

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation  
 Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education  
 «National Research Tomsk Polytechnic University» (TPU)  
 30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russia  
 Tel. +7-3822-606333, +7-3822-701779,  
 Fax +7-3822-606444, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru  
 ОКРО (National Classification of Enterprises and Organizations):  
 02069303,  
 Company Number: 027000890168,  
 VAT/KPP (Code of Reason for Registration)  
 7018007264/701701001, BIC 046902001

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное образовательное  
 учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский  
 Томский политехнический университет» (ТПУ)  
 Ленина, пр., д. 30, г. Томск, 634050, Россия  
 тел.: +7-3822-606333, +7-3822-701779,  
 факс +7-3822-606444, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru  
 ОКПО 02069303, ОГРН 1027000890168,  
 ИНН/КПП 7018007264/701701001, БИК 046902001

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и  
 продуктов переработки»  
 Отделение Нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа»

УДК 627.8-026.27:620.179.1:622.692.4.053(252.6)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Азизов Руслан Абдулалиевич		11.06.2019

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		11.06.2019

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В	д.и.н, доцент		11.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		11.06.2019

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н, доцент		11.06.2019

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА**

**21.03.01 Нефтегазовое дело**

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение**  
**высшего образования**

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

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

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Азизову Руслану Абдулалиевичу

Тема работы:

«Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения  
 дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов,  
 расположенных на болотах III типа»

Утверждена приказом директора (дата, номер)      930/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:      11.06.2019 г.

**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.).*

Объект исследования – методы гидроизоляции рабочей зоны проведения ДДК в условиях болот III типа;  
 Предмет исследования – разработка мобильной конструкции для обеспечения гидроизоляции рабочей зоны в кратчайшие сроки.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор литературных источников по проблеме гидроизоляции ремонтных котлованов в условиях болот и перспективам ее развития;</p> <p>Изучение методов гидроизоляции рабочей зоны при проведении ремонта на участках линейной части магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа;</p> <p>Разработка конструкции мобильной плотины для гидроизоляции проведения ДДК в условиях болот и метода ее установки на местности;</p> <p>Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» и «социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н.В. профессор отделения СГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С. ассистент</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>17.12.2019 г.</p>

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н.		17.12.2019 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Азизов Р.А.		17.12.2019 г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5А	Азизову Руслану Абдулалиевичу

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 51377,4 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 137856 руб.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>3. Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Анализ конкурентных технических решений</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.</i>

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

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	17.12.2019 г.
---	---------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		17.12.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5А	Азизов Руслан Абдулалиевич		17.12.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5А	Азизову Руслану Абдулалиевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования является участок линейной части магистрального нефтепровода, расположенного в болотистой местности
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1.1 Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– повреждение в результате контакта с животными и насекомыми;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul> <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– пожаро- и взрывоопасность.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Проведение дополнительного дефектоскопического контроля на участке линейной части магистрального нефтепровода в условиях болот сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>– нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>– загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>– повреждением почвенно-растительного покрова.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях (ЧС):</b></p>	<p>При проведении дополнительного дефектоскопического контроля на участке линейной части магистрального нефтепровода в условиях болот чаще всего распространена ЧС техногенного характера. В результате возникновения ЧС возможен неконтролируемый разлив нефти и нефтепродуктов из трубопровода. В соответствии с этим, необходимо:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработать меры по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработать действия в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Рассмотреть специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– Проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.03.2019 г.
---	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		01.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Азизов Руслан Абдулалиевич		01.03.2019

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение Нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.12.2018	<i>Введение</i>	10
27.12.2018	<i>Обзор литературы</i>	8
8.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	7
21.02.2019	<i>Анализ методов гидроизоляции рабочей зоны при разработке ремонтного котлована в условиях болот</i>	10
01.03.2019	<i>Разработка мобильной конструкции для гидроизоляции рабочей зоны проведения ДДК в условиях болот</i>	15
01.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	10
7.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2019	<i>Заключение</i>	10
19.05.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		17.12.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		17.12.2018

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Термины и определения

*Болото* – участок земли, где наблюдается высокая влажность, повышенная кислотность и низкая плодородность грунта.

*Диагностирование (техническое диагностирование)* – определение технического состояния объекта. Задачами технического диагностирования являются: 1) контроль технического состояния; 2) поиск места и определение причин отказа (неисправности); 3) прогнозирование технического состояния.

*Дополнительный дефектоскопический контроль* – контроль, проводимый неразрушающими методами с целью уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженного ВИП и выявления возможных дополнительных дефектов.

*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).

*Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод)* – единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи

					Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Азизов Р.А.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					1	74
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

*Эксплуатация магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода)*  
– использование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией.

### Сокращения

**ДДК** – дополнительный дефектоскопический контроль;

**ЛЧ МН** – линейная часть магистрального нефтепровода;

**НД** – нормативная документация;

**НТД** – нормативно-техническая документация;

**УВ** – углеводород.

### Нормативные ссылки

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

СП 34-112-97. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Комплексная технология и организация.

ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

РД 13-06-2006. Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля.

ГОСТ 25.504-82. Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости.

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		2

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

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

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		3

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		4

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 74 с., 8 рис., 16 табл., 32 источника.

*Ключевые слова:* магистральные нефтепроводы, болота III типа, гидроизоляция рабочей зоны, мобильная плотина, дополнительный дефектоскопический контроль.

*Объект исследования:* методы гидроизоляции рабочей зоны проведения ДДК в условиях болот III типа.

*Цель работы:* разработка конструкции мобильной плотины для гидроизоляции рабочей зоны на участках магистрального нефтепровода, расположенных на болотах III типа.

*Методы и методики проведения работ:* расчетная часть выполнена в соответствии с ГОСТ 25.504-82.

*В процессе исследования проводились:* аналитический обзор методов гидроизоляции ремонтного котлована в условиях болот III типа.

*В результате исследования:* разработана конструкция мобильной конструкции (плотины) для гидроизоляции рабочей зоны проведения ДДК на болотах III типа и способ ее установки на местности.

*Область применения:* магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов.

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					5	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

## Abstract

Final qualifying work of 70 pages with 8 figures, 16 tables, 32 sources.

*Keywords:* main oil pipeline, swamps type III, waterproofing of the working area, mobile dam, additional inspection control.

*Object of study:* methods of waterproofing the working area of the AIC in conditions of wetlands type III.

*Purpose:* design of a mobile dam for waterproofing a working area on sections of the main oil pipeline located in type III marshes.

*Methods and methods of work:* the calculation part is made in accordance with GOST 25.504-82.

*The study included:* analytical review of waterproofing methods of a repair pit in conditions of swamps of type III.

*As a result of research:* a design of a mobile structure (dam) has been developed for waterproofing the working area of the DDC in type III wetlands and the method of its installation on the ground.

*Scope:* main transport of oil and oil products.

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Азизов Р.А.</i>			<i>Abstract</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					6	74
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б5А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## Оглавление

Введение.....	9
1. Общие сведения о нефтепроводах .....	11
1.1. Классификация нефтепроводов.....	11
1.2. Состав сооружений нефтепроводов.....	13
1.3. Магистральный нефтепровод.....	14
2. Прокладка магистральных нефтепроводов через болота .....	16
2.1. Общие сведения о болотах .....	16
2.2. Технология прокладывания нефтепроводов через болота .....	18
2.3. Разработка и обустройство ремонтного котлована на болотах .....	23
3. Проведение диагностирования магистральных трубопроводов .....	27
3.1. Комплексное техническое диагностирование .....	27
3.2. Методы внешнего обследования магистральных трубопроводов.....	28
3.3. Дополнительный дефектоскопический контроль .....	29
4. Методы гидроизоляции рабочей зоны магистральных нефтепроводов на болотах III типа.....	31
4.1. Применение герметичных камер .....	31
4.2. Применение кессонов.....	33
4.3. Применение мобильных плотин .....	35
5. Расчетная часть.....	39
5.1. Определение толщины стенки нефтепровода .....	39
5.2. Оценка малоцикловой долговечности.....	41
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	44
6.1. Введение .....	44
6.2. Анализ конкурентных технических решений.....	44
6.3. Структура работ в рамках научного исследования.....	46
6.4. Определение трудоемкости выполнения работ.....	47
6.5. Разработка графика проведения проекта .....	48

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>			7		74
<i>Консульт.</i>					<b>Оглавление</b>  <b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>					

6.6. Бюджет научно-исследовательского исследования .....	51
6.7. Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование	51
6.8. Основная заработная плата исполнителей исследования .....	52
6.9. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования.....	53
6.10. Отчисления во внебюджетные фонды.....	53
6.11. Накладные расходы .....	54
6.12. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	55
6.13. Определение ресурсоэффективности проекта .....	55
7. Социальная ответственность .....	57
7.1. Введение .....	57
7.2. Производственная безопасность .....	57
7.3. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия .....	58
7.4. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия .....	60
7.5. Экологическая безопасность .....	62
7.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	65
7.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	66
Заключение .....	70
Список использованных источников .....	71
Приложения .....	74

## Введение

В настоящее время трубопроводы, эксплуатирующиеся на протяжении многих лет, подвержены множеству неблагоприятных факторов, как внешних, так и внутренних. В результате воздействия всех этих факторов могут возникнуть следующие дефекты: деградация материала, коррозионные повреждения, возникают и развиваются трещины усталости на поверхностях труб и другие виды дефектов. Исключение вероятности появления данных нарушений почти невозможно, даже не смотря на применение современных кодов и технологий при проектировании трубопроводов. Во избежание опасных последствий при усилении дефектов необходимо применять специальные технологии обследования трубопроводов без их повреждения. Таковыми будут являться неразрушающие методы контроля трубопроводов. Неразрушающий контроль, по сути, является технологией контроля надежности главных рабочих свойств и параметров трубопровода без остановки перекачки нефтепродуктов или без демонтажа трубопровода. В последние несколько лет методы неразрушающего контроля, применяемые на магистральных трубопроводах, обрели большое распространение. Наибольшее применение получили следующие методы [1]:

- магнитные (магнитная анизотропия, магнитная память металла, магнитная проницаемость);
- акустические (импульсные ультразвуковые, волны Лэмба, фазовые, акустическая эмиссия);
- электрические и оптические (визуально-эндоскопические, лазерные, голографические).

