировочных мероприятий, оснащение территории датчиками загазованности.

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

Действия персонала при ЧС:

- немедленно сообщить руководителю;
- принять меры по оповещению об опасности рядом работающих людей;
- провести действия в соответствии с планом ликвидации аварии;
- сообщить в местное управление ГО и ЧС;
- при угрозе жизни покинуть место ЧС.

Выводы

Таким образом, в ходе исследования вопросов по данному разделу, была показана теоретическая и практическая значимость ремонтно-восстановительных работ магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки в условиях болотистой местности в сфере производственной и экологической безопасности, а также разработаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, применяемые на объектах нефтегазового комплекса.

Социальная ответственность имеет особую важность во всех типах работ, проводимых на магистральном трубопроводе. Это связано с тем, что эксплуатация трубопровода отличается повышенным уровнем аварийности и травматизма, а также экологической нагрузкой на окружающую среду. Поэтому задачей социальной ответственности служит снижение негативного воздействия вредных и опасных производственных факторов на человека, обеспечение охраны труда и экологии, для чего и был проведен анализ условий производственной деятельности и изучены методы защиты воздействий на экологию.

Соблюдение условий помогут на производстве минимально негативно воздействовать на человека и окружающую среду.

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

Заключение

Проведение ремонтно-восстановительных работ в условиях болот II и III типа характеризуется сложными технологическими процессами, при использовании специализированной техники. Болота первого, второго и третьего типов известны своей обводненностью и крайне неблагоприятными условиями для любых видов ремонтно – монтажных работ.

В данной выпускной квалификационной работе был рассмотрен порядок проведения работ по выполнению вырезки и врезки катушки, который указывает на то, что проведение ремонтных работ включает в себя сочетание стандартных методов и приемов, которые используются на всей протяженности нефтепровода. Однако стоит учитывать особенности проведения ремонтных работ в условиях болотистой местности, и необходимо произвести подготовительные работы, учесть проходимость, а также использовать специализированную технику и герметичные камеры.

В ходе выполнения работы была произведена оценка технического состояния нефтепровода. Выполнен расчет на прочность, из которого следует, что условие прочности трубопровода выполняется. Проведен расчет на устойчивость трубопровода против всплытия, который указывает на необходимость балластировки трубопровода. Также проделан расчет количества утяжелителей различных балластирующих конструкций.

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы достигнута поставленная цель, решены установленные задачи и произведен обзор социальной и финансовой части.

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мурадова Д.А.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					99	9101
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. Болота Западной Сибири их строение и гидрологический режим / Под ред. С.М. Новикова, К. Е. Иванова. – Л.: Гидрометеиздат, 1976. – 447 с.
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, ФАУ "ФЦС", 2013. – 88 с.
3. РД 23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
4. СП 104-34-96. Производство земляных работ. – М., 1996.
5. ТТК. Разработка траншеи канатно-скреперной установкой на участке с межболотными озерами для прокладки трубопровода.
6. РД-23.040.00-КТН-073-15 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов.
7. РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.
8. Балластирующие устройства для трубопроводов ПКБУ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://fnauka.ru/catalog/ballastiruyushchie-konstruktsii-dlya-truboprovodov/> Дата обращения: 25.04.2022.
9. ОСТ 102-99-85. Утяжелители железобетонные для трубопроводов. Общие технические требования.
10. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
12. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;
13. ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;

					<i>Технология проведения ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных нефтепроводов в условиях болот II и III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мурадова Д.А.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					100	9101
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

14. ГОСТ 12.3.009-76* ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
15. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1);
16. СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».
17. РД-23.040.00-КТН-064-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры.
18. СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;
19. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ Процессы производственные. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
21. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
22. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
23. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Из-во стандартов, 1974. – 4 с.
24. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
25. ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы (ССОП). Атмосфера

					Список использованных источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		