Данные методы необходимы для нахождения многих нарушений: нарушения герметичности, контроля напряженного состояния, контроля

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					9	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

качества и состояния сварных соединений, контроля протечек и других параметров, ответственных за эксплуатационную надежность трубопроводов. При выявлении дефекта одним из методов неразрушающего контроля необходимо уточнить его существование с помощью дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК). ДДК проводят в различных климатических и географических условиях. Одними из наиболее подверженных к проявлению дефектов участков являются переходы через болота, в частности на болотах III типа. Сложность проведения ДДК на данном типе болот заключается в наличии труднопроходимой местности (избыточное увлажнение, слабый напочвенный покров) для техники и людей. Поэтому необходима гидроизоляция местности для проведения ДДК. Применение мобильных плотин помогает решить данную проблему. Данная технология довольно сильно не распространена, то есть присутствует необходимость создания конструкции мобильных плотин.

Таким образом, целью работы является разработка конструкции мобильной плотины для гидроизоляции рабочей зоны на участках магистрального нефтепровода, расположенных на болотах III типа.

В соответствии с целью работы будут решены следующие задачи:

- 1) изучение специальной литературы и нормативной документации по выбранной тематике исследования;
- 2) изучение других методов гидроизоляции на болотах;
- 3) обоснование выбора мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны;
- 4) представление разработанной конструкции мобильной плотины и способа установки ее на местности.

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Оглавление				

## 1. Общие сведения о нефтепроводах

### 1.1. Классификация нефтепроводов

Трубопроводами называются сооружения из труб, деталей трубопровода и арматуры, плотно соединенных между собой, предназначенные для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

Нефтепроводы по своему назначению подразделяются на следующие группы:

1. промысловые – соединяющие скважину с установками подготовки нефти или с другими объектами на промыслах;
2. магистральные – транспортирующие товарную нефть и нефтепродукты из районов добычи, хранения или производства до конечного потребителя (пунктов налива в цистерны, нефтебаз, нефтеналивных терминалов, НПЗ);
3. технологические – транспортирующие нефть в пределах промышленного предприятия.

В зависимости от условного диаметра в соответствии с СП 36.13330.2012 магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса:

- I – 1000 – 1200 мм включительно;
- II – 500 – 1000 мм включительно;
- III – 300 – 500 мм включительно;
- IV – 300 мм и менее.

СП 36.13330.2012 устанавливает категории магистральных нефтепроводов в зависимости от коэффициента условий работы при расчёте на прочность [2]:

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Азизов Р.А.</i>			<i>Общие сведения о нефтепроводах</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					11	74
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б5А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Таблица 1 – Категории трубопроводов

Категория трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода (при расчете на прочность, устойчивость и деформативность) $m$
В	0,660
I	0,825
II	0,825
III	0,990
IV	0,990

К высшей категории В относятся участки нефтепроводов с  $D_y \geq 1000$  мм, проходящие через русловую часть судоходных рек и несудоходных с шириной зеркала воды более 25 м.

К нефтепроводам I категории относятся участки с  $700 \leq D_y \leq 1000$ , которые пересекают водные естественные переходы протяженностью до 1000 м, болота III типа, железные дороги (ж/д) общей сети, автодороги I и II категории, а также тоннели в горной местности.

К II категории нефтепроводов относятся под- и надводные переходы через реки, болота типа II, косогорные участки, переходы под дорогами, трубопроводы прокладываемые по территории распространения вечномёрзлых грунтов, по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям.

К III категории нефтепроводов относятся участки нефтепроводов с  $D_y \geq 700$  мм, при подземной, наземной и надземной прокладке в северной строительной-климатической зоне; с  $D_y \leq 700$  мм, только при наземной и надземной прокладке в той же зоне; участки, проходящие через болота I типа, автомобильные дороги III, IV и V категории; трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь.

К IV категории относят трубопроводы для транспортировки нефти с  $D_y \leq 700$  мм, при подземной прокладке в северной строительной-климатической зоне [2].

## 1.2. Состав сооружений нефтепроводов

Состав сооружений магистрального нефтепровода представлен на рисунке 1:

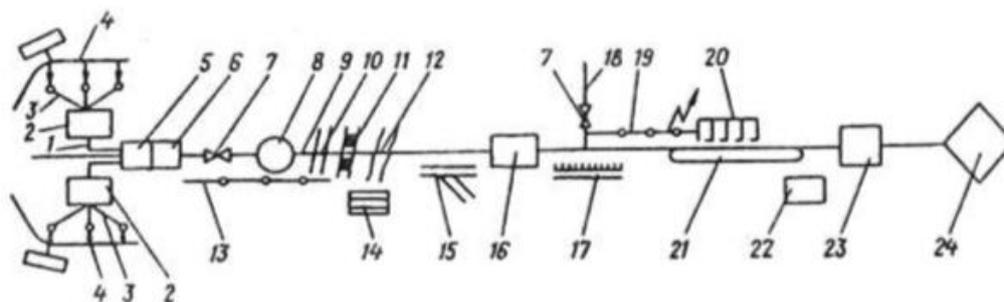


Рисунок 1 – Состав сооружений магистрального нефтепровода

1 - нефтесборные промысловые трубопроводы; 2 - нефтесборный пункт; 3 –нефтяная скважина с нефтепроводом от ее устья до нефтесборного пункта; 4 - нефтепроводы с насосными законтурного или внутриконтурного заводнения; 5 - головные сооружения с резервуарным парком; 6 – головная насосная станция; 7 - запорная арматура в колодце; 8 - камера приема и пуска скребка; 9 - магистральный нефтепровод; 10 - переход через малую естественную или искусственную преграду; 11 - переход через железную или шоссейную дорогу; 12 - переход через крупную водную преграду; 13 - линия технологической связи; 14 - аварийный запас труб; 15 – вдоль трассовая эксплуатационная дорога и подъезд к ней; 16 – промежуточная насосная станция с резервуарным парком; 17 - защитное сооружение; 18 - отвод к промежуточному потребителю; 19 - линия электропередачи; 20 - система электрохимической защиты; 21 - лупинг; 22 - вертолетная площадка; 23 – конечная насосная станция с резервуаром; 24 –потребитель.

Нефть от скважин по индивидуальным трубопроводам подаётся на нефтесборные пункты, а оттуда по нефтесборным промысловым трубопроводам движется на головные сооружения - установку комплексной подготовки нефти (УКПН), где она отстаивается, обезвоживается, отделяется от нефтяного газа и т. д. Затем нефть поступает на головную насосную станцию

					Общие сведения о нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		13

(ГНС), а после в магистральный нефтепровод. С помощью промежуточных насосных станций (ПНС) нефть перекачивается до конечной насосной станции (КНС). Конечным пунктом нефтепровода является резервуарный парк нефтеперерабатывающего завода или перевалочная нефтебаза, откуда нефть отправляется конечному потребителю.

Для периодической очистки внутренней поверхности трубопровода (нефтепровода) от всякого рода отложений (парафины) применяют скребки, пропускаемые вместе с перекачиваемой нефтью. Замер объемов перекачки нефти производится на установке комплексной подготовки нефти и на всех насосных станциях.

### 1.3. Магистральный нефтепровод

Магистральный нефтепровод представляет собой техническое сооружение, которое имеет следующий состав [3]:

- сам нефтепровод со всеми ответвлениями, лупингами и перемычками, а также запорной арматурой, узлами подключения насосных станций, переходами через искусственные и естественные препятствия, узлами пуска-приема средств очистки и диагностики (СОД);
- установки электрохимической защиты;
- средства технологической связи, телемеханики, оперативного управления и помещения для них;
- линии электропередач для обслуживания нефтепроводов;
- устройства дистанционного управления и электроснабжения запорной арматурой и установками электрохимической защиты;
- защитные и противокоррозионные сооружения нефтепроводов;
- земляные амбары для кратковременного хранения нефти при аварийных разливах;
- сооружения и здания линейной службы эксплуатации нефтепроводов (ЛЭС, усадьбы линейных обходчиков, пункты обогрева, вертолетные площадки и т.п.);

					Общие сведения о нефтепроводах	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- постоянные проезды, сооружаемые вдоль трассы нефтепровода. Их устанавливают в случае надобности при соответствующем технико-экономическом обосновании, опознавательные, запрещающие и предупредительные знаки местонахождения нефтепроводов;
- головные, наливные, промежуточные перекачивающие насосные станции;
- резервуары;
- пункты подогрева нефти;
- нефтеналивные эстакады и причалы.

					Общие сведения о нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		15

## 2. Прокладка магистральных нефтепроводов через болота

### 2.1. Общие сведения о болотах

Болота представляют собой определенный участок местности, на котором присутствует избыточная влага, а также влаголюбивый живой напочвенный покров. Болотам свойственно отложение на поверхности почвенного слоя не совсем разложившегося органического вещества, преобразующегося в будущем в торф [4].

Существует большое количество классификаций болот. Основными будут являться:

- В зависимости от местоположения в рельефе, условий водно-минерального питания и преобладающей экологической группы растений болота подразделяют на:
  - Низинные. Особенности: вдавленная поверхность, обильное земляное водное питание, большое количество трав семейства осоковые;
  - Переходные. Данные болота не имеют ясно сформированного ландшафта поверхности;
  - Верховые. Они располагаются в зонах чрезмерного количества влаги, а также обладают ярко выраженной выпуклостью поверхности и незначительным лесным покровом.
- По типу преобладающей растительности различают [4]:
  - Лесные (представляют собой заболоченные участки леса);
  - Кустарничковые. Особенностью данного типа болот является малая затопленность территории;
  - Травяные. Особенность данного типа болот заключается в преобладании трав;

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<b>Прокладка магистральных нефтепроводов через болота</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					16	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

- Моховые Особенности: малая затопленность, значительные запасы торфа и низкая растительность.
- По типу микрорельефа:
  - Бугристые (имеют бугры, заполненные торфом, а также достаточное количество воды);
  - Плоские (сильно развита растительность, отсутствие торфа);
  - Выпуклые (имеют превышение ландшафта в центре (выпуклости), которые заполнены торфом, малое количество растительности).
- По типу макрорельефа:
  - Долинные (особенность – разнообразный тип питания);
  - Пойменные (образуются в затопленных участках речной долины (поймы), имеют большое количество полезных веществ);
  - Склоновые (образуются на склонах гор, имеют сильно развитую растительность);
  - Водораздельные (образуются между 2-мя крупными водоемами).
- По типу климата:
  - Умеренные (большинство болот России);
  - Субарктические (в местности с вечномерзлыми грунтами);
  - Тропические и субтропические (большая часть в Южной Африке и Южной Америке).

В соответствии с СП 36.13330.2012 болота по характеру передвижения по ним строительной техники делятся на следующие типы:

- Первый. Данные болота, полностью заполненные торфом. На них допускается работа и многократное передвижение болотной техники с удельным давлением от 0,02 до 0,03 МПа, а также работа обычной техники с применением дорожного покрытия быстрого развертывания, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа;

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- Второй. Они полностью заполнены торфом. На данном типе болот допускается работа и передвижение строительной техники только по дорожному покрытию быстрого развертывания, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа;
- Третий. Данные типы болот заполнены растекающимся торфяным слоем и водой с плавающей торфяной коркой. На них допускается работа только специальной техники на понтонах или обычной техники со специальных плавучих средств.

## 2.2. Технология прокладки нефтепроводов через болота

При сооружении нефтепроводов на разных типах болот используют все действующие на данный момент конструктивные схемы прокладки нефтепроводов [5].

Подземная схема. Нефтепровод закладывают в землю на глубину, превышающую один диаметр труб.

Полуподземная схема. Нефтепровод закладывают в землю на глубину менее одного диаметра, а выступающий верх трубопровода закидывают землей. А при наземной прокладке – нефтепровод проводят на поверхности земли.

Надземная схема. Нефтепровод прокладывают выше поверхности земли на опорах. На переходах трубопроводов через болота обычно укладывают одну нитку трубопровода. Однако на болотах II и III типов при ширине болота более 500 м допускается прокладка резервной нитки.

На использование той или иной схемы влияют множество факторов. Основными будут являться: тип болота, естественное состояние болота, изменение физических и механических параметров земли. Стоит учитывать, что сильное влияние на трубопровод оказывает и технология строительства. Оно может влиять как положительно, так и отрицательно.

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

При прокладке нефтепроводов через болота подземным или наземным способом со временем происходит изменение его первоначального положения. Данное явление объясняется чрезмерно большой уплотняемостью грунтов болот под влиянием несильных сжимающих воздействий. Также происходят сильные поперечные смещения трубопровода вследствие возникновения продольных усилий во время эксплуатации.

Во время прокладывания магистральных нефтепроводов применяют метод осушения болот. Стоит иметь ввиду, что при прокладке нефтепровода через торфяной слой, а также при проведении строительных и монтажных работ сильное влияние будут иметь несущая способность торфа и его величина осадки. Они в свою очередь будут зависеть от степени осушки болота. Осушение торфяной залежи должно осуществляться предварительно за 6-12 месяцев, а также оно может производиться на полосе отвода трубопровода или на всём болоте. Существует два вида осушения: полное и частичное. В первом случае торфяной слой болота будет осушен по всей глубине залегания, а при втором – на глубине, которая будет меньше мощности торфяного слоя.

Применение полного или частичного осушения будет зависеть от экономической целесообразности проведения работ по осушке, а также от их технических возможностей. В большинстве случаев будет достаточным частичный водоотвод, преимущественно, когда время осуществления работ по осушению не будут совпадать со временем строительства нефтепровода. Перед тем как осушить болото, необходимо провести обследование болота. В результате данного обследования будут представлены данные о месте прокладки трассы нефтепровода относительно болота, а также о занимаемой болотом площади и о возможности проведения водоотвода. Осушительные работы на болотах будут начинаться с разбиения на месте осушительных и нагорных канав, а также с очистки болота от любой растительности (деревья, кустарники и т.д.). Сперва раскапывают нагорные канавы, а потом осушительные канавы. Нагорные канавы откапывают по границам площади,

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

которую будут осушать, с учетом уклона от трубопровода. Канавы раскапывают специальными механизмами и машинами, используемыми в дальнейшем для производства траншеи.

Если нефтепровод, прокладываемый через болота с обводненным грунтом, имеет положительную плавучесть, то его необходимо закрепить против всплытия. Для закрепления нефтепровода применяют следующие способы: с помощью утяжеляющих грузов (чугун или железобетон), сплошное бетонирование и винтовые анкерные устройства. Наиболее распространенными в России, а в частности в районах Крайнего Севера, Западной Сибири, а также в других районах являются закрепления трубопровода утяжеляющими чугунными и железобетонными грузами (при условии маленькой длины переходов через болота, а также при редко появляющихся вдоль трассы трубопровода болотах). В случае большого количества заболоченных участков выгоднее использовать винтовые анкерные устройства, особенно в районах Крайнего Севера.

Существует два главных способа прокладки трубопровода в траншею: раздельный и совмещенный. В первом случае сначала необходимо подготовить траншею, а потом уложить нефтепровод, а во втором – происходит одновременная разработка траншеи, изоляция нефтепровода и его укладка. Все элементы технологии строительства нефтепроводов в нормальных условиях будут производиться при совмещенном способе прокладки. В случае раздельного способа прокладки нефтепровода для избегания оползания откосов и «заплывания» траншеи нефтепровод необходимо укладывать в нее как можно быстрее.

Существует следующие три основных технологических укладки нефтепровода при раздельном способе:

- 1) протаскивание с берега балластированного нефтепровода по дну траншеи;

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- 2) сплав по поверхности воды нефтепровода в траншее с последующим опусканием его на дно;
- 3) протаскивание по поверхности воды (при наличии ее в траншее) нефтепровода с применением разгружающих понтонов.

Совмещенный способ прокладки применяют в случае возможности проезда изоляционных и укладочных механизмов по поверхности болота.

Особенностью совмещенного способа прокладки нефтепровода будет заключать в том, что производится одновременная разработка траншеи, изоляция нефтепровода и его укладка. Стоит учитывать, что специальная техника и изоляционно-укладочная колонна должна иметь возможность проезда через болото. При работе в районах, где зима длится более трех месяцев, работы совмещенным способом необходимо вести только после промерзания болота на глубину от 40 до 50 см. Для утолщения слоя промерзшего грунта снег по всей трассе в полосе шириной 7-8 м периодически убирают. На участках, где болота не промерзают, необходима укладка лежневой дороги.

Применение насыпей (дамб) при прокладке нефтепровода происходит только на болотах II и III типов. Данный способ слабо распространен ввиду высокой трудоёмкости работ.

Применяют следующие способы сооружения насыпи в зависимости от несущей способности и обводненности торфяной залежи на:

- 1) без выторфовывания с отсыпкой насыпи на торфяной залежи;
- 2) с выторфовыванием (с предварительным частичным или полным удалением торфа перед отсыпкой насыпи).

Для отсыпки на болотах необходимо использовать специальный грунт – дренирующий крупноскелетный (щебенистый, галечный, гравелистый или крупнопесчаный). Допускается супесь или водонепроницаемая плотная глина,

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

но только в крайнем случае. Нельзя использовать для засыпки болотных насыпей следующие грунты: суглинки, иловатые глины. Они обладают высокой водопоглощаемостью.

Возведение насыпей происходит в несколько этапов. Первый слой отсыпается с торца насыпи отдельными участками. После отсыпки первой (первого слоя) и второй (второго слоя) части насыпи трубоукладчиками укладываются секции труб. После сварки, очистки и изоляции секций труб производят отсыпку третьей части насыпи (третьего слоя) таким образом, чтобы толщина слоя над нефтепроводом была не менее 30 см. Затем отсыпается четвертая часть (четвертого слоя) насыпи полностью.

Применение полного или частичного выторфовывания при прокладке нефтепровода возможно на всех типах. При использовании полного выторфовывания нефтепровод укладывают на специальное минеральное основание, а при частичном – на торфяном основании.

В зависимости от типа болот и от обводнённости траншеи применяют следующие способы укладки нефтепровода в траншею:

- 1) сплавной метод с заблаговременной (до сплава) или дальнейшей (после сплава) балластировкой грузами;
- 2) укладка с бровки траншеи с использованием лежневых дорог;
- 3) метод протаскивания плети нефтепровода с баласстом.

При сплавном методе на одном из берегов перехода производятся все сварочно-монтажные работы на стационарной монтажной площадке. После очистки и наложения изоляции и футеровки секция сплавляется по обводненной траншее. по мере сплава секции трубопровода в траншею периодически наращиваются последующие секции в плеть. Сплавной метод позволяет осуществлять укладку трубопровода на труднопроходимых болотах в летнее время при минимальном количестве машин и механизмов, работающих в стационарных условиях на монтажной площадке. Сплавной метод

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

применяется на переходах, имеющих значительную длину и глубину залегания торфяного слоя, и высокий уровень стояния грунтовых вод. В таких болотах по мере продвижения экскаватора и выемки грунта траншея сразу заполняется водой. Утяжеляющие грузы можно навешивать до или после сплава.

На непроходимых болотах, а также при отсутствии соответствующих механизмов для доставки грузов и их укладки на трубопровод применяется метод протаскивания забалластированного трубопровода по дну вырытой траншеи. По оси траншеи прокладывают трос, один конец которого прикреплен к переднему заглушенному концу плети, а другой – к трактору (или лебёдке), расположенному на противоположном конце болота. Методом протаскивания трубопроводы можно уложить на минеральное дно болота глубиной не менее 3 м или в траншею на торфяное основание с мощностью залежи свыше 3 м, т. е. метод протаскивания позволяет вести укладку трубопровода на глубоких болотах без применения специальных машин, а основные работы выполнять на монтажной площадке, что повышает их качество [6].

Для утяжеления протаскиваемой плети трубопровода, кроме балластных грузов, можно использовать также сплошное бетонирование. При небольшой длине перехода протаскивается вся плеть сразу, а при длинных переходах плеть протаскивается по мере наращивания секций. При спуске трубопровода на дно траншеи для уменьшения тяговых усилий при протаскивании, особенно в начале движения, используют роликовые опоры, применяемые при центровке и сварке секций. Надземная прокладка на свайных и отдельно стоящих опорах применяется на болотах третьего типа со значительной глубиной (от 3 до 10 м) и слабым торфяным покровом и заполнением. Прокладку трубопровода рекомендуется выполнять в зимнее время.

### **2.3. Разработка и обустройство ремонтного котлована на болотах**

В соответствии с РД-23.040.00-КТН-064-18 [7] разработка и обустройство ремонтного котлована должна производиться следующим образом:

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Разработка ремонтного котлована должна осуществляться экскаватором.

Для предотвращения повреждения трубопровода ковшем экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшем должно быть:

- не менее 0,5 м на начальном этапе разработки ремонтного котлована;
- не менее 0,2 м при достижении глубины не менее 0,5 м от нижней образующей трубы до дна ремонтного котлована.

Размеры ремонтного котлована должны обеспечивать проведение работ по врезке деталей.

Длину ремонтного котлована по дну  $L$ , м, определяют по формуле

$$L = l + 2, \quad (1)$$

где  $l$  – длина заменяемого участка трубопровода, м, но не менее значений, указанных в [7], при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1 м.

Ширину ремонтного котлована определяют из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками ремонтного котлована по дну не менее 1,2 м, по верху – не менее 1,5 м.

При разработке ремонтного котлована трубопровод вскрывают сверху на глубину не менее 0,6 м от нижней образующей трубы до дна ремонтного котлована. Длину ремонтного котлована определяют длиной вырезаемой катушки, длиной участка снятия и нанесения изоляции и должна быть не менее 2,5 м по дну ремонтного котлована. Максимально допустимая длина подкопанного участка трубопровода в зависимости от диаметра трубопровода приведена в таблице 2.

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 2 – Максимально допустимая длина подкопанного участка трубопровода в зависимости от диаметра трубопровода

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода на участке прямой врезки трубопровода, мм	Максимально допустимая длина подкопанного участка, м
1	2	3
1	До 530 включ.	7
2	От 630 до 720	10
3	820	12
4	1020; 1067	13
5	1220	14

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке ремонтного котлована должна быть обеспечена крутизна откосов. Расчет крутизны откоса ремонтного котлована приведен на рисунке 2. Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована – в соответствии с приложением А.

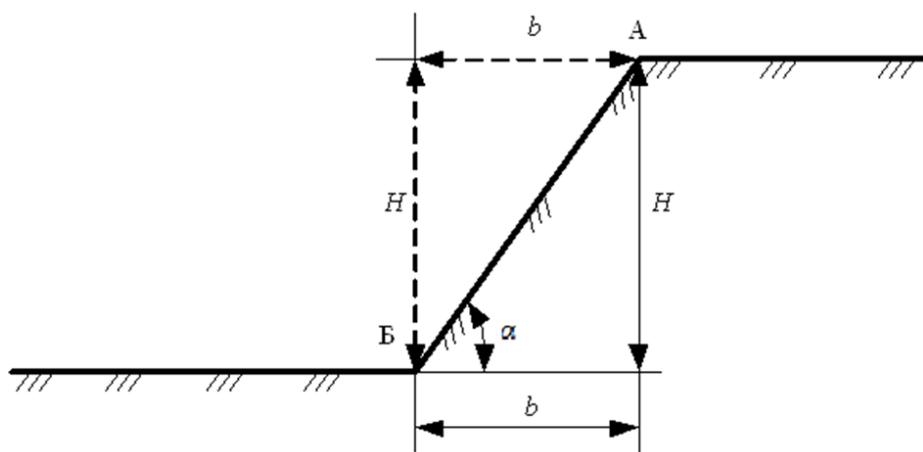


Рисунок 2 – Расчет крутизны откоса ремонтного котлована. точка А – бровка ремонтного котлована; точка Б – край основания;  $\alpha$  – угол откоса стенки ремонтного котлована;  $H$  – глубина ремонтного котлована;  $b$  – расстояние по горизонтали от края основания ремонтного котлована до бровки ремонтного котлована

На болотах I типа по СП 86.13330.2014 [8] ремонтный котлован должен быть сооружен одним из следующих способов:

- с креплением стенок – стенки ремонтного котлована укрепляют инвентарными шпунтами;

- комбинированным методом – с креплением стенок ремонтного котлована и устройством дренажного отвода воды.

На болотах II типа по [8] ремонтный котлован должен быть сооружен одним из следующих способов:

- с креплением стенок ремонтного котлована инвентарными шпунтами и устройством дренажного отвода воды;
- с применением ремонтной камеры.

При отрицательных температурах наружного воздуха допускается понижать уровень воды в ремонтном котловане способом вымораживания.

На болотах III типа по [8] ремонтный котлован должен быть сооружен одним из следующих способов:

- с отсыпкой рабочей площадки минеральным грунтом с креплением стенок ремонтного котлована инвентарными шпунтами и устройством дренажного отвода воды;
- с применением ремонтной камеры.

Ремонтный котлован должен быть обвалован уплотненной глиной для предотвращения перетекания болотной массы и поверхностных вод.

Земляные работы на болотах I типа должны выполняться одноковшовым экскаватором на базе болотохода или обычным гусеничным экскаватором с применением перекидных сланей или щитов, либо с отсыпанной грунтом рабочей площадки.

Земляные работы на болотах II и III типа должны выполняться специальным болотным экскаватором или обычным экскаватором на понтонах, либо с отсыпанной грунтом рабочей площадки, либо с применением мобильных дорожных покрытий.

					Прокладка магистральных нефтепроводов через болота	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

### 3. Проведение диагностирования магистральных трубопроводов

#### 3.1. Комплексное техническое диагностирование

Техническим диагностированием трубопровода называется процесс определения его фактического технического состояния с определенной точностью. Проведение технического диагностирования начинается с определения целей и задач.

Техническое диагностирование проводится в целях обеспечения безопасности, поддержания надежности, определения фактического технического состояния трубопроводов, предупреждения отказов, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления и продления срока службы трубопроводов в процессе эксплуатации.

Основными задачами технического диагностирования промышленных трубопроводов являются:

- контроль фактического технического состояния;
- контроль состояния охранной зоны и зоны безопасности;
- поиск и классификация дефектов, прогноз их развития;
- определение предельно допустимого рабочего давления на дефектных участках;
- оценка прочности, определение остаточного ресурса и продление срока службы оборудования;
- определение сроков и объемов ремонта, необходимости замены или модернизации оборудования.

Техническое диагностирование промышленных трубопроводов должно предусматривать выполнение таких работ, как:

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<b>Проведение диагностирования магистральных трубопроводов</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					27	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

1. Комплексный анализ исполнительной и нормативно-технической документации;
2. Внутритрубная диагностика, проводимая с целью обнаружения дефектов трубопроводов, их параметров и классификации по степени опасности;
3. Внешний дефектоскопический контроль с применением методов НК для нахождения дефектов, которые не могут быть обнаружены ВТД;
4. Дополнительный дефектоскопический контроль для уточнения и подтверждения полученной информации [9].

### 3.2. Методы внешнего обследования магистральных трубопроводов

Согласно ГОСТ 18353-79 «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов» [10] методы неразрушающего контроля в зависимости от физических явлений классифицируют на следующие виды:

- Магнитный;
- Электрический;
- Вихретоковый;
- Радиоволновой;
- Тепловой;
- Оптический;
- Радиационный;
- Акустический;
- Проникающими веществами.

В основе классификации методов каждого вида лежат следующие признаки:

- По характеру взаимодействия физических полей или веществ с контролируемым объектом;
- По первичным информативным параметрам;
- По способам получения первичной информации.

					Проведение диагностирования магистральных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

Методы неразрушающего контроля подразделяют на пассивные и активные.

Активные (локальные) методы – это методы, в которых регистрируется аномальное изменение возбуждаемого физического поля. Данные методы позволяют выявить дефекты лишь на ограниченной площади. К локальным методам относят: ВИК, УЗ дефектоскопия, вихретоковый, магнитные, радиационные, капиллярные.

Пассивные (интегральные) методы – это методы, регистрирующие свойства физического поля, которое возбуждается самим объектом контроля. Использование интегральных методов позволяет провести контроль целого объекта. К пассивным методам относят: тепловизионный, магнитометрический и метод акустической эмиссии.

### 3.3. Дополнительный дефектоскопический контроль

ДДК проводят для подтверждения результатов неразрушающего контроля и последующего уточнения типа и параметров дефектов, обнаруженных внутритрубными инспекционными приборами (ВИП) или наружными методами контроля. В таблице 3 приведены дефекты, подлежащие ДДК.

Таблица 3 – Дефекты, подлежащие ДДК

Описание и параметры дефекта	Цель проведения ДДК
Вмятины, гофры глубиной до 3,5% от номинального наружного диаметра трубы	Определение наличия дополнительных дефектов в дефекте геометрии и для уточнения очередности и метода ремонта.
Овальность, овальность в сочетании со сварным швом	Уточнение величины овальности трубы для определения необходимости вырезки
Смещения кромок в поперечных сварных швах	Определение наличия дополнительных дефектов в сварном шве, необходимости и метода их ремонта.
Сварные швы, смонтированные с применением подкладных колец	Определение наличия дефектов в сварном шве, необходимости и метода их ремонта.
Приварные элементы	Определение необходимости и метода ремонта.

При проведении ДДК производится выполнение следующих этапов:

					Проведение диагностирования магистральных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		29

- Качественная очистка места расположения дефекта от ржавчины, грязи, окалины и изоляции;
- Использование подходящих методов наружной диагностики трубопроводов для уточнения параметров выявленных дефектов;
- Установка маркеров на подтвержденный дефектный участок с целью определения границ дефектной области трубопровода.

При невозможности проведения ДДК назначается повторный запуск внутритрубных инспекционных снарядов.

Результатом проведения ДДК является составление Акта ДДК дефектного участка трубопровода [11].

					Проведение диагностирования магистральных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		30

## 4. Методы гидроизоляции рабочей зоны магистральных нефтепроводов на болотах III типа

### 4.1. Применение герметичных камер

Для гидроизоляции места проведения дополнительного дефектоскопического контроля на болотах III типа часто применяют специальные герметичные камеры. Конструктивная схема герметичной камеры представлена на рисунке 3 [12]. Данный вид герметичной камеры предназначен для гидроизоляции места проведения дополнительного дефектоскопического контроля на нефтепроводах с различными диаметрами (530 мм, 720 мм, 820 мм, 1020 мм и 1220 мм), расположенных на болотах всех трех типов. Она представляет собой конструкцию с гидравлическим приводом, которая устанавливается на нефтепроводе с дефектом с помощью кранов. Камера для проведения ремонтных работ на трубопроводе 1 содержит коробчатый корпус 2 и полое полуцилиндрическое днище 3, в которых выполнены совмещенные арочные вырезы 4 и 5, образующие по торцам два круглых отверстия для установки камеры на трубопровод 1. Корпус 2 и днище 3 камеры соединены разъемно, например посредством болтов, при этом между поверхностями соединения корпуса и днища размещены уплотнительные элементы 6, закрепленные на поверхности корпуса 2 болтами 7. Кроме того, камера также может содержать съемную крышу 8, установленную на корпусе 2, и которая может служить, в частности, для защиты камеры от атмосферных осадков. Днище 3 имеет механизм поворота в виде двух установленных захватов 9. Каждый захват 9 содержит два шарнирно соединенных захватных элемента 10, на которых установлены ролики 11, а также регулировочный винт 12 для шарнирного перемещения (сведения/разведения) захватных элементов 10. Захватные элементы 10 выполнены в виде изогнутых планок, шарнирно соединенных по концам, при этом на каждой планке установлено по два ролика

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<b>Методы гидроизоляции рабочей зоны магистральных нефтепроводов на болотах III типа</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					31	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

11, один ролик - на свободном конце планки, а второй - в месте ее изгиба. Для монтажа корпуса и днища на них могут быть закреплены монтажные петли 13.

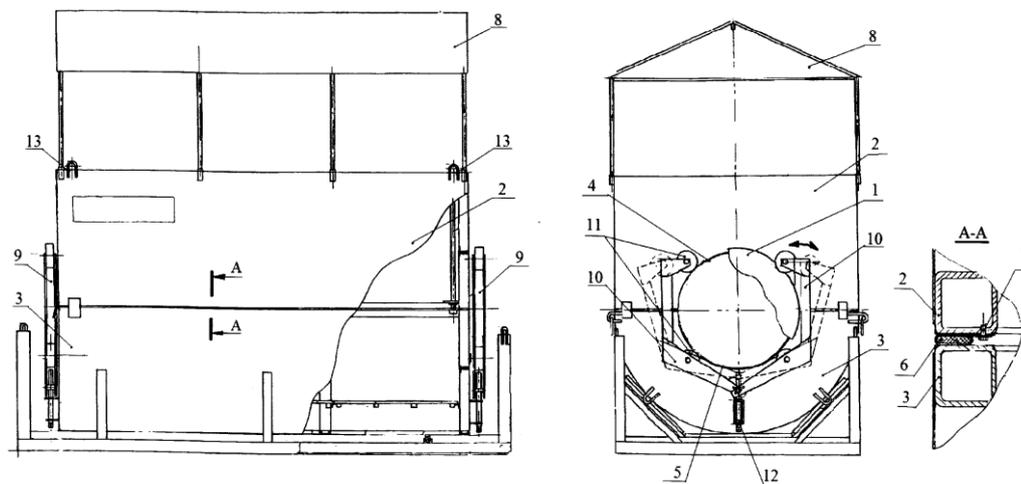


Рисунок 3 – Конструкция герметичной камеры. 1 – трубопровод; 2 – корпус; 3 – днище; 4, 5 – арочные вырезы; 6 – уплотнительный элемент; 7 – болт; 8 - крыша; 9 – захват; 10 – захватный элемент; 11 – ролики; 12 – регулировочный винт; 13 – монтажные петли

В месте проведения работ разрабатывают ремонтный котлован. С помощью грузоподъемного устройства посредством монтажных петель днище камеры опускают на трубопровод арочным вырезом вниз. Затем на регулировочный болт устанавливают вороток и посредством вращения воротка сводят захватные элементы механизма поворота днища, обеспечивая обхватывание ими трубопровода с контактом роликов с его поверхностью. За счет указанной операции производится центровка днища, а также его фиксация на трубопроводе. После чего днище поворачивают на  $180^\circ$  с использованием роликов. Поворот днища может осуществляться вручную или с использованием грузоподъемного механизма.

Затем с помощью грузоподъемного механизма осуществляют установку корпуса сверху на трубопровод арочным вырезом вниз при совмещении его с арочным вырезом днища. Днище и корпус соединяют болтами с использованием уплотнительных элементов с образованием герметичного разъёмного соединения. При этом установку днища и корпуса на трубопровод осуществляют с зазором не более 2 мм. После чего зазоры между трубопроводом 1 и камерой в месте арочных вырезов корпуса и днища

герметизируют. Затем при необходимости из внутреннего пространства камеры откачивают попавшую воду. Кроме того, сверху корпуса может быть дополнительно установлена съемная крыша.

В результате установки камеры образуется герметизированное пространство, внутри которого проводятся работы по ремонту дефектного участка трубопровода. Демонтаж камеры осуществляется в обратном порядке.

Таким образом, за счет использования в заявленном способе разъемной камеры (разъемного соединения корпуса и днища) и поворотного механизма упрощается монтаж камеры на трубопроводе

Было установлено, что бригада из пяти человек подготовит камеру к установке из транспортного положения за 2 часа и демонтирует за то же время. Также испытаниями было установлено, что данная герметичная камера позволяет гидроизолировать рабочую зону на глубину заложения нефтепровода до 2,2 м.

#### 4.2. Применение кессонов

Кессон в общем случае является конструкцией для образования под водой или в водонасыщенном грунте рабочей зоны, свободной от воды.

Рассмотрим один из новейших способов установки кессонов. Конструкция данного вида кессона представлена на рисунках 4 и 5 [13].

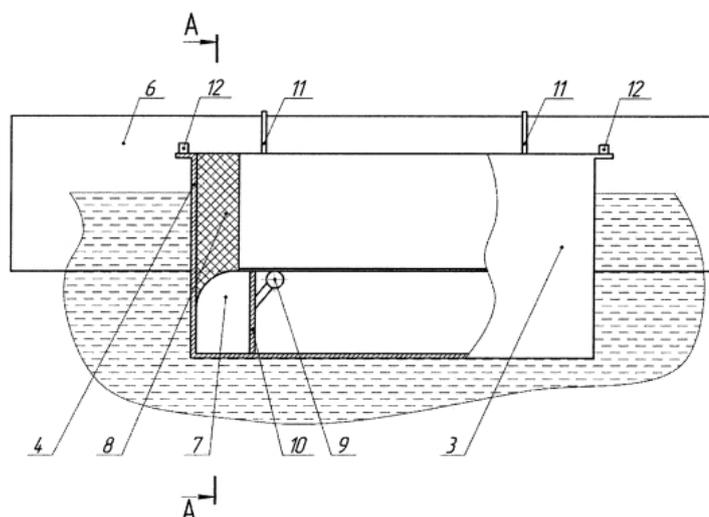


Рисунок 4 – Конструкция кессона

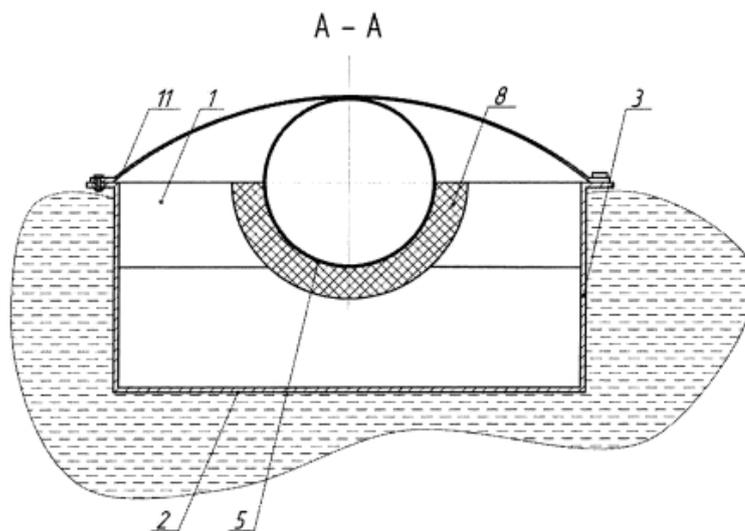


Рисунок 5 – Вид кессона сбоку (сечение А-А)

Кессон включает цельнометаллическую прямоугольную камеру 1 с дном 2, двумя боковыми 3 и двумя торцевыми 4 стенками. На торцевых стенках 4 камеры выполнены сквозные дугообразные проемы 5 с радиусом дуги, соответствующим радиусу трубы 6, с обеспечением возможности прилегания камеры 1 к наружной поверхности трубы. Внутри камеры 1 со стороны обеих торцевых стенок 4 выполнены шлюзы 7 для сбора и откачки воды и гидрозатворы 8, которые расположены по краю дугообразных проемов 5. Приспособление для центрирования кессона на трубе выполнено в виде опорных роликов 9, закрепленных на стенках 10 шлюзов 7. К боковым стенкам 3 камеры прикреплен ремень 11 для фиксации кессона на трубе 6, а на торцевой стенке 4 камеры установлено крепежное приспособление 12 с возможностью сопряжения с транспортировочной лебедкой.

Монтаж колонны кессонов производят следующим образом. Ремонтную колонну кессонов размещают вдоль нефтепровода большого диаметра. Затем кессоны доставляют на место выборочного ремонта, монтируют последовательно первый, второй, третий и четвертый кессоны на трубу 6 вверх дном 4 посредством опорных роликов 9 и фиксируют их на трубе ремнем 11. После этого кессоны устанавливают в рабочее положение поворотом их посредством лебедки на 180°, откачивают насосом воду из шлюзов 8 кессонов и рабочего пространства камер 1 кессонов. Затем в первом кессоне производят

очистку участка трубы от старой изоляции посредством машины локального ремонта, перемещают колонну кессонов вдоль трубы с обеспечением перекрытия участка трубы, обработанного в первом кессоне, повторяют очистку следующего участка трубы от старой изоляции в первом кессоне и одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии. Вместе с этим производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию участка трубы, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы, повторяют очистку следующего участка трубы от старой изоляции в первом кессоне и одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии, производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию очередного очищенного участка трубы, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы, повторяют очистку очередного участка трубы от старой изоляции в первом кессоне, одновременно во втором кессоне удаляют очаги коррозии, производят мелкий ремонт поверхности трубы и производят дефектоскопию следующего участка трубы, также одновременно в третьем кессоне производят обдувку и сушку первого участка трубы и наносят на него защитное покрытие, перемещают далее колонну кессонов вдоль трубы и последовательно повторяют работы на участках трубы в первом, втором и третьем кессонах, при этом одновременно осуществляют в четвертом кессоне выходной контроль качества покрытия, производят двойную обдувку и сушку обработанного участка трубы, затем перемещают колонну кессонов и повторяют описанный цикл работ на следующем участке трубы в первом, втором, третьем и четвертом кессонах до устранения дефектов по всему трубопроводу, после чего производят демонтаж кессонов.

### 4.3. Применение мобильных плотин

В настоящее время одним из наименее изученных методов гидроизоляции рабочей зоны проведения ДДК является применение мобильных плотин. Мобильная плотина в общем смысле представляет собой конструкцию, предназначенную для защиты от проникновения внутрь влаги и которая будет в

					<i>Методы гидроизоляции рабочей зоны магистральных нефтепроводов на болотах III типа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		35

кратчайшие сроки развернута на болотистой местности. Внешний вид мобильной плотины представлена на рисунке 6.



Рисунок 6 – Внешний вид мобильной плотины

Мобильная плотина конструктивно будет представлять полотно из сверхпрочной и износостойкой полиэфирной ткани с ПВХ покрытием для установки на всех типах поверхностей. В таблице 4 приведены технические характеристики мобильной плотины [14].

Таблица 4 – Технические характеристики мобильной плотины

Свойство	Спецификация
Вес	750 г/м <sup>2</sup>
Основа	Тканая из полиэфирной нити
Предел прочности на разрыв	55 кг/см <sup>2</sup>
Сопротивление разрыву	45 кг
Термостойкость	От -30 <sup>0</sup> до +70 <sup>0</sup> С

На рисунках 7 и 8 показаны способ установки мобильной плотины на местности.

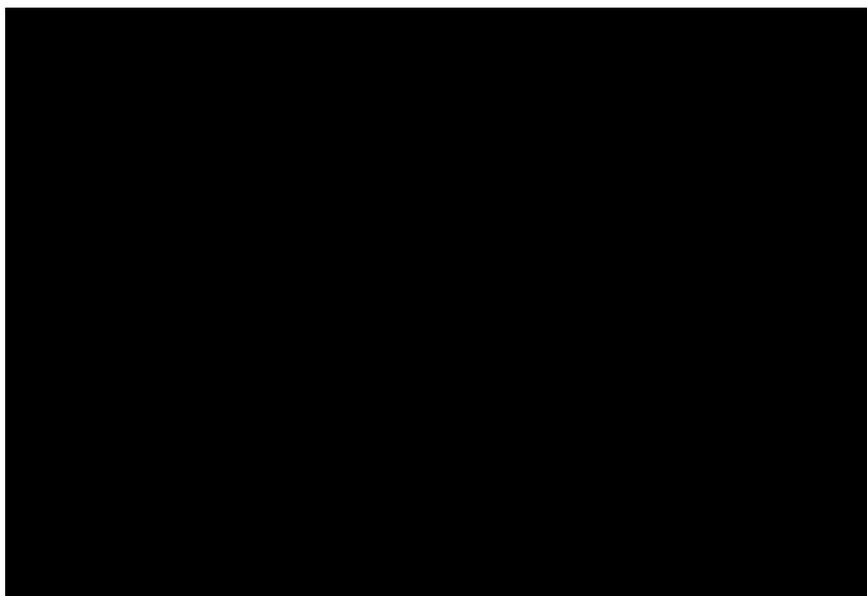


Рисунок 7 – Способ установки мобильной плотины (основной вид). 1 – трубопровод; 2 – ролик; 3 – мобильная плотина; 4 - траншея

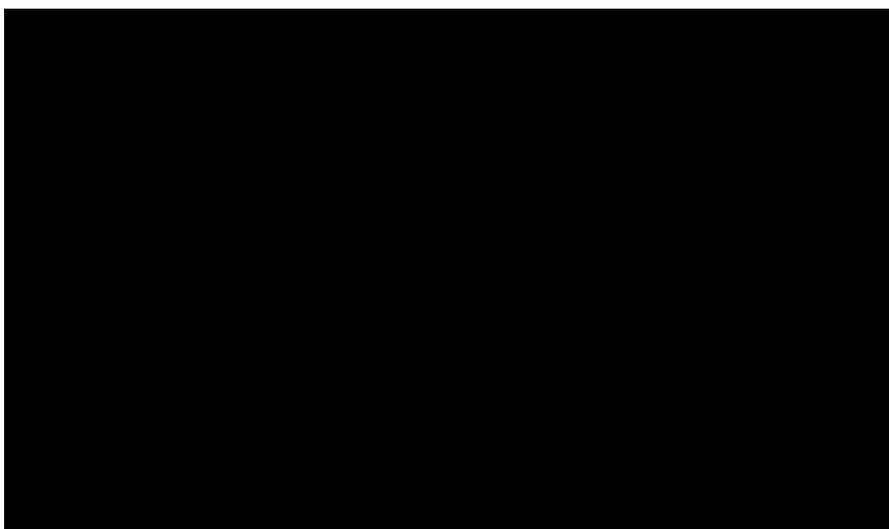


Рисунок 8 – Вид сбоку. 1 – трубопровод; 3 – мобильная плотина; 5 - гидрозатвор

Монтаж мобильной плотины производят следующим образом. С помощью кранов конструкцию, на которой закреплены 2 полотна мобильной плотины, устанавливают на трубопроводе. Благодаря установленным на конструкции роликам полотна мобильной плотины смыкаются и образуют герметичную полость в нижней части котлована. Вместе со смыканием полотен происходит закрепление гидрозатворов, установленных на конструкции, вокруг трубопровода, тем самым обеспечивается герметичность всей конструкции с помощью мобильной плотины. Для безопасного передвижения работников внутри рабочей зоны на боковой поверхности полотна с обеих сторон

установлены приспособления для спуска настила. Последний спускаемый настил должен иметь закругленную форму для того, чтобы не повредить полотно. Всю воду внутри рабочей зоны удаляют при помощи насосов. Для удержания всей конструкции на плаву используют краны, которые цепляются за крепежные приспособления на концах полотен.

					<i>Методы гидроизоляции рабочей зоны магистральных нефтепроводов на болотах III типа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		38

## 5. Расчетная часть

### 5.1. Определение толщины стенки нефтепровода

Определяем расчетную толщину стенки трубопровода по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = 0,0108 \text{ м}, \quad (2)$$

где  $n = 1,1$  – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе [15, 102 с.];

$P = 4,3 \text{ МПа}$  – рабочее давление в трубопроводе;

$D_H = 1,22 \text{ м}$  – наружный диаметр трубы;

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = 290,8 \text{ МПа}, \quad (3)$$

где  $m_0 = 0,75$  – коэффициент условий работы трубопровода [15];

$k_1 = 1,47$  – коэффициент надежности по материалу [15, табл. 4.1];

$k_H = 1$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается в зависимости от категории трубопровода [15];

$R_1^H = 570 \text{ МПа}$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр}$ , МПа;

Принимаем  $\delta = 10 \text{ мм}$ .

Определяем наличие действующих продольных осевых напряжений.

					Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Азизов Р.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					39	74
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (4)$$

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

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа – модуль упругости Юнга;

$\mu = 0,3$  – коэффициент Пуассона;

$\Delta t$  - расчетный температурный перепад.

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

$$\Delta t_{(+)} = 35,2^\circ \quad (5)$$

$$\Delta t_{(-)} = 82,3^\circ \quad (6)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta_H} = -145 \text{ МПа.} \quad (7)$$

Т.к.  $\sigma_{npN}$  имеет отрицательное значение, то присутствуют сжимающие напряжения.

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = 0,65. \quad (8)$$

Пересчитываем толщину стенки с учетом коэффициента двухосного напряженного состояния:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		40

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 \cdot \Psi_1 + n \cdot P)} = 0,015 \text{ м}, \quad (9)$$

Принимаем толщину стенки до  $\delta = 15 \text{ мм}$ .

## 5.2. Оценка малоциклового долговечности

При проведении дополнительного дефектоскопического контроля был выявлен дефект (трещин). Прежде, чем производить какие-нибудь ремонтные операции, необходимо определить малоцикловую долговечность по критерию зарождения трещины в соответствии ГОСТ 25.504-82 [16]:

Примем следующие исходные данные:

- Диаметр трубопровода  $D_n = 1220 \text{ мм}$ ;
- Толщина стенки  $\delta = 15 \text{ мм}$ ;
- Рабочее давление в трубопроводе  $P = 4,3 \text{ МПа}$ ;
- Длина дефектного участка  $L = 0,03 \text{ м}$ ;
- Глубина  $t_k = 10 \text{ мм}$ ;

Первоначальная площадь поперечного сечения участка:

$$S_0 = L \cdot \delta = 0,00045 \text{ м}^2. \quad (10)$$

Площадь поперечного сечения участка:

$$S = \frac{2}{3} \cdot L \cdot t_k = 0,0002 \text{ м}^2. \quad (11)$$

Поправочный коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot L^2}{D \cdot \delta}} = 1,02. \quad (12)$$

Предел текучести:

$$\bar{\sigma}_T = 1,1 \cdot \bar{\sigma}_T^H = 451 \text{ МПа}, \quad (13)$$

где  $\bar{\sigma}_T^H = 410 \text{ МПа}$  - нормативный предел текучести по спецификации.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

Кольцевые напряжения в трубе:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \bar{\sigma}_T = 458 \text{ МПа.} \quad (14)$$

Поскольку напряжение  $\sigma_{\text{кц}}$  не должно превышать напряжение предела текучести, определяемого при напряжении  $\bar{\sigma}_T^H = 410 \text{ МПа}$ :

$$\bar{\sigma}_T = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \bar{\sigma}_T = 416 \text{ МПа,} \quad (15)$$

то проведем расчет трубопровода на малоцикловую прочность.

Коэффициент концентрации:

$$\alpha_\sigma = \frac{\alpha_{\sigma 1} + \alpha_{\sigma 2}}{2}; \quad (16)$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны полуэллиптической формы:

$$\alpha_{\sigma 1} = 1 + \frac{2 \cdot \frac{t_k}{\delta} \cdot \left( 1,12 - 0,48 \cdot \frac{t_k}{L} + 0,19 \cdot \left( \frac{2\varphi}{\pi} \right)^2 \cdot \frac{t_H}{L} - 2 \cdot \frac{t_k}{\delta} \right)}{1 - \frac{t_k}{\delta} \cdot \left( 1 - 0,75 \cdot \frac{t_k}{L} \right)} = 0,69. \quad (17)$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны треугольной формы:

$$\alpha_{\sigma 2} = \left( 1 + 2 \cdot \frac{t_k}{L} \right) \cdot \left( \frac{\delta}{\delta - t_k} \right) = 5; \quad (18)$$

$$\alpha_\sigma = 2,8; \quad (19)$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\bar{\sigma}_T}{E} = 0,002; \quad (20)$$

$$K_S = 1,81. \quad (21)$$

Упругопластический коэффициент деформации:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		42

$$K_S = \frac{\alpha_\sigma^2}{K_p} = 4,33; \quad (22)$$

$$\varepsilon_p = \varepsilon_1 \cdot K_S = 0,0087; \quad (23)$$

$$\varepsilon_0 = \varepsilon_1 + \varepsilon_p = 0,0107; \quad (24)$$

$$\varepsilon = 2 \cdot \varepsilon_0 = 0,0214 = 2,14 \%. \quad (25)$$

Таким образом, получается, что число допустимых циклов ( $N_{ц}$ ) равно 2400. Рассчитаем срок службы:

$$i = \frac{N_{ц}}{360} = 6,6 \text{ года.} \quad (26)$$

**Вывод:**

- Проведен расчет допустимой толщины стенки трубопровода –  $\delta = 15$  мм;
- Проведен расчет малоцикловой долговечности нефтепровода –  $i = 6,6$  года.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

## **6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **6.1. Введение**

Сложность проведения дополнительного дефектоскопического контроля на болотах заключается в наличии труднопроходимой местности (избыточное увлажнение, слабый напочвенный покров) для техники и людей. Поэтому существует необходимость гидроизоляции местности для проведения дополнительного дефектоскопического контроля. Применение мобильных плотин как раз помогает решить данную проблему. Но так как данная технология сильно не развита, то существует необходимость создания конструкции мобильной плотины. Разработка конструкции мобильной плотины является сложной технической задачей, решение которой требует трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

В данном разделе произведен расчет стоимости исследовательских работ на создание конструкции для проведения гидроизоляции рабочей зоны.

### **6.2. 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. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 5. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок.

Объектом анализа является мобильная камера для гидроизоляции рабочей зоны в условиях болотистой местности. Для сравнения возьмем два других метода гидроизоляции: герметичная камера и кессон.

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					44	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Энергоэкономичность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Безопасность	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
5. Надежность	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
6. Простота эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25
3. Цена	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
6. Финансирование научной разработки	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25
ИТОГО	1	58	56	56	4,9	4,6	4,65

Где: Б<sub>ф</sub> – мобильная плотина; Б<sub>к1</sub> – герметичная камера; Б<sub>к2</sub> – кессон.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum V_i B_i \quad (27)$$

где  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 5. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

По итогам расчетов можно сделать вывод что, мобильные плотины наиболее востребованы и применимы в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием ряда причин: сложность в эксплуатации и обслуживании, а также относительно высокая цена.

### 6.3. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. В таблице 6 отображены такие аспекты, как последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей.

Таблица 6 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Виды работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания на разработку конструкции мобильной плотины	Руководитель
Выбор документов для исследования	Подбор и изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	Обзор методов гидроизоляции рабочей зоны на болотах III типа	Инженер
	Разработка конструкции мобильной	Инженер

	плотины для гидроизоляции рабочей зоны	
Обобщение и оценка результатов	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	Составление пояснительной записки	Инженер

#### 6.4. 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.

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (28)$$

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

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях  $T_p$ . Величина  $T_p$  учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (29)$$

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 6.

### 6.5. Разработка графика проведения проекта

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (30)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (31)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году, 365 дн.;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году, 102 дн.;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году, 15 дн..

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожб}$ , чел-дни		Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер				
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Подбор и изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации		5		12		7,8		7,8		12
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Обзор методов гидроизоляции рабочей зоны на болотах III типа		7		14		9,8		9,8		15
Разработка конструкции мобильной плотины для гидроизоляции рабочей зоны		14		21		21		21		31
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 6 строим календарный план-график для максимального по длительности исполнения работ (табл. 7).

Таблица 7 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кп</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				Фев.		Март			Апрель			Май				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4	■												
2	Подбор и изучение нормативно-технической документации	И	12	■	■											
3	Составление плана исследования	Р	3			■										
4	Обзор методов гидроизоляции рабочей зоны на болотах III типа	И	15				■	■								
5	Разработка конструкции мобильной плотины для гидроизоляции рабочей зоны	И	31						■	■	■					
8	Оценка результатов исследования	Р, И	3										■			
9	Составление пояснительной записки	И	11											■	■	

Обозначения:

■	Руководитель
■	Инженер

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённо-деформированного состояния трубопровода займет 9,5 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится в середине второй декады мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

– 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);

– 72 день (длительность выполнения проекта инженером).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

## 6.6. Бюджет научно-исследовательского исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

## 6.7. Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п. К затратам на специальное оборудование относятся затраты на приобретение приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов. В таблице 7 приведены затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы.

Таблица 7 – Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З <sub>м</sub> , руб.
Ноутбук	шт	1	50000	50000
Бумага для принтера формата А4	Пачка (500 листов)	1	276,6	276,6
Ручка шариковая	шт	8	19,9	159,2
Карандаш	шт	4	12,9	51,6
Краска для принтера	шт	2	445	890
Итого, руб.				51377,4

В сумме материальные затраты составили 51377,4 рубля. Цены взяты средние по городу Томску.

### 6.8. Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату  $Z_{\text{осн}}$  и дополнительную заработную плату  $Z_{\text{доп}}$ .

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (32)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от  $Z_{\text{осн}}$ .

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (33)$$

где  $T_p$  – в продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 3);

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

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (34)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней  $M=11$  месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней  $M=10$  месяцев, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, *раб.дн.*.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p \quad (35)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, *руб.*;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

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

### 6.9. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

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

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (36)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$Z_{\text{осн}}$ , руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ , руб.	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{р}}$ , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.	$k_{\text{доп}}$ , руб.	$Z_{\text{доп}}$ , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Инженер	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 8 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

### 6.10. Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						53

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (37)$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 9 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Инженер	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5972	
Инженер	25841	

### 6.11. Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (38)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 \quad (39)$$

$$Z_{\text{накл}} = (51377,4 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 106522 \text{ руб.}$$

## 6.12. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
	Исп. 1	
1. Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы	51377,4	Пункт 5.1
2. Затраты по основной заработной плате	89867	Пункт 5.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	Пункт 5.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	31813	Пункт 5.4
5. Накладные расходы	30277	16% от суммы ст. 1-4
Бюджет затрат на исследование	219510,4	Сумма ст.1-5

Бюджет затрат проекта по исполнению составил 219510,4 руб.

## 6.13. Определение ресурсоэффективности проекта

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (40)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

В таблице 11 приведена сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта.

Таблица 11 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	4	4
3. Долговечность	0,2	5	5	5

4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
5. Ремонтпригодность	0,15	5	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	5	5	5
Итого	1,00			

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{финр.i}} \quad (41)$$

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

$$\mathcal{E}_{сп.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.min}} \quad (42)$$

В таблице 12 приведена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 12 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,5	4,65

### Заключение

В результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были проанализированы различные варианты исполнения научноисследовательского проекта, бюджет наиболее выгодного исполнения с точки зрения финансовой эффективности и ресурсоэффективности составил 219510,4 рублей.

## 7. Социальная ответственность

### 7.1. Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена созданию конструкции мобильной плотины для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля в условиях болот III типа.

Применение данной конструкции имеет место на нефтепроводах, находящихся в Западной Сибири районах северной строительно-климатической зоны круглогодично. Как известно, нефтепроводы являются опасными производственными объектами, при строительстве которых возможно проявления вредных и опасных производственных факторов, негативного воздействия на окружающую среду, а также возникновения чрезвычайных ситуаций.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы бакалавра является обзор вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при проведении дополнительного дефектоскопического контроля в условиях болот, а также анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне проведения ДДК.

### 7.2. Производственная безопасность

При проведении дополнительного дефектоскопического контроля на болотистой местности в рабочей зоне могут возникнуть различные вредные и опасные факторы. Для определения тех или иных факторов необходимо воспользоваться ГОСТ 12.0.003-2015 [17].

В таблице 13 приведены возможные вредные и опасные факторы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа			
Разраб.		Азизов Р.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					57	74
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 13 – Возможные вредные и опасные факторы при проведении дополнительного дефектоскопического контроля в условиях болот.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Проведение дополнительного дефектоскопического контроля рабочей зоны в условиях болот	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 [18]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [19] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [20]
		Пожаро- и взрывоопасность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [21] ПБ 03-576-2003 32 [22] ФЗ №123 от 22.07.2013 г [23]
	Повышенные уровни шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [24]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-2014 [25]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [26]

Проведение дополнительного дефектоскопического контроля рабочей зоны в условиях болот

### 7.3. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия

#### 1. Повышенный уровень шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием (кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлифмашиной). Шум способствует ухудшению условий труда, оказывает неблагоприятное влияние на человеческий организм. Воздействие шума на человека может быть различным: затрудняется разборчивость речи, вызываются у человека

необратимые процессы изменения органа слуха, повышается утомляемость. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [24] уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 80 дБА, а при значениях уровня шума свыше 135 дБА запрещено даже кратковременное нахождение в рабочей зоне.

В случае превышения предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты органов слуха: противοшумными вкладышами и шлемами, противοшумными наушниками. Средства защиты органов слуха необходимо выбирать исходя из частотного спектра шумов на рабочем месте. Группы и типы СИЗ органов слуха необходимо выбирать на основании требований ГОСТ 12.4.051-87 [27].

## 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность повышает риски получения травм рабочими, а также возникновения ситуаций, связанных с развитием хронических заболеваний со зрением.

Освещенность рабочей зоны осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. В дневное время освещенность в основном будет осуществляться естественным освещением, в ночное время – искусственным освещением. Работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещенностью не менее 2 лк в соответствии с ТОИ Р-45-066-97 [28]. Грузоподъемные операции выполнять при освещенности не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк в соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 [29].

Основными мероприятиями по снижению воздействия будут являться использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

## 3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимся

При проведении работ в летнее время на болотах возникает опасность получения травм работников в результате их взаимодействия с насекомыми,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		59

пресмыкающимися и животными. Данное взаимодействие может привести к инфекционным заболеваниям или раздражениям кожного покрова. Основными средствами защиты от насекомых, животных и пресмыкающихся в соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [30] являются:

- средства индивидуальной защиты (каска, перчатки, очки, специальная обувь с высокими рантами);
- ограждение территории производства работ.

Также в качестве мероприятий по снижению воздействия фактора возможно:

- проведение целевого инструктажа;
- использование средств индивидуальной защиты (препараты для дезинфекции, уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств);
- проведение работ в местах обитания диких животных в составе не менее 2-х рабочих.

#### **7.4. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия**

##### **1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

При проведении дополнительного дефектоскопического контроля на магистральных нефтепроводах в условиях болот, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники. Воздействие движущихся машин и механизмов может привести к следующим негативным последствиям: травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

В соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [30] и ГОСТ 12.2.003-91 [18] основными средствами защиты будут являться каска, перчатки, очки и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

специальная обувь, а также ограждение территории проведения работ. Для снижения воздействия данного вредного фактора возможно:

- проведение работ с применением спецтехники и спецоборудования в присутствии ответственного за безопасное проведение работ;
- применение только исправного и пригодного для безопасного производства работ оборудования.

## 2. Электрический ток

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

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер в соответствии со СНиП 12.1.030-81.ССБТ [19]:

- 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.

Также в качестве мероприятий по снижению опасного фактора необходимо, чтобы электрическая проводка имела неповрежденную изоляцию, розетки и вилки были исправными и около розеток обязательно была надпись о величине напряжения.

## 3. Пожаро- и взрывоопасность в рабочей зоне

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

Причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов, нефтяных паров и окислителя - кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Пожар возникает при появлении источника зажигания. Воздействием данного фактора являются ожоги, травмы в результате взрыва, смерть. Для безопасной деятельности на рабочем месте в соответствии с ГОСТ Р 52350.29.2-2010 [31] ввели понятия нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПРП) и верхний концентрационный предел распространения пламени (ВКПРП). Данные понятия обозначают, что взрывоопасная газовая среда не образуется, при объемных долях горючего газа или пара в воздухе ниже или выше определенного значения соответственно. Для паров нефти НКПРП равен 42000 мг/м<sup>3</sup>, а ВКПРП – 195000 мг/м<sup>3</sup>. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПРП.

Основными мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- контроль газовой смеси газоанализаторами;
- исключение причин возникновения пожаров или взрывов;
- применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

### 7.5. Экологическая безопасность

Проведение дополнительного дефектоскопического анализа оказывает влияние на окружающую среду.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		62

Источниками воздействия на земли при производстве работ являются: демонтажные работы; устройство временных отвалов грунта; передвижение строительной техники; устройство проездов; загрязнение территории отходами производства.

Источниками неорганизованных выбросов в воздух являются: автотранспорт при перевозке строительных материалов и рабочих; работающие строительные машины и механизмы; земляные работы; работа дизельной электростанции; изоляционные работы; сварочные работы.

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ: движение строительной техники; заправка техники; слив воды при использовании в производственных целях.

В таблице 14 сведены вредные воздействия на окружающую среду при проведении дополнительного дефектоскопического контроля на болотистой местности, а также мероприятия по их устранению.

Таблица 14 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении дополнительного дефектоскопического контроля в условиях болот

Компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение воздушной среды: превышение уровня предельной допустимой концентрации (300 мг/м <sup>3</sup> ) паров нефти и газов.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов;</li> <li>– Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон;</li> <li>– Выполнение требований по запрету мойки машин и</li> </ul>

		<p>механизмов на строительной площадке;</p> <p>– Исключение применения в процессе реконструкции веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества РФ.</p>
Вода и водные ресурсы	<p>Загрязнение водной поверхности нефтепродуктами, бытовым мусором. ПДК: 0,3 мг/л для нефтепродуктов.</p>	<p>– Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов;</p> <p>– Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон;</p> <p>– Выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов на строительной площадке;</p>
Земля и земельные ресурсы	<p>Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами.</p> <p>Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. ПДК: 0,05 мг/кг -0,1мг/кг для химических реагентов.</p>	<p>– Своевременная уборка мусора и отходов;</p> <p>– Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов;</p> <p>– Проезд строительной техники – только в пределах полосы отвода земель;</p> <p>– Соблюдение нормативов отвода земель.</p>

## 7.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении дополнительного дефектоскопического контроля в рабочей зоне на болотистой местности возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- техногенного характера (производственная авария);
- природного характера (наводнения, ураганные ветры);
- экологического характера (превышение ПДК вредных примесей в атмосфере).

Чаще всего распространена ЧС техногенного характера. В результате возникновения ЧС возможен неконтролируемый разлив нефти и нефтепродуктов из трубопровода, что увеличивает риск возникновения пожара или взрыва. Это может привести к человеческим жертвам.

Для уменьшения вероятности возникновения ЧС необходимо:

- своевременно проводить с сотрудниками инструктажи по охране труда и промышленной безопасности;
- внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии;
- производить тщательный контроль состояния газовой смеси в рабочей зоне переносными газоанализаторами типа СГГ;
- строго соблюдать технологический регламент по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования.

Случаи возникновения ЧС, которые могут привести к пожару или взрыву, приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Виды возможных аварий, а также действия оперативной бригады при возникновении аварии

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружаю щей	Действия персонала
------------------------	---	--------------------

Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Разлив нефти, пары нефти, загазованность	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Оперативная бригада находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания;</li> <li>2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям</li> <li>3) Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газосварщика.</li> <li>4) Проведение сварочные работы</li> </ol>
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания</li> <li>2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям</li> <li>3) Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула ПЧ</li> <li>4) Ликвидирует очаг возгорания</li> </ol>

### 7.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В общем случае потери в производственной и непроизводственной сфере жизнедеятельности человека и вред окружающей среде проявляется не только в результате аварий, но и при штатной эксплуатации нефтегазовых объектов, которые относятся к особо опасным. Государственное управление в условиях чрезвычайных ситуаций осуществляется на базе Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [32].

В связи с работой в условиях, приравненным к районам Крайнего Севера, работникам полагаются специальные выплаты и льготы по трудовому

законодательству Российской Федерации. Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Статья 116 ТК РФ устанавливает северянам ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска. Для работников Крайнего Севера дополнительный отпуск составляет 24 календарных дня, а для лиц, работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, 16 календарных дней. Право на получение дополнительного отпуска возникает у работников на общих основаниях, то есть по истечении шести месяцев у данного работодателя.

Согласно № 323-ФЗ от 02.01.2013 страховые взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний уплачиваются страхователем для персонала, занимающегося строительством газонефтепроводов, составляет 0,6 % от заработной платы.

Согласно Указу Президента РФ от 23.05.1996 N 757 "О дополнительных мерах государственной поддержки граждан, выезжающих из районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей" пенсионеры и другие граждане, проработавшие в северных районах не менее 10 лет и потерявшие работу в связи с прекращением деятельности предприятий и ликвидацией поселков, расположенных в этих регионах, пользуются правом первоочередного получения жилья на территории РФ.

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Рабочая зона, ее оснащенность и оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

персонала организации. Важно, чтобы организация осуществляла проверку и оценку состояния охраны труда и промышленной безопасности, которая включает в себя следующие уровни и формы контроля:

- проведение постоянного контроля рабочими исправности технологического оборудования, приспособлений, инструмента и других средств защиты на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- проведение периодического оперативного контроля, который проводится руководителями работ и подразделений организации согласно их должностным обязанностям;
- проведение выборочного контроля состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности.

Также важно осуществлять проведение регулярных учебных и тренировочных занятий, направленных на приобретение устойчивых навыков применения технических средств и приспособлений, СИЗ и соблюдения мер безопасности в период проведения производственных мероприятий.

### **Заключение**

В результате выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные вредные и опасные факторы при проведении дополнительного дефектоскопического контроля на заболоченной местности и предложены мероприятия по снижению их воздействия на рабочего. Также был проведен анализ экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, в соответствии с которыми были предложены мероприятия по их устранению на производстве. В дополнение

были представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности рабочих, так как люди и их безопасность на производстве являются наиважнейшей задачей для всех видов деятельности, особенно в нефтегазовой отрасли.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		69

## Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- Изучена специальная литература и нормативная документация по выбранной тематике исследования;
- Изучены другие методы гидроизоляции на болотах III типа;
- Обоснован выбор мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны;
- Представлена разработанная конструкция мобильной плотины и способ установки ее на местности.

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					70	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

### Список использованных источников

1. Афанасьев В. Б., Чернова Н. В. Современные методы неразрушающего контроля // Успехи современного естествознания. — 2011. — № 7 — С. 73–74.
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы
3. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
4. Болото [Электронный ресурс] // Википедия [сайт]. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Болото#Классификация\\_болот](https://ru.wikipedia.org/wiki/Болото#Классификация_болот) (дата обращения: 19.11.2018)
5. СП 34-112-97 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Комплексная технология и организация
6. Сооружение трубопроводов в условиях болот [Электронный ресурс] // Студопедия [сайт]. URL: [https://studopedia.su/9\\_13403\\_sooruzhenie-truboprovodov-v-usloviyah-bolot.html](https://studopedia.su/9_13403_sooruzhenie-truboprovodov-v-usloviyah-bolot.html) (дата обращения: 21.11.2018)
7. РД-23.040.00-КТН-064-18 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода
8. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы
9. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов
- 10.ГОСТ 18353-79 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов
- 11.РД 13-06-2006 Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля
- 12.Способ монтажа герметичной камеры для проведения ремонтных

					<i>Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Азизов Р.А.</b>			<b>Список использованных источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					71	74
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

работ на трубопроводе Рос. Федерация № 2527926; заявл. 30.11.2012; опубл. 10.09.2014.

13.Способ ремонта трубопровода в обводненной местности и кессон для его осуществления Рос. Федерация № 2631473; заявл. 07.04.2016; опубл. 22.09.2017.

14.Экстренная защита от наводнений. Гибкие мобильные дамбы [Электронный ресурс] // MegaSecur.Europe [сайт]. URL: <https://ru.megasecureurope.com/wpcontent/uploads//2019/01/RU%D0%A2%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9%D1%84%D0%B0%D0%B9%D0%BBWater-Gate%C2%A9> (дата обращения: 20.02.2019)

15.Тугунов П. И., Новоселов В. Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

16.ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости

17.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

18.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

19.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

20.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

21.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования

22.ПБ 03-576-2003 32 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением

23.ФЗ №123 от 22.07.2013г. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

- 24.ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности
- 25.ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ Строительство. Нормы освещения строительных площадок
- 26.ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования
- 27.ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний
- 28.ТОИ Р-45-066-97 Типовая инструкция по охране труда при выполнении земляных работ
- 29.ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
- 30.ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация
- 31.ГОСТ Р 52350.29.2-2010 Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода
- 32.ФЗ №68 от 21.12.1994 г. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		73

## Приложения

### Приложение А

Таблица А.16 – Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

№ п/п	Вид грунта	Минимальное расстояние по горизонтали от края основания ремонтного котлована до бровки котлована $b$ , м																				
		Угол откоса при $H$ до 1,5 м	Глубина ремонтного котлована $H$ , м			Угол откоса при $H$ от 1,5 до 3,0 м	Глубина ремонтного котлована $H$ , м						Угол откоса при $H$ от 3,0 до 5,0 м	Глубина ремонтного котлована $H$ , м								
			0,75	1,00	1,25		1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75		3,00	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00
			4	5	6		8	9	10	11	12	13		15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Насыпной	56°	0,51	0,67	0,84	45°	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	38°	3,84	4,16	4,48	4,8	5,12	5,44	5,76	6,08	6,40
2	Песчаные и гравийные	63°	0,38	0,51	0,64	45°	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	45°	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00
3	Супесь	76°	0,19	0,25	0,31	56°	1,01	1,18	1,35	1,52	1,69	1,85	50°	2,52	2,73	2,94	3,15	3,36	3,57	3,78	3,99	4,20
4	Суглинок	76°	0,19	0,25	0,31	63°	0,76	0,89	1,02	1,15	1,27	1,40	53°	2,26	2,45	2,64	2,83	3,01	3,20	3,39	3,58	3,77
5	Глина	76°	0,19	0,25	0,31	76°	0,37	0,44	0,50	0,56	0,62	0,69	63°	1,53	1,66	1,78	1,91	2,04	2,17	2,29	2,42	2,55
6	Лессовый сухой	76°	0,19	0,25	0,31	63°	0,76	0,89	1,02	1,15	1,27	1,40	63°	1,53	1,66	1,78	1,91	2,04	2,17	2,29	2,42	2,55

Примечание – При напластовании различных видов грунта крутизну откосов для всех пластов надлежит назначить по более слабому виду грунта.

					Разработка мобильных плотин для гидроизоляции рабочей зоны проведения дополнительного дефектоскопического контроля на участках магистральных нефтепроводов, расположенных на болотах III типа											
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Приложения					Лит.	Лист	Листов				
Разраб.	Азизов Р.А.														74	74
Руковод.	Крец В.Г.															
Консульт.																
Рук-ль ООП	Брусник О.В.									ТПУ гр. 2Б5А						